



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### ESTUDIO DE INTERFERENCIAS ELECTROMAGNÉTICAS GENERADAS POR LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN CERCANÍA CON DUCTOS.

INFORME DE ACTIVIDAD PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTA

HAZIEL REYES NAVARRETE

ASESOR:

M.I. LUIS ARTURO HARO RUIZ

CIUDAD UNIVERSITARIA A 25 DE FEBRERO DEL 2013



# ÍNDICE

<b>1. OBJETIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>3. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>5</b>
3.1 CORROSIÓN POR AC .....	5
3.2 CORTO CIRCUITO.....	7
3.3 DESCARGA ATMOSFÉRICA .....	8
3.4 RIESGOS DE DESCARGAS ELÉCTRICAS.....	10
3.5 EFECTOS DE LA CORRIENTE ALTERNA A 60 HZ EN EL CUERPO HUMANO.....	10
3.6 LÍMITES DE CORRIENTE PERMISIBLE POR EL CUERPO HUMANO.....	11
3.7 POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.....	14
3.8 POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.....	15
3.9 RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	16
3.10 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	17
3.11 MÉTODOS DE MITIGACIÓN DE LA CORROSIÓN POR AC.....	19
<b>4. ANTECEDENTES .....</b>	<b>22</b>
<b>5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....</b>	<b>24</b>
<b>6. ANÁLISIS Y METODOLOGÍA EMPLEADA .....</b>	<b>24</b>
<b>7. PARTICIPACIÓN PROFESIONAL .....</b>	<b>25</b>
7.1 TRAYECTORIA DE LOS DUCTOS.....	26
7.2 LOCALIZACIÓN DE PUNTOS DE RIESGO.....	26
7.3 RECOPIACIÓN DE DATOS EN GABINETE .....	28
7.4 NIVELES DE CORTO CIRCUITO .....	28
7.5 RIESGO DE DESCARGA ATMOSFÉRICA .....	30
7.6 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO .....	32
7.7 SIMULACIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO.....	36
7.8 MEDICIÓN DE CAMPO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO.....	43
7.9 RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD.....	47
<b>8. RESULTADOS Y APORTACIONES.....</b>	<b>64</b>
<b>9. CONCLUSIONES.....</b>	<b>65</b>
<b>10. REFERENCIAS .....</b>	<b>66</b>
<b>11. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>67</b>

## 1. OBJETIVO

Este informe final está elaborado con el objetivo de dar constancia de la experiencia profesional adquirida en el puesto de supervisor especializado el cual desempeñe en la oficina de Geoelectrica de la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil perteneciente a la Comisión Federal de Electricidad en la cual, durante más de dos años, realice proyectos de diversa índole tales como la medición, evaluación, inspección y rehabilitación del sistema de tierra física de las subestaciones eléctricas Teotihuacán, Irolo, San Bernabé, Km 110, Jorobas, Lafarge, Valle de México y Apasco pertenecientes a la Gerencia Regional de transmisión Central, el Estudio de renovación del sistema eléctrico, Sistemas de protección contra descargas atmosféricas y sistemas de tierra física en las estaciones de bombeo Linares y Emilio Carranza, así como el estudio de interferencias electromagnéticas generadas por líneas de alta tensión en cercanía con ductos metálicos.

Este informe fue realizado basándose en el proyecto “Estudio de Interferencias Electromagnéticas generadas por líneas de alta tensión en cercanía con ductos metálicos”, proyecto en cual desempeñe el cargo de responsable técnico realizando actividades tales como; visitas a campo para determinar puntos de riesgo (cercanía entre líneas de alta tensión y ductos, catenaria de la línea de transmisión con distancia corta a suelo, subestaciones eléctricas en cercanía con ductos de proyecto, etc), recopilación de datos de líneas de alta tensión involucrados en el proyecto, recopilación de datos de ductos de proyecto, mediciones de resistividad del terreno a lo largo del proyecto con equipo de medición Ares y Metrel, medición de campo magnético y campo eléctrico, simulación de potenciales de paso y contacto generados en el derecho de vía de los ductos proyectados, así como la elaboración de reportes finales.

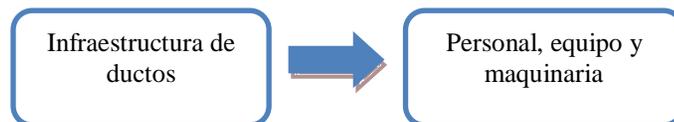
## 2. INTRODUCCIÓN

Dada la necesidad de transportar materia prima (petróleo y derivados, gas natural) desde el punto de extracción hasta las refinерías y terminales de distribución, se realizó el Estudio de Interferencias electromagnéticas con la finalidad de determinar:

- Las tensiones y corrientes inducidas en los ductos existentes o proyectados sobre el derecho de vía.
- El riesgo potencial por corrosión debido al acoplamiento electromagnético entre las líneas de transmisión y los ductos.
- La magnitud de las tensiones de paso y contacto, intensidad de campo eléctrico, densidad de campo magnético que puedan presentarse.
- Establecer los lineamientos de seguridad para el personal que construye, da mantenimiento o supervisa los trabajos en los ductos.

Cuando se construye cualquier infraestructura metálica cerca de las líneas de transmisión de alta tensión se presenta un problema conocido como interferencia por AC.

Los riesgos de este fenómeno se pueden dividir en dos aspectos:



Por lo que:

- Cualquier objeto metálico sujeto a un campo electromagnético alterno exhibirá un voltaje inducido que interfiere con su sistema de protección catódica.
- Se pueden originar fallas puntuales por corrosión en los elementos metálicos reduciendo su tiempo de vida útil y poniendo en riesgo la seguridad del ducto.
- Cuando se presentan fallas de corto circuito o descargas atmosféricas que incidan en las líneas de transmisión, se puede llegar a generar corrientes circulantes en las estructuras enterradas, provocando potenciales de paso y contacto que resulten peligrosos para el personal equipo o maquinaria que se encuentre en la cercanía del evento.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1 CORROSIÓN POR AC

De acuerdo a las configuraciones de paralelismos y cruzamientos entre las diferentes líneas de transmisión que comparten el derecho de vía con los ductos de proyecto, se pueden presentar diferentes riesgos que podrían afectar tanto al personal que labora en el derecho de vía e instalaciones cercanas así como a la operación de los ductos existentes.

Estos riesgos eléctricos son provocados por fallas en las líneas de transmisión (sobrecargas, corto circuito de fase a tierra y bifásica a tierra) y descargas atmosféricas.

Cuando ocurre una falla eléctrica por corto circuito o descarga atmosférica ya sea en las estructuras de líneas de transmisión, subestaciones eléctricas o centrales generadoras la corriente excedente siempre buscará el camino de menor resistencia para drenarse. Las estructuras responden a la corriente de falla de una manera distinta dependiendo del tipo de falla que la provoca. Sin embargo en todos los casos se presenta una sobretensión proporcional a la magnitud de la corriente con la cual se provoca la inducción en los conductores de fase, el aislamiento (aire) y el aterrizamiento adecuado de la estructura protegen a los conductores de fase de estas inducciones.

Si las estructuras no tienen una resistencia de contacto entre el terreno y la estructura baja; la corriente, producto de una descarga atmosférica, viajara en el hilo de guarda produciendo inducciones en las fases venciendo así su resistencia dieléctrica y provocando un flameo.

En el caso contrario si las estructuras cuentan con una resistencia de contacto, baja la corriente de falla se drena al terreno provocando potenciales de paso, gradientes de potencial y potenciales de contacto que podrían poner en riesgo la integridad y seguridad del personal que se encuentre trabajando cerca del punto de la descarga eléctrica.

Existen 3 fenómenos de acoplamiento electromagnético que se puede presentar sobre los ductos metálicos enterrados:

**Acoplamiento capacitivo:** Es provocado por la interacción de campos eléctricos entre dos elementos metálicos separados por un dieléctrico (aire).

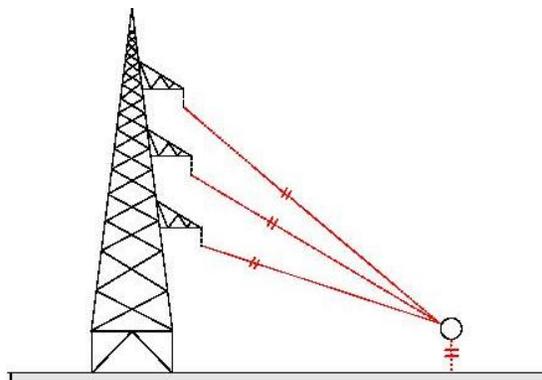


Fig. 1 Acoplamiento Capacitivo

**Acoplamiento Inductivo:** Es provocado por la interacción de una corriente eléctrica sobre las líneas de transmisión generando campos magnéticos que influyen sobre elementos metálicos cercanos.

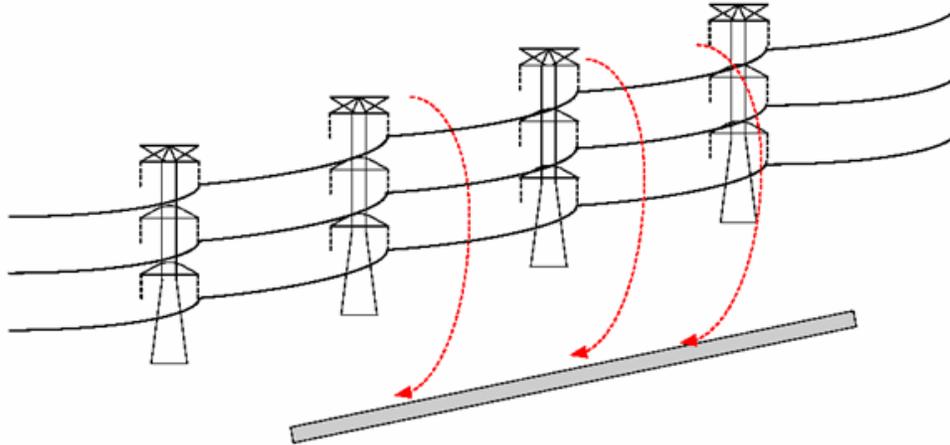


Fig.2 Acoplamiento inductivo.

El efecto inductivo de la línea de transmisión o cables a ductos metálicos dependen básicamente de cuatro parámetros:

- Corrientes y condiciones de operación de la línea de transmisión.
- Distancia entre el ducto y la línea de transmisión.
- Longitud del ducto expuesta.

**Acoplamiento conductivo:** Es provocado por el incremento de potencial de tierra debido a las corrientes eléctricas (GPR) inyectadas por la línea de transmisión durante una falla de corto circuito o descarga atmosférica.

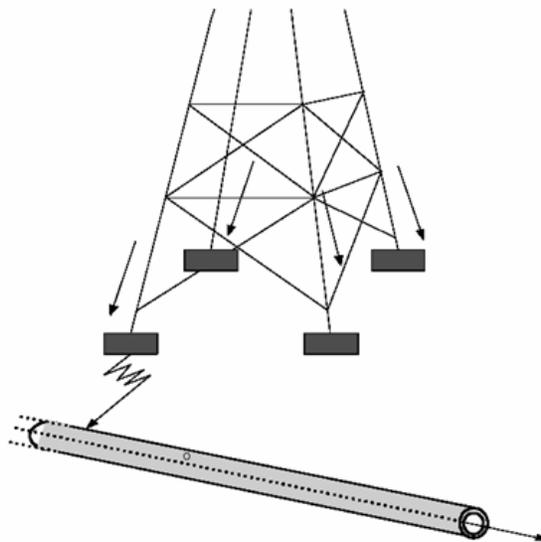


Fig. 3 Acoplamiento conductivo

## 3.2 CORTO CIRCUITO

El Corto Circuito se define como una corriente que se encuentra fuera de sus rangos normales. Algunos cortos circuitos no son mayores que las corrientes de carga, mientras que otros la pueden exceder en muchas veces su valor.

El Corto Circuito puede tener su origen de distintas formas en líneas de transmisión, por ejemplo: perdidas de aislamiento, de manera que los conductores queden expuestos a contacto directo entre sí o a tierra, fallas mecánicas, fallas en el equipo por sobre cargas excesivas y repentinas, hasta situaciones que no tienen nada que ver con las condiciones de operación del sistema eléctrico o sus elementos, como lo son caída de líneas de transmisión por fenómenos atmosféricos, huracanes o nieve, además de accidentes que involucren caída de torres o líneas de transmisión como lo son automovilísticos o aéreos. Cualquiera que sea la causa, el corto circuito es por lo general, el resultado de una ruptura dieléctrica del aislamiento de los conductores o aisladores.

El corto circuito tiene por lo general tres efectos:

### **Arco eléctrico.**

Se puede presentar en un rango de unos cuantos de miles de amperes. El efecto de la falla es muy dramático, ya que el arco quema prácticamente todo lo que se encuentre en su trayectoria.

### **Calentamiento.**

Cuando un corto circuito tiene una gran magnitud de corriente, causa severos efectos de calentamiento, por ejemplo, una corriente de falla de 15 kA en un conductor de cobre calibre 6 AWG, produce una elevación de temperatura de 205 °C en menos de un ciclo de duración de la falla, estas temperaturas pueden iniciar el fuego en algunos materiales vecinos.

### **Esfuerzos magnéticos.**

Un campo magnético se forma alrededor de cualquier conductor por el que circula una corriente; cuando esta corriente es de corto circuito, de miles amperes, el campo magnético se incrementa y los esfuerzos magnéticos producidos son significativamente mayores en las estructuras que se encuentran dentro del área de influencia de la falla.

## **Tipos de Falla en sistemas eléctricos**

Los tipos de falla que se pueden presentar en una línea de transmisión son:

- Falla de fase a tierra ( falla monofásica )
- Falla entre dos fases ( falla bifásica )
- Falla de dos fases a tierra ( falla bifásica a tierra )
- Falla entre tres fases ( falla trifásica )

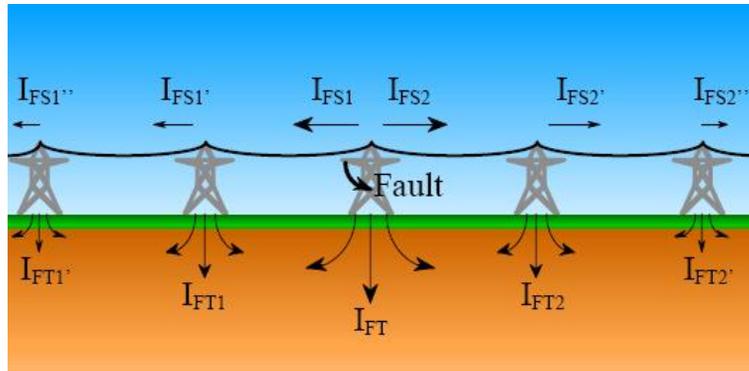


Fig 4. Trayectoria de la corriente en una torre durante condiciones de Falla.

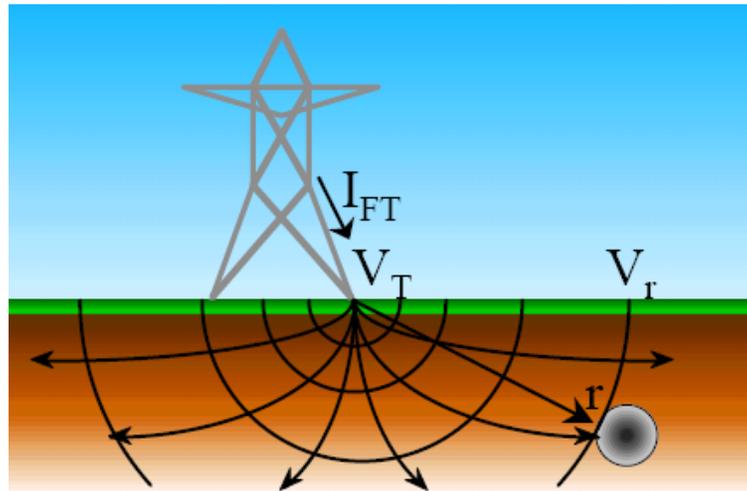


Fig 5. Distribución de la corriente de falla a lo largo de la línea de transmisión

### 3.3 DESCARGA ATMOSFÉRICA

La descarga atmosférica conocida también como rayo, es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o, entre nubes.

Los rayos pueden ser provocados de nube a tierra o viceversa, y pueden ser positivos o negativos. Los más comunes, siendo el 90 % de los rayos detectados, son de una nube negativa hacia tierra.

Los rayos iniciados en las nubes negativas, normalmente aparecen en nubes de tormenta del tipo cumulonimbus convectivas que usualmente miden de 3 a más de 50 km de largo, y son consecuencia de un rompimiento dieléctrico atmosférico.

Este rompimiento una vez iniciado, avanza en zig-zag a razón de unos 50 metros por microsegundo con descansos de 50 microsegundos.

Una vez que el rompimiento creó una columna de plasma en el aire, la descarga eléctrica surgirá inmediatamente dentro de un hemisferio de unos 50 m de radio del punto de potencial más alto y cualquier objeto puede ser el foco de esta descarga hacia arriba de partículas positivas, incluso desde una parte metálica debajo de una torre.

Los rayos ocurren con diferentes intensidades y un sistema que proteja contra su efecto debe ser diseñado tomando en cuenta los rayos promedio o mayores del área en cuestión. Las descargas atmosféricas no pueden ser detenidas o evitadas, pero la energía puede ser desviada y controlada pero con costos de inversión elevados y en algunos casos incosteables.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas con el que cuentan las líneas de transmisión tienen los siguientes objetivos:

- Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito, llamado hilo de guarda.
- Conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores que transfieren la energía de la descarga mediante trayectorias de baja impedancia, y;
- Disipar la energía en un sistema de terminales (electrodos) en tierra (contraantenas o electrodos puntuales).

Como la resistividad de la tierra no es uniforme en todos los puntos, dentro de un mismo predio puede existir un potencial entre dos elementos metálicos enterrados. Por eso, en un sistema de electrodos múltiples conectados entre sí, a manera de malla, existe la probabilidad de que exista una diferencia de potencial entre algunos de sus puntos aterrizados.

Es conocido que cada vez que ocurre un rayo se crea un campo magnético, no importando si el rayo es a tierra o entre nubes. Este campo induce una corriente en cualquier conductor en la vecindad del rayo por lo que, si existen electrodos al final de ese conductor, fluirá por tierra la corriente cerrando el circuito. Por ejemplo, en el caso de los oleoductos, poliductos y gasoductos, se puede transmitir la corriente de una descarga a una gran distancia del punto donde la descarga tuvo lugar provocando riesgos en zonas como trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, etc.

En la siguiente figura se muestran las corrientes que pueden llegar a ser inyectadas a la tubería para los casos donde la corriente de falla es inyectada en el extremo de la tubería, o en el punto medio de la tubería, tanto por condiciones de falla como descargas atmosféricas.

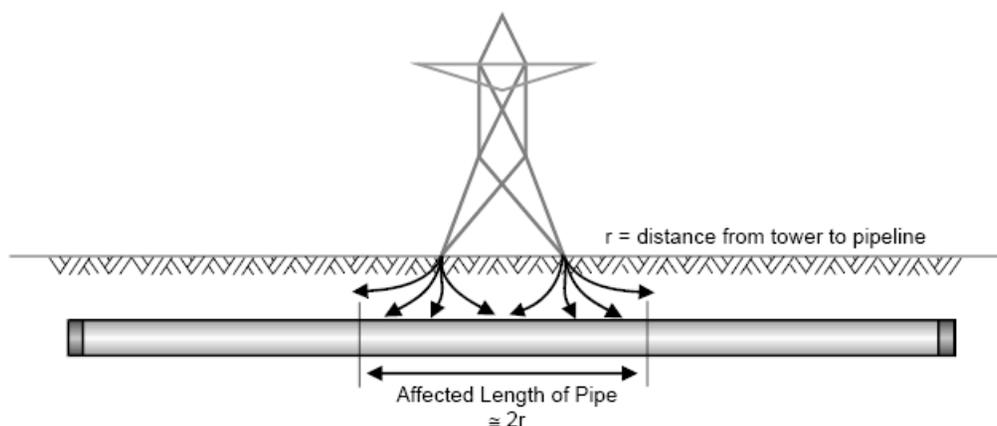


Fig. 6 Corrientes inyectadas a la tubería

### 3.4 RIESGOS DE DESCARGAS ELÉCTRICAS

Existen dos tipos de riesgo de descargas eléctricas que pueden ocurrir en los ductos afectados por una Interferencia de corriente alterna (AC), la primera, es una descarga de corta duración resultado de un contacto constante con la tubería, en el mismo instante en que ocurre una falla en la línea de transmisión, mientras que a segunda es una descarga resultante del contacto con un voltaje de (AC) en estado estable inducido.

La severidad de una descarga depende de la magnitud de corriente.

La siguiente tabla enlista los efectos de varias magnitudes de descarga (hasta 60 Hz) en el cuerpo humano.

### 3.5 EFECTOS DE LA CORRIENTE ALTERNA A 60 HZ EN EL CUERPO HUMANO

Corriente	Efectos
1 mA o menos	Sin sensación.
1 a 8 mA	Sensación de choque — sin dolor; No se pierde el control muscular.
8 a 15 mA	Choque doloroso — no se pierde el control muscular.
15 a 20 mA	Choque doloroso— se pierde control muscular; no se puede soltar.
20 a 50 mA	Choque doloroso— contracciones musculares severas; dificultad respiratoria.
50 a 100 mA	Fibrilación Ventricular— muerte si no se aplica un rápido masaje cardíaco.
100 a 200 mA	Se debe aplicar desfibrilación para restaurar el ritmo cardíaco. Probable paro respiratorio.
200 mA y más	Quemaduras severas —contracciones musculares severas; los músculos del pecho abrazan al corazón y lo detienen durante el choque; la respiración se detiene—el corazón puede funcionar con el siguiente choque o se puede requerir un masaje cardíaco.

Tabla 1. Valores de corriente alterna que afectan al cuerpo humano. Ref; SP0177 – 2007 MITIGATION OF AC AND LIGHTNING NACE

Las pequeñas descargas eléctricas pueden producir náuseas y causan movimientos involuntarios que producen accidentes. Sin embargo, la menor descarga significativa es cuando una persona pierda el control muscular y no puede retirarse del objeto electrizado. La máxima corriente a la cual una persona aún puede liberarse se conoce como “corriente de liberación”. Ésta es considerada como la máxima corriente segura que puede el cuerpo soportar en una descarga continua en exposiciones repetidas en su corriente de liberación sin afectaciones serias.

Como los incrementos de corriente van más allá de la corriente de liberación, las descargas llegan a ser cada vez más dolorosas y más peligrosas para el cuerpo. El peligro de descarga más serio ocurre cuando las corrientes son capaces de causar la fibrilación ventricular. Cuando ocurre la fibrilación ventricular, las señales eléctricas al corazón se interrumpen y el corazón deja de bombear sangre al organismo. Bajo estas circunstancias, el corazón casi nunca

comienza a bombear otra vez por sí mismo y la muerte se puede prevenir solamente administrando la resucitación cardio-pulmonar (RCP) hasta que la desfibrilación puede ser aplicada. Un desfibrilador utiliza un fuerte pulso de corriente continua (C.C) para contraer completamente al corazón, hasta que el corazón se pueda restaurar a su patrón rítmico normal.

Comenzando en los años 30, los estudios se han conducido para determinar los efectos fisiológicos de la intensidad de corriente y la duración de la descarga. Porque no sería posible estudiar los efectos de corrientes excesivas seres humanos, los experimentos fueron conducidos en una variedad de diversos animales. Las tendencias fueron hechas para proyectar estos resultados en los seres humanos.

### 3.6 LÍMITES DE CORRIENTE PERMISIBLE POR EL CUERPO HUMANO.

Al enfatizar la importancia del umbral de la fibrilación las corrientes pueden mantenerse por debajo de este valor mediante un cuidadoso diseño en el sistema de tierras.

La corriente de magnitud  $I_B$  y rango de duración 0.03 a 3 segundos que no produce fibrilación, está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo y se describe en la siguiente ecuación [1]:

$$(I_B)^2 t_s = S_B \quad \text{Ecuación (A)}$$

Dónde:

$I_B$ = Magnitud rms de la corriente que fluye por el cuerpo

$t_s$ = Duración del flujo de corriente en segundos

$S_B$  = Constante empírica relacionada con la energía tolerada por un porcentaje de una población dada.

La magnitud y duración de la corriente que circula por el cuerpo humano debe ser menor que aquella que cause fibrilación ventricular. La duración para la cual una corriente de 50 a 60 Hz puede ser tolerada por la mayoría de las personas, está relacionada con la magnitud de corriente de acuerdo con la ecuación A.

De estudios realizados, se concluye que el 99.5% de las personas puede soportar de manera segura, sin fibrilación ventricular, el paso de una corriente en magnitud y duración, determinada por la siguiente fórmula [1]:

$$I_B = k / \sqrt{t_s} \quad \text{Ecuación (B)}$$

Donde, en adición a los términos previamente definidos por la ecuación A:

$$k = \sqrt{S_B}$$

La energía que puede soportar el 99.5% de las personas con peso aproximado de 50 Kg (110 lb) da como resultado un valor de  $S_B$  igual a 0.0135, entonces  $K_{50} = 0.116$  y la fórmula para la corriente permisible por el cuerpo es [1]:

$$I_B = 0,116 / \sqrt{t_s} \quad \text{Ecuación (C)}$$

Nótese en esta ecuación que los resultados para 1 s, son 116 mA y para 0,1 s., 376 mA. Para las personas con peso aproximado de 70 kg (115 lb) se ha determinado un valor de  $S_B = 0,0246$  y  $K_{70} = 0,157$  entonces la fórmula queda [1]:

$$I_B = 0,157 / \sqrt{t_s} \quad \text{Ecuación (D)}$$

Este valor puede considerarse típico para los cálculos, ya que la mayoría de la población tiene un peso alrededor de los 70 kg.

### Resistencia del cuerpo humano

Para la corriente directa y para la corriente alterna a frecuencia nominal, el cuerpo humano puede representarse por una resistencia. Esta resistencia está medida entre extremidades, esto es, entre una mano y ambos pies o entre un pie y el otro pie. En cualquiera de los dos casos, el valor de la resistencia es difícil de establecer. Un valor de resistencia para el cuerpo humano es aproximadamente de 300 ohms, aunque se ha determinado por estudios un rango entre 500 y 3000 ohms [1]

Para altos voltajes y corrientes (arriba de 1 kV y 5 A), la resistencia disminuye por daño o perforación de la piel en el punto de contacto.

Para fines de cálculo se han establecido las siguientes consideraciones [1]:

- La resistencia de contacto para las manos y los zapatos es igual a cero.
- Se ha seleccionado el valor de 1000 ohms para representar el valor de resistencia del cuerpo humano, de una mano a ambos pies, entre mano y mano o entre un pie y el otro pie.

$$R_B = 1000 \Omega$$

### Circuitos equivalentes accidentales

La figura 7 define el circuito equivalente de un contacto pie a pie. El potencial  $U$  es la diferencia de potencial máxima entre dos puntos sobre la superficie del terreno, separados por la distancia de un paso.

El circuito equivalente para el potencial de paso se muestra a continuación:

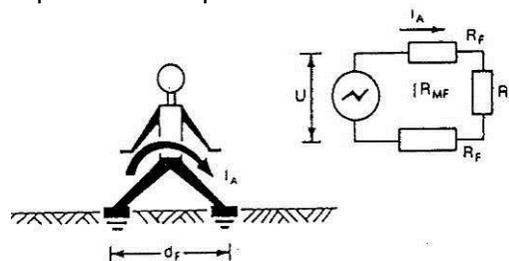


Fig. 7 circuito equivalente de potencial de paso

$$d_F = 1 \text{ m}$$

$$R_A = R_B + 2R_F - 2R_{MF}$$

$$I_A = U/R_A$$

$$R_B = 1000 \Omega$$

Donde:

$I_A$  = Corriente a través del circuito accidental.  
 $R_A$  = Resistencia efectiva total del circuito accidental.  
 $R_B$  = Resistencia del cuerpo.  
 $d_F$  = Distancia entre los pies en m.

El circuito equivalente para el contacto entre una mano y los dos pies se muestra en la figura 8.

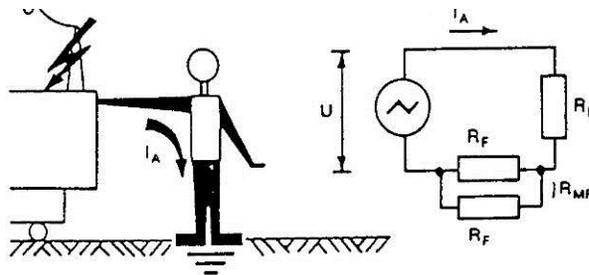


Fig. 8 circuito equivalente de potencial de contacto

La resistencia equivalente para el circuito del potencial de contacto está dada por:

$$R_A = R_B + \frac{1}{2} (R_{\text{foot}} + R_{\text{Mfoot}}) \quad \text{Ecuación (E)}$$

Donde:

$R_{\text{foot}}$  = Resistencia propia de un pie a tierra en ohms.  
 $R_{\text{Mfoot}}$  = Resistencia mutua entre los pies en ohms.

Para el propósito de análisis del circuito, el pie humano generalmente se representa como un disco metálico conductor despreciando la resistencia de contacto de los zapatos.

La resistencia a tierra en ohms de un disco metálico de radio  $b$  en metros sobre la superficie de un suelo homogéneo de resistividad  $\rho$  ( $\Omega \cdot \text{m}$ ), está dado por [1]:

$$R_f = \frac{\rho}{4b} \quad \text{Ecuación (F)}$$

Para los cálculos se ha seleccionado un radio de 0,08 m (3 pulgadas) para el disco que representaría a un pie, despreciando el término correspondiente a la resistencia mutua.

Con esta aproximación, las ecuaciones para las resistencias en serie y paralelo de los 2 pies se obtienen en forma numérica y expresadas en términos de  $\rho$  como [1]:

$$R_{2Fs} = 2 (R_{foot} - R_{Mfoot}) \quad \text{Ecuación (G)}$$

$$R_{2Fp} = 1/2 (R_{foot} + R_{Mfoot}) \quad \text{Ecuación (H)}$$

Donde:

$R_{2Fs}$  = Resistencia de los dos pies en serie.

$R_{2Fp}$  = Resistencia de los dos en paralelo.

El valor de corriente que soporta el cuerpo humano se define por las sig. Ecuaciones;

$$\text{Para un peso de 50 kg } I_B = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación (I)}$$

$$\text{Para un peso de 70 kg } I_B = \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación (J)}$$

### 3.7 POTENCIAL DE PASO TOLERABLE

Una persona que no está tocando una estructura cuando en esta ocurre una falla eléctrica se expone a un voltaje porque ésta es la diferencia de potencial entre los dos puntos en la tierra donde la persona se encuentra ubicada. La corriente que se descarga pasará a partir de un pie, a través del cuerpo, y al otro pie. Este voltaje se conoce como potencial del paso ( $E_{paso}$ ). Es definido como la diferencia potencial entre dos puntos en la superficie de tierra, separada por una distancia de un paso (aproximadamente 1 m), en la dirección del gradiente máximo del voltaje [1].

Se calcula a partir de las ecuaciones G, I, J y el circuito equivalente de potencial de paso estudiados anteriormente.

$$E_{paso} = (R_B + R_{2Fs}) I_B \quad \text{Ecuación (K)}$$

$$E_{paso50} = (1000 + 6Cs \cdot \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación (L)}$$

$$E_{paso70} = (1000 + 6Cs \cdot \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación (M)}$$

Donde:

$C_s = 1$ , Para cuando no existe capa superficial en el terreno o determinado a partir del potencial de paso, cuando se tenga una capa superficial de alta resistividad y pequeño espesor.

$\rho_s$  = Resistividad del material de la superficie en ohms-metro.

$t_s$  = Duración de la corriente en segundos.

### 3.8 POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE

Una descarga eléctrica puede ocurrir cuando una persona toca una estructura energizada, o incluso cuando una persona se encuentra simplemente en la vecindad de una estructura energizada que esté en contacto con la tierra. La corriente de falla pasa de la estructura a la tierra, creando un gradiente del voltaje. Una persona que toca la estructura se expone a un voltaje, ya que ésta es la diferencia potencial entre la estructura y el punto en la tierra donde se encuentra la persona. Una corriente de choque pasará de la mano, a través del cuerpo y a los dos pies. El voltaje al cual la persona se expone en este caso, se conoce como potencial de contacto ( $E_{cont}$ ). Se define como la diferencia de potencial entre una estructura y los puntos metálicos de puestas en la superficie de tierra separada por una distancia igual al alcance máximo normal horizontal (aproximadamente 1 m) [1].

Se calcula a partir de las ecuaciones H, I, J y el circuito equivalente de potencial de contacto estudiados anteriormente, para pesos de 50 y 70 kg.

$$E_{cont} = (RB + R2Fp)IB \quad \text{Ecuación (N)}$$

$$E_{cont50} = (1000 + 1,5 (Cs \cdot \rho_s)) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación (O)}$$

$$E_{cont70} = (1000 + 1,5 (Cs \cdot \rho_s)) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ecuación (P)}$$

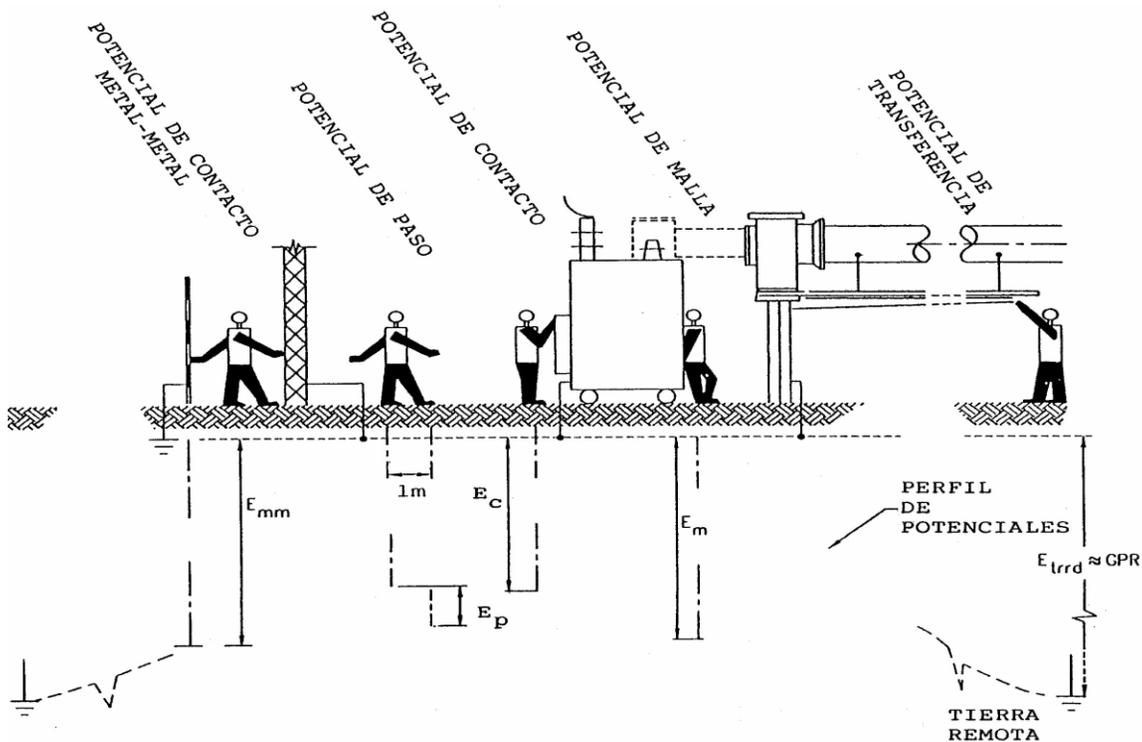


Fig. 9 Situación de potenciales

Donde:

$E_c$  = potencial de contacto.

$E_p$  = potencial de paso.

$E_m$  = potencial de malla.

$E_{mm}$  = potencial de contacto metal - metal.

$E_{tr}$  = potencial de transferencia.

Como la probabilidad de una falla es baja, y la duración de la misma es muy corta (típicamente <0.1 s) la probabilidad de entrar en contacto con la tubería o una extensión de ésta en el momento que ocurre una falla es muy baja.

Por lo tanto, los sistemas que se diseñan para proteger la seguridad del personal en caso de falla tienen como finalidad preservar la vida, así como la prevención de una descarga dolorosa. En el caso de un voltaje de estado estacionario inducido que esté siempre presente en la tubería, el sistema de mitigación debe ser diseñado de modo que el contacto con el voltaje, seguramente, prevenga que una persona logre liberarse de una descarga y que no tenga dificultades de respiración. Un valor de 15 mA se ha elegido como la corriente máxima que soporta cuerpo [2]. Si se asume que una resistencia mínima corporal de 1000  $\Omega$ , el voltaje máximo de voltaje estacionario de CA es determinado por la ley de ohm como:

$$\begin{aligned} V_{ss} &= I_{ss} \times R_{body} && \text{Ecuación (Q)} \\ &= 15\text{mA} \times 1000\Omega = 15 \text{ V} \end{aligned}$$

Este límite de 15V para los voltajes inducidos en estado estacionario de la tubería de la CA ha sido adoptado por varios estándares, incluyendo NACE RP0177 y el CSA C22.3 No.6 de la asociación canadiense de los estándares. Algunas fuentes observan que el valor de 15 V viene realmente de una corriente sostenible máxima del cuerpo de 10 mA y de una resistencia presunta del cuerpo de 1500  $\Omega$ ; sin embargo, al final el resultado es igual. También hay que recordar que aunque 15V es un límite conocido como seguro existen casos donde incluso 15 V serían considerados excesivos, tales donde podría esperarse que los niños pudieran entrar en contacto con este voltaje.

### 3.9 RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Uno de los parámetros más importantes en el estudio de interferencias electromagnéticas es la resistividad del terreno.

La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste para conducir una carga eléctrica y es conocida además como la resistencia específica del terreno. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina "Resistividad Aparente" que para el interés de este trabajo, será conocida simplemente como "Resistividad del Terreno"

En la NOM-022-STPS-2008 se define el término resistividad, como la resistencia que ofrece al paso de la corriente un cubo de terreno de un metro por lado.

La resistividad del suelo depende de diversos parámetros como son:

- Contenido de agua.
- Contenido de sales.
- Temperatura.
- Grado de compactación.
- Heterogeneidad.
- Granulometría
- Estratigrafía

La resistividad de los suelos puede medirse directamente por diversos métodos. Tales determinaciones experimentales pueden efectuarse de tres modos diferentes:

• Por medio de mediciones Geoeléctricas realizadas en la superficie del terreno. Sondeos Eléctricos Verticales (SEV), sondeos magneto telúricos, etc. La medición estudia un volumen grande de suelo en su estado natural.

• Por mediciones efectuadas en el interior de sondeos mecánicos. El suelo se estudia en su estado natural, con mejor detalle pero más local (menos volumen de suelo).

• Por laboratorio en muestras extraídas de afloramientos, sondeos mecánicos, etc. Abarca un volumen pequeño de suelo el cual es alterado y puede no ser representativo.

### 3.10 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

De acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005 (instalaciones eléctricas última versión), las partes vivas sin proteger por encima del espacio de trabajo deben mantener una distancia no menor a la que se indica en la siguiente tabla.

Tensión eléctrica Nominal entre fases (V)	Altura (m)
601-7500	2,60
7501-35000	2,75
Más de 35000	2,75 + 0,01 por cada kV. arriba de 35 kV.

Tabla 2. Distancia a las partes vivas sin proteger. [3]

Por tanto para:

- 23 kV. una distancia de 2.75 m.**
- 85 kV. una distancia de 3.25 m.**
- 115 kV una distancia de 3.55 m.**
- 230 kV una distancia de 4.7 m.**
- 400 kV una distancia de 6.4 m.**

De acuerdo con la norma NFPA 70E 2012 “Requisitos De Seguridad Eléctrica De Los Empleados En Los Lugares De Trabajo”, las personas no calificadas están seguras manteniendo la distancia a los conductores y a partes de circuitos energizados con los que se puede tener contacto físico, incluyendo el objeto conductor más largo que se esté manipulando. Esta distancia segura es la frontera límite de aproximación. Además, las personas no deben cruzar la frontera de protección contra arco a menos que cuenten con equipo de seguridad adecuado y estén bajo la estricta supervisión de una persona calificada.

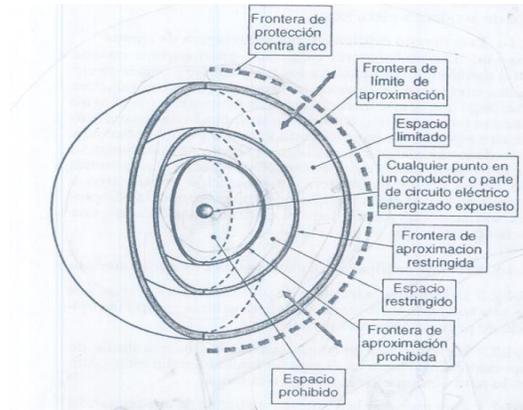


Fig. 10 Límites de aproximación [4].

En la Tabla 3 se muestran las distancias mínimas de seguridad a los conductores o energizadas acuerdo a la norma NFPA 70E 2012. Estas distancias incluyen las dimensiones que se agregan a la mínima distancia básica de aislamiento de aire.

Rango de tensión nominal de fase	Frontera límite de aproximación		Frontera de aprox. restringida: incluye movimiento involuntario	Frontera de aproximación prohibida
	Conductor móvil	Parte fija de un circuito		
51 a 300 V	10 pies 0 pulg. (3.05 m)	3 pies 6 pulg. (1.07 m)	Evitar el contacto	Evitar el contacto
300 a 750 V	10 pies 0 pulg. (3.05 m)	3 pies 6 pulg. (1.07 m)	1 pies 0 pulg. (0.3048 m)	0 pies 1 pulg. (0.025 m)
751 V a 15 kV	10 pies 0 pulg. (3.05 m)	5 pies 0 pulg. (1.53 m)	2 pies 2 pulg. (0.66 m)	0 pies 7 pulg. (0.17 m)
15.1 a 36 kV	10 pies 0 pulg. (3.05 m)	6 pies 0 pulg. (1.83 m)	2 pies 7 pulg. (0.78 m)	0 pies 10 pulg. (0.25 m)
36.1 a 46 kV	10 pies 0 pulg. (3.05 m)	8 pies 0 pulg. (2.44 m)	2 pies 9 pulg. (0.83 m)	1 pies 5 pulg. (0.43 m)
46.1 a 72.5 kV	10 pies 0 pulg. (3.05 m)	8 pies 0 pulg. (2.44 m)	3 pies 2 pulg. (0.96 m)	2 pies 1 pulg. (0.63 m)
72.6 a 121 kV	10 pies 8 pulg. (3.25 m)	8 pies 0 pulg. (2.44 m)	3 pies 3 pulg. (0.96 m)	2 pies 8 pulg. (0.81 m)
138 a 145 kV	11 pies 0 pulg. (3.36 m)	10 pies 0 pulg. (3.05 m)	3 pies 7 pulg. (1.09 m)	3 pies 1 pulg. (0.93 m)
161 a 169 kV	11 pies 8 pulg. (3.56 m)	11 pies 8 pulg. (3.56 m)	4 pies 0 pulg. (1.22 m)	3 pies 6 pulg. (1.07 m)
230 a 242 kV	13 pies 0 pulg. (3.97 m)	13 pies 0 pulg. (3.97 m)	5 pies 3 pulg. (1.6 m)	4 pies 9 pulg. (1.45 m)
345 a 362 kV	15 pies 4 pulg. (4.68 m)	15 pies 4 pulg. (4.67 m)	8 pies 6 pulg. (2.59 m)	8 pies 0 pulg. (2.44 m)
400 a 550 kV	19 pies 0 pulg. (5.8 m)	19 pies 0 pulg. (5.8 m)	11 pies 3 pulg. (3.43 m)	10 pies 9 pulg. (3.28 m)

Tabla 3 Límites de aproximación a partes energizadas para protección contra choque. (Todas las dimensiones son la distancia entre la parte energizada y el empleado) [4]

La distancia mínima a los conductores expuestos móviles a la que una persona debe mantener para estar segura y evitar el choque eléctrico se basa en la regla OSHA 18001 para personas no calificadas las cuales deben mantener una distancia de seguridad de 10 pies (3.05 m.) para todas las tensiones hasta 50 kV (tensión a tierra), más 0,4 in (102 mm) por cada 1 kV superior a 50 kV.

Por lo que para las tensiones usadas se tendrá:

23 kV --- 3,05 m.  
 85 kV --- 3,25 m.  
 115 kV---3,25 m.  
 230 kV---3,96 m.  
 400 kV---5,79 m.

Las distancias mínimas a partes de circuitos energizados fijas para que una persona esté segura de acuerdo al National Electric Code 2008 serán de:

Voltaje Nominal a tierra		Distancia mínima de seguridad
601-2500 V		1,2 m (4 ft)
2501-9000 V		1,5 m (5 ft)
9001-25000 V		1,8 m (6 ft)
25001-75000 V		2,5 m (8 ft)
Mayor a 75 kV		3,0 m (9 ft)

Tabla 4 Profundidad mínima de un espacio de trabajo en una instalación eléctrica. [5]

Para más de 145 kV se determina de acuerdo a la regla OSHA 18001 para personas no calificadas las cuales deben mantener una distancia de seguridad de 10 pies (3.05 m.) para todas las tensiones hasta 145 kV (tensión a tierra), más 0.4 in (102 mm) por cada 1 kV superior a 145 kV.

Por lo que se tendrá:

**23 kV --- 1.8 m.**  
**85 kV --- 3 m.**  
**115 kV --- 3.43 m.**  
**230 kV --- 3.96 m.**  
**400 kV --- 5.79 m.**

### 3.11 MÉTODOS DE MITIGACIÓN DE LA CORROSIÓN POR AC

Para evitar daños tanto al personal que labora en la construcción o mantenimiento de ductos y sus instalaciones como a la infraestructura de los ductos, es necesario realizar acciones que mitiguen los efectos de la corriente alterna producto de la cercanía con líneas de alta tensión.

Algunos métodos de mitigación son los siguientes;

- Separación de ductos respecto a líneas de alta tensión o subestaciones de potencia
- Instalación de mallas de control de gradiente
- Instalación de desacopladores de estado sólido de corriente alterna
- Correcta selección de revestimiento de los ductos.

Para realizar cualquiera de estas acciones debe existir un sustento técnico y análisis económico ya que puede implicar un alto costo, por ejemplo el hecho de modificar la trayectoria de los ductos implica realizar cambios en el derecho de vía y comprar más terrenos de diferentes ejidos, el seleccionar un revestimiento mucho mayor al necesario aumenta el costo del mismo más si se trata de un paralelismo de varios kilómetros.

### **Mallas de control de gradientes**

Si se coloca en contacto con la tubería adyacente, la malla de control de gradiente resuelve los problemas de potenciales de paso y de contacto ya que reduce el gradiente de tensión en la malla a niveles muy bajos. El diseño de baja inductancia del material de la malla arroja diferencias de tensión extremadamente bajas en comparación con los sistemas de puesta a tierra de un solo cable; independientemente de si los otros sistemas están distribuidos en forma de espiral o de alguna otra manera, ya que dichas distribuciones constituyen inevitablemente un diseño de inductancia alta que produce diferencias de tensión elevadas.

La malla de control de gradiente se debe utilizar en lugares donde es posible que existan diferencias de tensión. Por ejemplo;

- Estaciones de prueba en un tendido eléctrico, para evitar problemas de tensión de paso y de contacto en caso de que exista la posibilidad de contacto con algún sistema eléctrico de potencia.
- Alrededor de los controles de válvulas en los lugares en los que hay válvulas de bloqueo y en las instalaciones de medición y regulación cerca de algún sistema eléctrico de potencia.

Uno de los factores más importantes en la instalación es que la conexión del cable que une la malla de control de gradiente y el ducto sea lo más corto posible, preferentemente 8" (20,32 cm) o menos, si la malla está conectada directamente al ducto, esto debido a que los conductores tienen intrínsecamente una inductancia y cuando el aumento de corriente es muy rápido, como la de un rayo, se desarrolla un voltaje significativo por unidad a lo largo del conductor que fluye a través del conductor desde el ducto hasta la malla. Esta diferencia de potencial se agrega directamente al potencial de contacto para un trabajador parado sobre la malla. Por lo tanto, la conexión entre la malla y el ducto debe ser lo más corto posible [2].

### **Celdas de polarización de reemplazo de estado sólido.**

La celda de polarización de reemplazo de estado sólido es un dispositivo diseñado para proporcionar desacoplamiento de corriente continua y continuidad o puesta a tierra de corriente alterna en estructuras con protección catódica. Al desacoplar el sistema de protección catódica de los sistemas de puesta a tierra y de otras instalaciones, se pueden minimizar los requisitos de la protección catódica, al mismo tiempo que se mantiene la efectividad del aterrizamiento tanto para corriente de falla de corto circuito como para descarga atmosférica. Las celdas de polarización pueden eliminar o reducir considerablemente los potenciales inducidos durante la operación normal o en condiciones de sobrevoltaje así como reducir la probabilidad de formación de arco y perforación de la estructura [6]. La celda de polarización deberá instalarse junto con la malla permanente de control de gradiente en los sitios requeridos.

La información requerida para la selección de adecuada de la celda de polarización es la siguiente:

- La falla de corriente CA capaz de circular a través del dispositivo bajo una condición de falla.
- La corriente CA en estado estacionario disponible capaz de circular a través del dispositivo mientras bloquea la circulación de corriente CD.
- El voltaje de bloqueo de corriente CD que se requiere.
- La clasificación de áreas, en este caso como es clase I división I, aplica el PCRH. (Clase 1 División 1)
- El tipo de ambiente que está presente para la selección de la envolvente. (enterrado en el terreno, ambiente húmedo y sin exposición a la luz ultravioleta)

### Rangos de corriente de falla en ac: pcr/pcrh

Para seleccionar la capacidad correcta de corriente de falla, es necesario conocer cuánta corriente CA de falla es capaz de circular a través del ducto en caso de una falla de corriente CA.

Por motivos de seguridad, el PCR permite que toda la corriente conectada directamente a tierra circule con una mínima caída de voltaje entre los terminales (es decir, menor a 10 voltios bajo la máxima capacidad nominal de conducción de corriente de falla). Cuando se ha disipado la condición de falla, el PCR vuelve a su estado operativo normal, el que permite la circulación de un bajo nivel de corriente CA en estado estacionario (en caso de estar presente) a la vez que bloquea la circulación de una corriente CD. Otro ejemplo se produce cuando un PCR es instalado en un empalme aislado para brindar protección contra sobrecargas de voltaje causada por rayos y corrientes CA de falla. En este caso, el producto protege el empalme haciendo pasar toda la corriente CA a través del PCR o PCRH alrededor de la junta aislante, a la vez que limita el voltaje a través del aislamiento del empalme. Luego de haber sufrido una falla o el golpe de un rayo, el dispositivo automáticamente vuelve a su modo operativo normal bloqueando la circulación de la corriente CD [7].

### Rangos de corriente de estado estable: pcr/pcrh

La capacidad de corriente estacionaria representa el máximo de la corriente CA en estado estacionario que es capaz de circular a través del dispositivo mientras bloquea la circulación de corriente CD.

<b>Capacidad nominal de falla de corriente CA</b>					<b>Capacidades nominales de corriente CA en estado estacionario</b>		
<b>(Amperios AC-RMS simétrico)</b>					<b>(Amperios AC-RMS simétricos)</b>		
60 Hz Ciclos	PCR o PCRH				Valores para 50/60 Hz		
	3,7KA	5KA	10KA	15KA	Temp	Valor para 45A estándar	Capacidad nominal opcional para 80A
1	6.500	8.800	20.000	35.000	ambiente	PCR/PCRH	Sólo corresponde al PCR
3	5.000	6.800	15.000	27.000			
10	4.200	5.700	12.000	21.000			
30	3.700	5.000	10.000	15.000			
50 Hz Ciclos	PCR o PCRH				20°C	50A	90A
	3,5KA	5KA	9KA	14KA	65°C	40A	70A
1	6.100	8.800	19.000	33.000			
3	4.700	6.800	14.000	25.000			

Tabla 5 Capacidades de falla de corriente. [7]

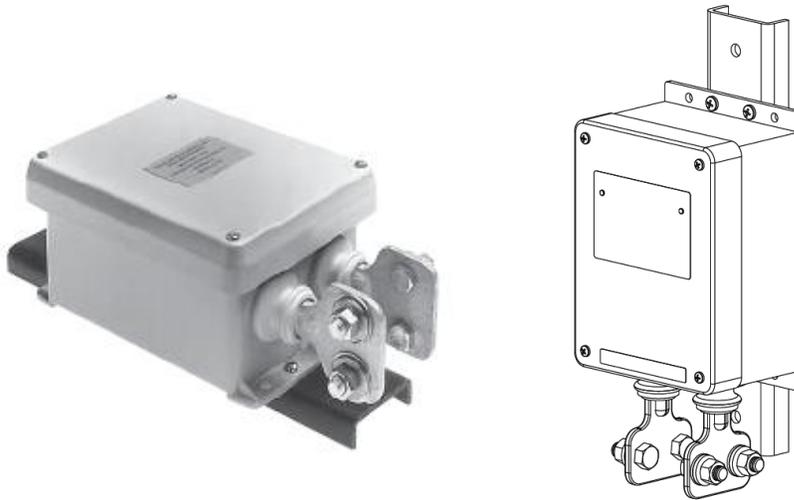


Fig 11. Tipos de gabinetes para celdas de polarización PCR

### Aplicaciones típicas pcr/pcrh

- Protección de sobrevoltaje al aislamiento.
- Mitigación del voltaje inducido en AC.
- Puesta a tierra de sistemas de corriente alterna para aislar sistemas de corriente directa de protección catódica en equipo eléctrico (tales como válvulas operadas por motores).
- Especial para protección catódica de equipos eléctricos y sistemas de tierra.
- Protección de sobrevoltaje al equipo contra fallas en AC, arqueo y transitorios por maniobras de interruptores.

Tomando en consideración la información antes mencionada y los estudios de corrientes y tensiones inducidas elaborados durante este proyecto las celdas de polarización de reemplazo deberán contar con las siguientes especificaciones:

- La celda de polarización debe ser PCRH con gabinete a prueba de explosión para división 1 clasificación 1.
- El rango de corriente de falla simétrica que deberá de soportar es de 15 KA a 3 ciclos 60 hz
- Su valor para desacoplar corriente en estado estable (amperes RMS simétricos) deberá ser de 45 A tipo estándar

## 4. ANTECEDENTES

La aplicación de la protección catódica para evitar la ocurrencia de la corrosión electroquímica tiene una larga historia, la primer aplicación del sistema de corriente impresa para la protección de estructuras subterráneas se dio en Estados Unidos e Inglaterra entre los años 1910 – 1912 tomando como primer criterio para protección catódica de ductos de acero un valor de -0.850 V, el cual fue propuesto por Kuhn en 1933 y desde entonces ha sido aceptado y usado en todo el mundo.

En los primeros años de la década de 1900, ya era conocido el efecto de la interferencia electromagnética sobre estructuras metálicas y hasta cierto punto cuantificado, en 1906 se investigó si, y hasta que medida, la corriente alterna inducida entre cualquier estructura metálica

y la tierra podría producir corrosión debido a la introducción de sistemas de aterrizamiento de AC usados en trenes eléctricos, se concluyó que el hierro era menos atacado que el plomo y esta idea permaneció hasta mediados de 1980. Aunque la corriente alterna puede causar corrosión del acero, el rango de corrosión era tan solo un pequeño porcentaje de una cantidad equivalente de corriente directa la cual podía ser controlada con la aplicación de protección catódica usada comúnmente, en esta época las fallas por corrosión en una tubería no eran atribuibles a la corriente alterna, debido a que las tuberías estaban desnudas o usaban revestimientos que no aislaban la tubería de la tierra por lo que los voltajes inducidos no representaban un problema práctico.

Anteriormente las compañías que utilizaban ductos como medio de transporte de líquidos a larga distancia (agua, petróleo y derivados) instalaban sus ductos subterráneos con la única preocupación de proteger las instalaciones contra los efectos corrosivos debidos a condiciones extremas del terreno, actualmente, debido al crecimiento acelerado del número de líneas de alta tensión, el incremento de carga en los conductores de las mismas y aunado a que por motivos económicos y sociales las empresas petroleras y suministradoras de electricidad comparten los derechos de vía, se ha creado el problema de corrosión por corriente alterna causada por los efectos capacitivo, conductivo e inductivo los cuales se explican en el marco teórico.

Los revestimientos en las tuberías se utilizan generalmente proteger las tuberías contra los efectos de la corrosivos electroquímica, la tecnología moderna ha exacerbado el problema de la mitigación de la corriente alterna mediante la creación de mejores revestimientos sin defectos en el mismo que puedan conducir la corriente alterna a tierra, de hecho, una tubería desnuda sería una buena solución al problema de inducción de corriente alterna, en el pasado las tuberías menos recubiertas tenían suficiente conexión a tierra, de tal manera que los voltajes inducidos no eran un problema práctico. Los sistemas de recubrimientos anticorrosivos modernos, como los son el Fusion Bond Epoxi (FBE) y los sistemas tricapa de polietileno/polipropileno han hecho que el problema de interferencia de CA sobre tuberías sea más severo, ya que presentan alta rigidez dieléctrica y resistencia eléctrica (aislamiento absoluto del terreno) por lo que retardan la disipación de las tensiones y corrientes inducidas a través de los dispositivos de aterrizamiento (celdas de polarización), lo cual implica riesgos por tensión de paso, contacto, tensiones y corrientes inducidas para el personal encargado de la construcción, mantenimiento, y operación de los ductos.

Hasta la fecha se han conocido 709 casos en los que se han presentado corrosión por corriente alterna, 4 de estos han generado fugas en los ductos [8].



Fig. 12 Corrosión por AC en tuberías.

## 5. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La rápida expansión de las líneas de transmisión, plantas industriales, los recursos petrolíferos remotos y climas corrosivos hacen necesaria la implementación de protección tanto para los efectos de la corriente directa como corriente alterna, por tanto, es vital la realización de un estudio de interferencia de campo electromagnético sobre las tuberías tanto para asegurar la operación correcta de los sistemas de protección catódica como para garantizar la seguridad del personal y de las instalaciones que se encuentren en cercanía con sistemas de corriente alterna.

Debido a esto, la compañía de petróleo nacional ha solicitado un estudio de interferencias electromagnéticas entre sus ductos de proyecto y sistemas de alta tensión que se encuentren en cercanía ya que al tratarse de más de 700 km de tubería a instalar existe una gran cantidad de líneas de alta tensión en condición de cruzamiento o paralelismo por lo que el riesgo de que exista corrosión por AC es muy grande.

Derivado de lo anterior la oficina de Geoelectrica de la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil de CFE en conjunto con LAPEM realizo los estudios correspondientes para evitar daños tanto a la nueva infraestructura como al personal que labore en la construcción y mantenimiento de la misma debido a la cercanía con sistemas de potencia. En estos estudios fui parte del equipo de la oficina de Geoelectrica siendo encargado de la parte técnica lo que incluía realizar mediciones, simulaciones, recomendaciones y reportes.

## 6. ANÁLISIS Y METODOLOGÍA EMPLEADA

Para llevar a cabo el Estudio de interferencias electromagnéticas entre líneas de alta tensión en cercanía con ductos enterrados, se realizaron tres etapas:

### Trabajos en campo:

- Recopilación de información técnica
- Localización de puntos de riesgo por interferencias electromagnéticas
- Localización de tubería existente en puntos de análisis con equipo de radiofrecuencia.
- Medición de resistividad para conformar un perfil de terreno.
- Medición del campo eléctrico y magnético
- Medición de la altura de la catenaria en sitios donde se comparta el derecho de vía.

### Trabajos en gabinete

- Elaboración de planos y croquis de localización de puntos de riesgo
- Cálculo de corrientes y tensiones inducidas durante fallas de corto circuito y descarga atmosférica en los puntos de riesgo.
- Elaboración de recomendaciones de seguridad para el personal que construye, da mantenimiento o toma mediciones en los puntos de riesgo.

### Resultados e informe final

- Elaboración y entrega de reportes y conclusiones del estudio.



Fig. 13 Proceso de Estudio de interferencias electromagnéticas

Actualmente no existe mucha información sobre el tema y solamente después de conocerse casos probados de corrosión por AC se ha empezado a investigar y entender este fenómeno siendo los comité canadiense y de Nueva Zelanda los que han puesto mayor énfasis al desarrollo de información técnica al respecto, en México existe una norma de referencia de Comisión Federal de Electricidad que proporciona información muy básica sobre el tema.

Las normas que se utilizaron en el desarrollo del Estudio son:

- NRF-015-CFE-2002; Requerimientos para la construcción de ductos metálicos, en paralelo y en cruces, con líneas de transmisión de 115 kV o mayores.
- AZ-NZS 4853-2000 ; Electrical hazards on metallic pipelines.
- CAN SCA-C22.3 N° 6M91 Principles and practices of electrical coordination between pipelines and electric supply lines.
- SP0177-2007 Mitigation of AC and lighting effects on metallic structures and corrosion control systems.
- NRF-015-CFE-2004; Derechos de vía
- NMX-549-ANCE-2005; Sistemas de protección contra tormentas eléctricas
- NRF-004-PEMEX-2011; Protección con recubrimiento anticorrosivo en ductos.

## 7. PARTICIPACIÓN PROFESIONAL

En el proyecto de Interferencias electromagnéticas entre líneas de alta tensión y ductos metálicos desempeñe la función de encargado de la parte técnica e inicialmente iba a contar un grupo de trabajo que desempeñaría diversas labores técnicas en el proyecto (recopilación de datos, elaboración de planos, mediciones de resistividad, localización de ductos, elaboración de

reportes, etc) sin embargo, debido a problemas administrativos ocasionados el por cambio de gobierno, no se pudo realizar la contratación del personal necesario, por lo que la responsabilidad de realizar la mayoría de estos trabajos recayó sobre mi persona.

Los trabajos que realice en la realización del proyecto se describen a continuación:

## 7.1 TRAYECTORIA DE LOS DUCTOS

Para la realización del estudio de interferencias electromagnéticas es necesario conocer la ruta exacta de los ductos de proyecto, ya que con esta se pueden identificar los puntos en los que existe alguna condición de cruzamiento o paralelismo con líneas de alta tensión, así como la cercanía con subestaciones eléctricas.

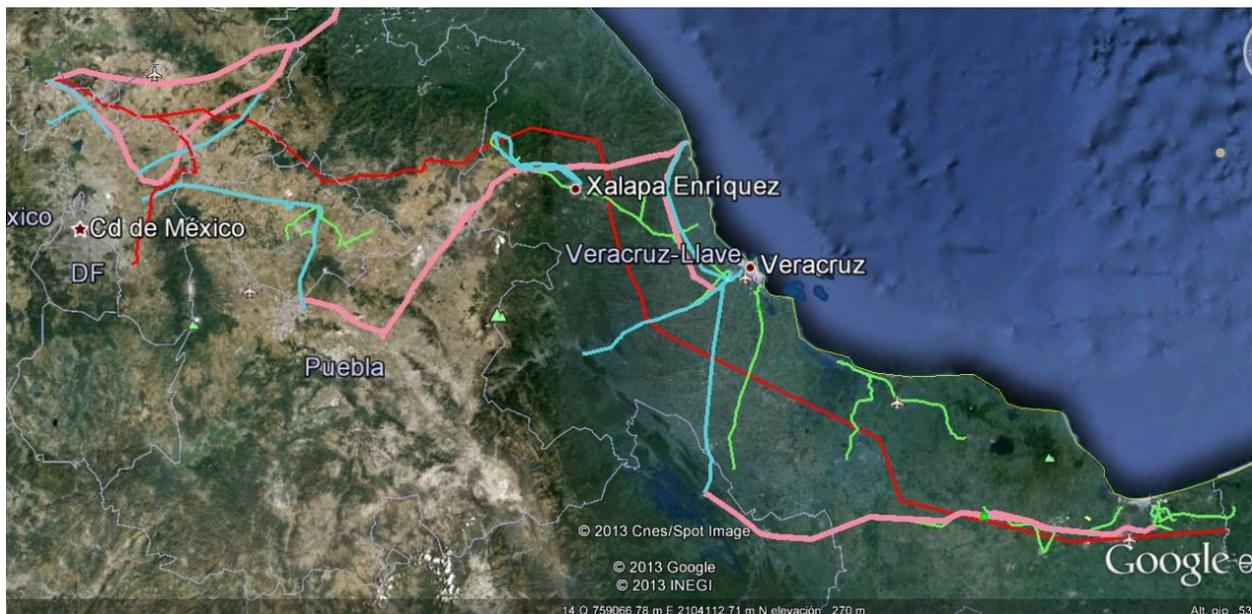


Fig. 14 Trayectoria de los ductos a instalar (rojo) y líneas de alta tensión (magenta: 400 kV, azul: 230 kV y verde: 115 kV)

## 7.2 LOCALIZACIÓN DE PUNTOS DE RIESGO

Una vez que obtuve la información necesaria para la localización de los puntos de riesgo, realice un recorrido a lo largo de toda la trayectoria de los ductos, aproximadamente 700 km, desde Nuevo Teapa, Veracruz hasta la Cd. de Tula de Allende, Hidalgo, para corroborar los 65 puntos encontrados en gabinete en los cuales existen líneas de alta tensión en condición de cruzamiento o paralelismo con los ductos de proyecto.

Estos puntos los identifiqué y clasifiqué de acuerdo con los siguientes parámetros:

- Cruzamientos de líneas de alta tensión con derechos de vía de los ductos.
- Cercanía de líneas de alta tensión en situación de paralelismo con los ductos.
- Distancia de Paralelismo de líneas de alta tensión con DDV de los ductos.
- Proximidad del DDV con Subestaciones Eléctricas de Potencia.
- Nivel de Tensión de la línea.
- Nivel de corto circuito trifásico y monofásico de la línea.
- Resistividad calculada del terreno.
- Índice de densidad de rayos a tierra por año

Analizando los parámetros anteriores, seleccione 6 puntos críticos que representen las condiciones de mayor riesgo tanto para los ductos y su infraestructura como para el personal que labore en la instalación, operación o mantenimiento de los mismos.

INTERFERENCIAS ELECTROMAGNETICAS ENTRE DUCTOS Y LINEAS DE TRANSMISIÓN								
N°	SITUACION	LINEA	VOLTAJE (kv)	UBICACIÓN	DUCTOS PARALELOS	ISODENSIDAD	DIST A DDV (m)	ALTURA CATENARIA
1	Paralelismo	Tul - Tth L1	400	Apasco - Tula	0	$4 < DRT \leq 6$	25	30
		Tul - Tth L2	400				85	30
	Paralelismo	Apa - Jdo	85				20	10
		Apa - Laf	230				60	20
	Paralelismo	Tul - Laf	230		1	$4 < DRT \leq 5$	25	20
		Tul - Tth L1	400				60	20
	Cruzamientos	Tul - Tth L2	400		7	$4 < DRT \leq 5$	25	20
		Tul - Vic L1	400				30	30
		Tul - Vic L2	400				20	20
		Tul - Tth L1	400				90	20
		Tul - Tth L2	400				80	20
		Tul - PRD	400				30	20
		Tul - QMP L1	400				30	20
		Tul - QMP L2	400				30	20
Tul - Laf	230	100	20					
2	Cruzamientos	Tux - Tex L1	400	Texcoco	0	$DRT \leq 4$	50	25
		Tux - Tex L2	400				75	25
		Tux - Tex L3	400				100	25
		Tex - Sta Cruz	400				5	25
	Paralelismo	Tex - Lpz	400				30	20
3	Cruzamientos	LVD - Cruz azul	400	Las Vigas	1	$2.5 < DRT \leq 3$	20	20
		LVD - PBD	400				100	20
		Jal - El cero	115				40	20
		Jal - ELC	230				20	7
4	Cruzamientos	Jal - ELC	230	Jilotepec	1	$2.5 < DRT \leq 3$	20	30
5	Paralelismo	LVD - Cruz azul	400	Perote	1	$2.5 \leq DRT$	40	20
		LVD - PBD	400				100	20
6	Cruzamiento	Tms - Chi	400	Hueyapan	7	$3 < DRT \leq 4$	27	20
		Tms - Min	400				8	20
		Tms - Julie	400				20	20

Tabla 6. Recopilación de datos para el estudio.

### 7.3 RECOPIACIÓN DE DATOS EN GABINETE

Una vez identificados los puntos de estudio a considerar en el proyecto, inicié la recopilación detallada de datos necesarios para llevar a cabo el estudio, obteniendo la siguiente información;

- Información de tipos de conductores, fases, aisladores y dimensiones de sección transversal de los conductores de las líneas de transmisión;
- Detalles de la puesta a tierra de la estructura del sistema de potencia (incluyendo zapatas) y las resistencias de la tierra de subestaciones;
- Dimensiones del sistema de puesta a tierra de subestaciones y plantas generadoras cercanas a la tubería;
- Diagrama unifilar de las líneas de alta tensión dentro del corredor de interferencia;
- Corriente de corto circuito monofásica y trifásica a tierra para fallas representativas en todas las líneas de transmisión;
- Detalles de corrientes de carga para todas las líneas de transmisión, incluyendo la carga máxima desbalanceada y la frecuencia del sistema;
- Tiempo máximo de liberación de la falla para cada línea de alta tensión;
- Detalles de las plantas de energía más cercanas al corredor de interferencia de las tuberías;
- Dibujos de alineación de tuberías y accesorios, líneas de transmisión y sus estructuras e instalaciones de potencia (subestaciones y centrales eléctricas) a lo largo del corredor común y hasta las extremidades de las tuberías y líneas de transmisión;
- Características de tuberías, dimensiones e información de diseño;
- Mediciones de resistividad de suelo en lugares representativos de todo el pasillo común;
- Ubicación de accesorios expuestos (diablos, válvulas, estaciones de medición, etc);
- Resistencia de revestimiento de tubería y características de recubrimiento y espesor, y localización de capas de ánodos de protección catódica, dimensiones y diseño de la información.

### 7.4 NIVELES DE CORTO CIRCUITO

Los niveles de corto circuito con los que realice este estudio fueron proporcionados por la Gerencia de Protecciones, Comunicaciones y Control perteneciente a la Subdirección de Transmisión de CFE.

El reporte de las potencias de corto circuito es emitido anualmente por el departamento de estudios de estabilidad dependiente de la subgerencia de protecciones, con la finalidad que sirva de herramienta en la evaluación de la capacidad del equipo eléctrico primario de la red de transmisión del sistema eléctrico nacional.

A continuación se muestran los valores de corto circuito de las subestaciones implicadas en los seis puntos de estudio;

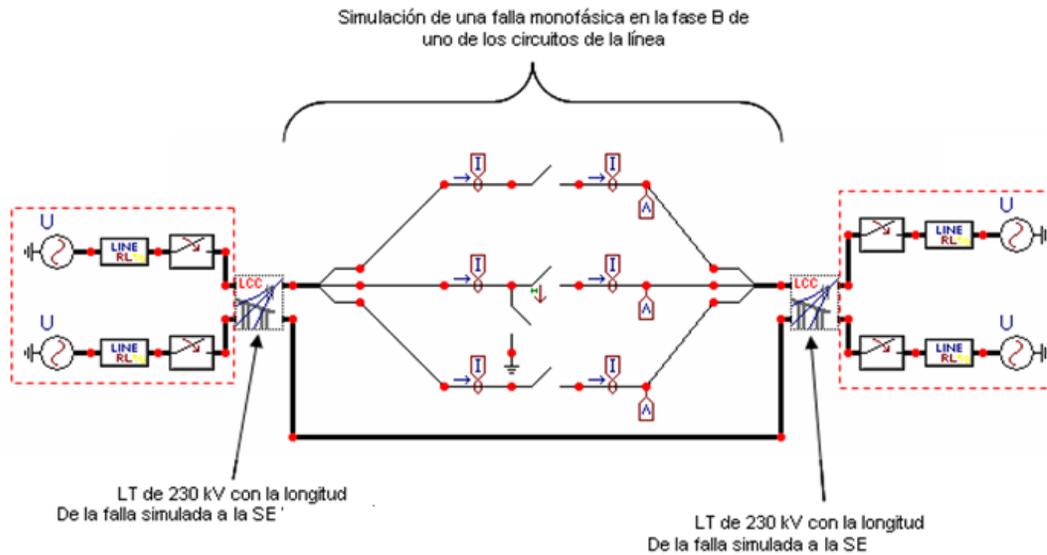


Fig. 15 Simulación de una falla de corto circuito en un punto determinado.

SUBESTACIÓN	KV	CORTO CIRCUITO	
		FALLA TRIFÁSICA (A)	FALLA MONOFÁSICA (A)
TULA	400	37,456	30,421
TULA	230	48,210	54,673
POZA RICA II	400	27,845	19,006
TEOTIHUACAN	400	34,989	30,467
QUERÉTARO MANIOBRAS	400	21,467	15,624
VICTORIA	400	30,023	27,886
LAFARGE	230	21,998	17,652
APASCO	230	27,857	25,001
JUANDO	85	7,100	3,667
TEXCOCO	400	38,897	35,560
TUXPAN VP	400	23,012	27,109
SAN MARTIN POT	400	18,881	15,431
SAN LORENZO POT	400	25,067	23,387
LA PAZ	400	31,676	28,020
LAGUNA VERDE	400	16,971	20,984
PUEBLA II	400	21,190	21,995
CRUZ AZUL MAN	400	11,772	9,056
JALANCIINGO	230	8,998	6,899
JALANCIINGO	115	10,023	9,438
EL CASTILLO	230	4,999	6,287
EL CERRO	115	7,533	4,024
CHINAMECA POT	400	11,090	9,945
MINANTITLAN II	400	15,682	18,040
TEMASCAL II	400	20,222	21,337
JULIE	400	16,771	19,301
ACAYUCAN	115	12,666	9,099

Tabla 7. Niveles de corto circuito por subestación.

## 7.5 RIESGO DE DESCARGA ATMOSFÉRICA

Otro factor de gran importancia para el estudio es el riesgo de rayo que descargue tanto en torres de transmisión cercanas a ductos como en instalaciones de los mismos ductos y el acoplamiento conductivo que conlleva.

La frecuencia anual promedio de rayos directos a una estructura ( $N_0$ ), puede calcularse mediante la Ecuación R [9]:

$$N_0 = N_g \times A_e \times 10^{-6} \quad \text{Ecuación (R)}$$

En donde:

$N_0$ : Es la frecuencia anual promedio de rayos directos a una estructura;

$N_g$ : Es la densidad promedio anual de rayos a tierra por  $\text{km}^2$ .

$A_e$ : Es el área equivalente de captura de la estructura, en  $\text{m}^2$ .

Para el estudio de cada punto crítico tome como punto de referencia las estructuras de las líneas de transmisión, que son el punto metálico más alto en la trayectoria y por consecuencia el punto con el mayor índice de probabilidad de incidencia por rayo. Por tal motivo y como aspecto que podría afectar a los ductos, calculé la probabilidad de las descargas atmosféricas en las líneas de transmisión que comparten el derecho de vía con los ductos; por ejemplo, para un caso de estudio donde existe un paralelismo de 8 000 m entre los ductos y una línea de transmisión de 400 kV en la cual la distancia de captación de sus hilos de guarda es 24 m:

$$N_0 = N_g \times A_e \times 10^{-6} \quad \text{Ecuación (S)}$$

Donde:

$N_g$  = Incidencia de rayos en la zona: 3 por  $\text{Km}^2$ .

$A_e$  = Área equivalente de captura de la línea de transmisión incluyendo su hilo de guarda, en  $\text{m}^2$ : 192 000  $\text{m}^2$ .

$$N_0 = 3 \times (24 \times 8\,000) \times 10^{-6}$$

$$N_0 = 0.576 \quad \text{En el punto de estudio.}$$

Este dato indica el índice de rayos al año sobre las líneas de transmisión que comparte el derecho de vía con los ductos de proyecto.

La siguiente tabla muestra la probabilidad de incidencia de rayos medidos en un cierto tiempo (ocurrencia). Estos valores de incidencia para la corriente de rayo permiten estimar los datos de sus potencias para realizar los estudios en condiciones de falla.

1 %	De los rayos exceden los	200	kA
10 %	De los rayos exceden los	80	kA
50 %	De los rayos exceden los	28	kA
90 %	De los rayos exceden los	8	kA
98 %	De los rayos exceden los	3	kA

Tabla 8. Tipo y porcentaje de descargas atmosféricas. [9]

## Mapa del promedio anual de densidad de rayos a tierra

Este mapa muestra las isólinas para evaluar la densidad de rayos a tierra (DRT) en cada Estado de la República Mexicana. El mapa de isólinas por Estado fue elaborado con base en los resultados de un proyecto conjunto entre el Instituto de Investigaciones Eléctricas y la Comisión Federal de Electricidad, en el periodo comprendido entre 1983 y 1993, por lo que las isólinas representan el promedio anual de dicho periodo. Las unidades de la DRT son rayos/km<sup>2</sup>/año [9].

Este estudio se desarrolla en los estados de Veracruz, Hidalgo, Tlaxcala y Estado de México por lo que la densidad de rayos por kilómetro cuadrado al año varía con la zona.

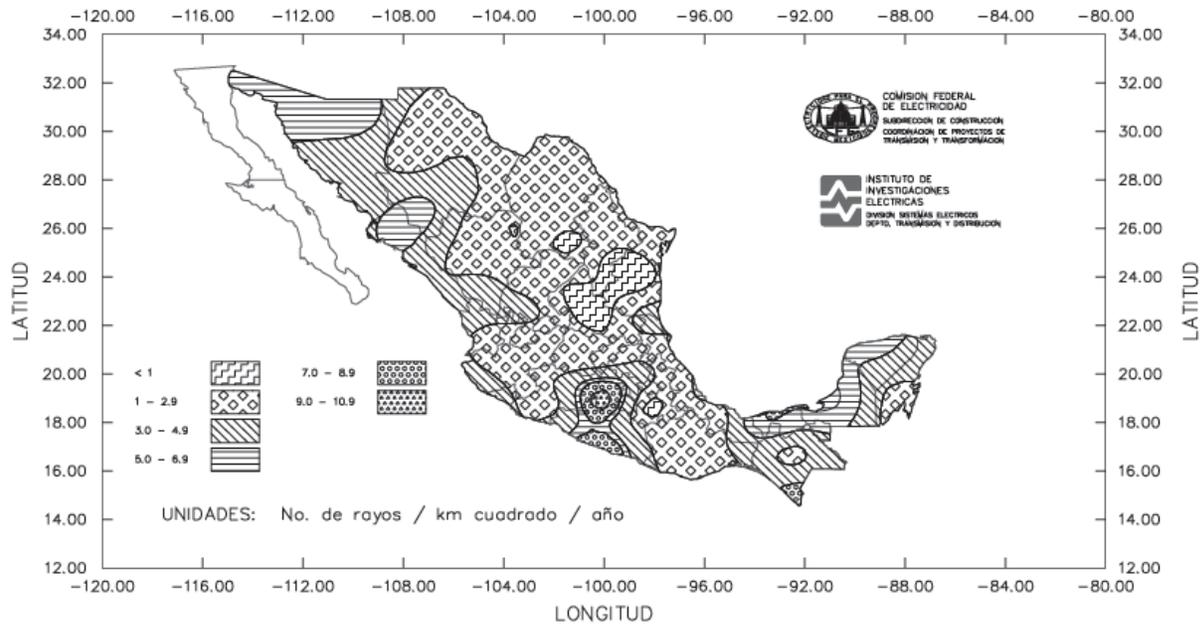


Fig. 16. Mapa de Isolineas Nacional. [9]

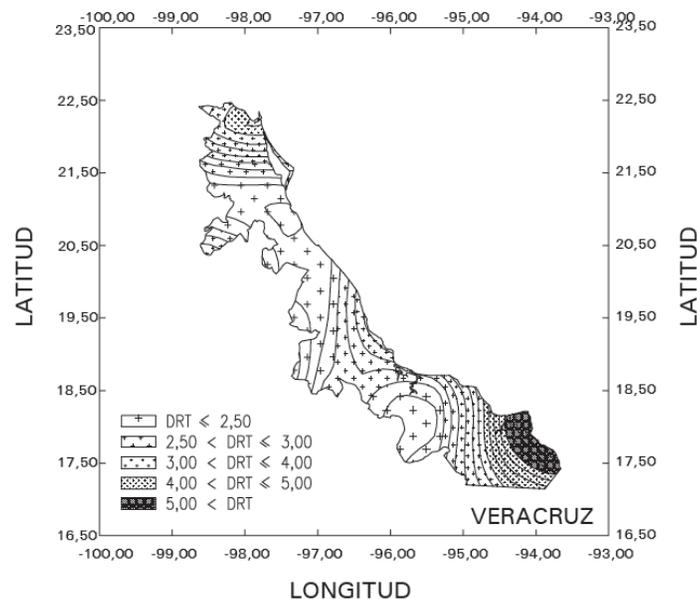


Fig. 17. Mapa de Isolineas por estado. [9]

## 7.6 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Para realizar las mediciones de resistividad de terreno utilicé dos equipos de medición principalmente el equipo ARES System de la compañía GF instruments, el cual representa un sistema de tercera generación equipado para determinar la resistividad del terreno, entre otras características, y proyectarla en imágenes de dos y tres dimensiones. Con estas opciones es posible definir con mayor certeza las condiciones específicas del terreno determinando el comportamiento de los sistemas de puesta a tierra y condiciones de corrosión. El otro equipo utilizado para las mediciones de resistencia de tierra es uno marca METREL calibrado, el cual utilice únicamente con fines de comparación.



Fig. 18. Equipo de Medición Ares de la marca

Para la medición utilice el método de los cuatro electrodos (dos de corriente y dos de potencial) o método de Wenner, el cual ha demostrado ser simple y efectivo, ya que no necesita de electrodos auxiliares profundos.

Este procedimiento de medición utiliza cuatro electrodos de prueba auxiliares enterrados en línea recta y a una distancia uniforme entre ellos. Una fuente de corriente, conectada entre los electrodos auxiliares externos, suministra una corriente a tierra. El flujo de esta corriente en la tierra produce una variación del potencial en el suelo, generando una diferencia de potencial entre los electrodos auxiliares internos. La relación entre la diferencia de potencial ( $V$ ) y la corriente de prueba ( $I$ ) corresponde a la resistencia del suelo, la cual fue utilizada para determinar la resistividad aparente. El equipo utilizado proporciona la medición directa de la resistividad aparente.

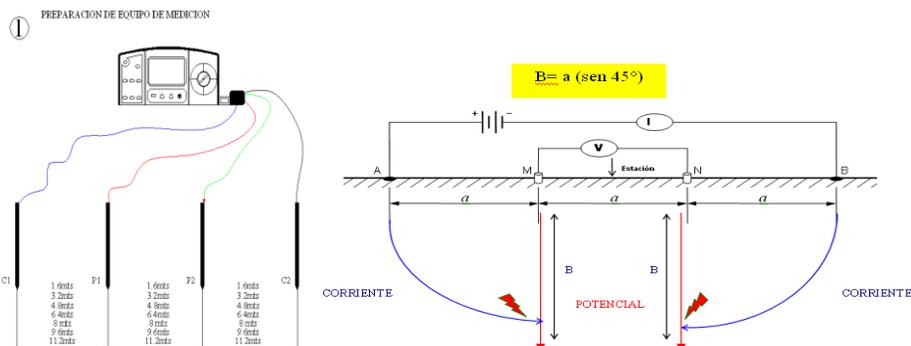


Fig. 19. Método de los cuatro electrodos o método de Wenner.

## Procedimiento de medición

A continuación describo los pasos que se llevaron a cabo para obtener las mediciones de campo:

- La medición se ubicó en un punto que garantizará estar fuera de la zona de influencia de la puesta a tierra de la torre de transmisión.
- Se inyectó una corriente controlada al terreno proporcionada por el equipo ARES por medio de los electrodos de corriente C1 y C2, con esta energía inyectada se eleva la diferencia de potencial comprendido entre los electrodos de P1 y P2; basados en la ley de ohm se obtiene el valor de la resistencia del terreno. El equipo automáticamente hace la iteración de todas las mediciones y las gráficas.
- Debido a que el equipo cuenta con electrodos inteligentes estos se tienden de una manera longitudinal, cada electrodo está separado a 5 metros de distancia, el equipo se encarga de hacer las iteraciones necesarias para obtener perfiles de resistividad desde 1 metro hasta 80 metros.

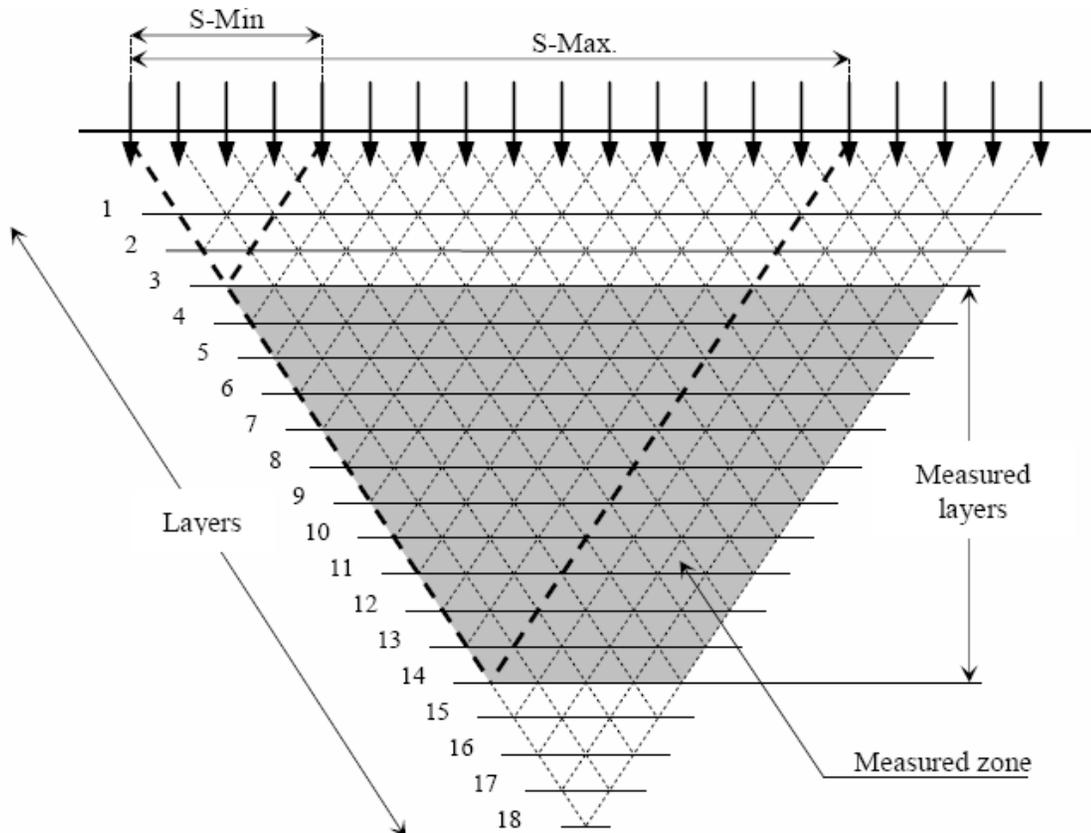


Fig. 20. Representación de la zona de medición del Ares.

Donde:

S min – Distancia mínima entre los electrodos de los extremos usados en la medición, con esto se puede limitar el parámetro de la profundidad mínima que se desea obtener

S-max--Distancia máx entre los electrodos utilizados, con este parámetro se puede determinar la profundidad máxima de estudio.

MeasuredLayers: Capa de resistividad medida

MeasuredZone: Zona de medición



## Resultados

A lo largo de los 700 km de proyecto se encontraron resistividades que van desde los 9 hasta los 12 000 ohm-metro, las resistividades con valores altos representan un riesgo alto para el efecto de acoplamiento conductivo y a la vez riesgo bajo para la corrosión electroquímica de los ductos mientras que los valores bajos de resistividad disminuyen los riesgos de tensiones de contacto y paso por efecto conductivo sin embargo representan una alta corrosión electroquímica en los ductos.

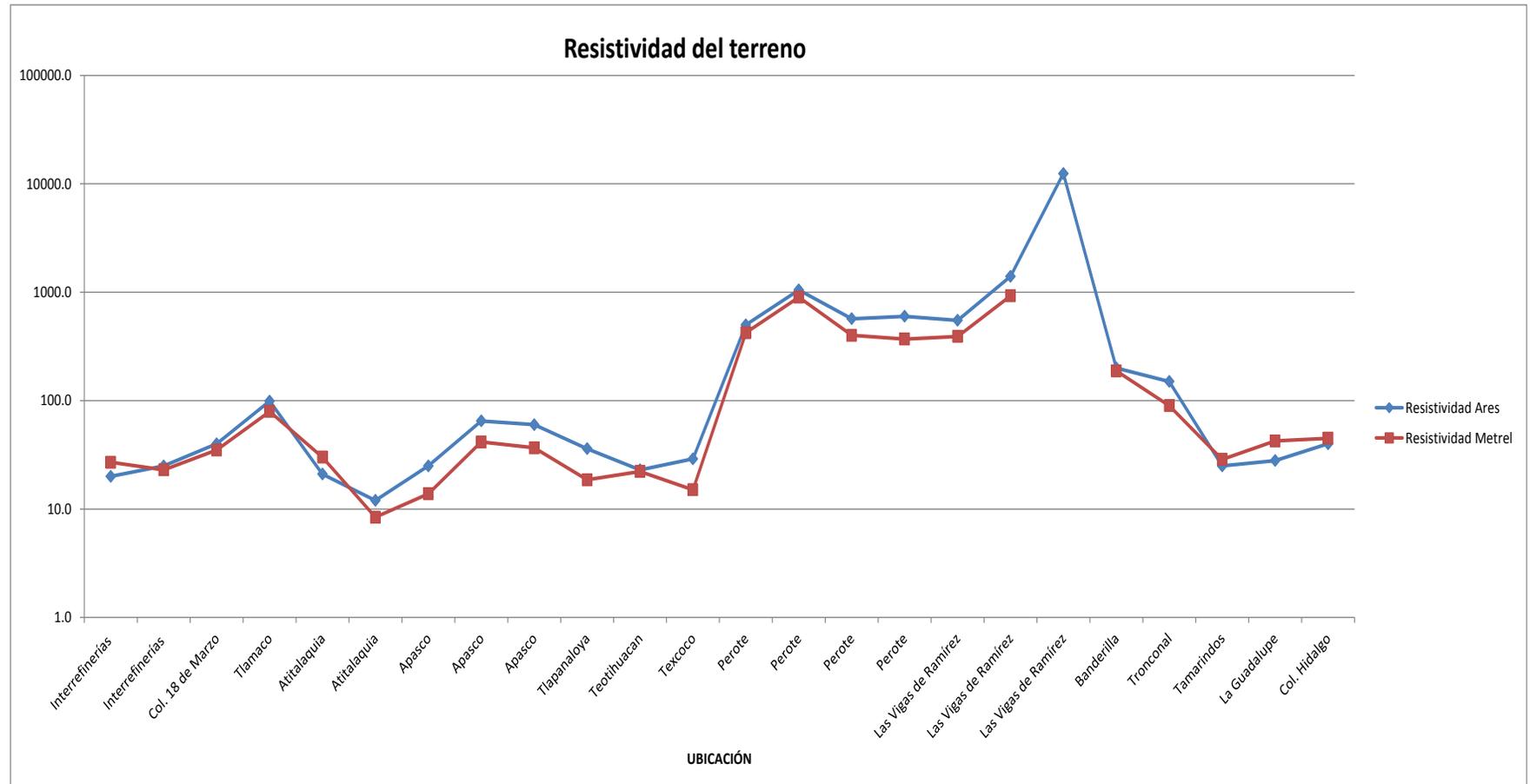


Fig. 22. Comparación de resultados de medición del Ares.

## 7.7 SIMULACIÓN DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO

En cada Punto de Estudio (crítico) fue necesario realizar diversos casos de análisis, esto ya que en cada punto de estudio existen diversas resistividades además de cruzamientos o paralelismos con más de una línea de alta tensión.

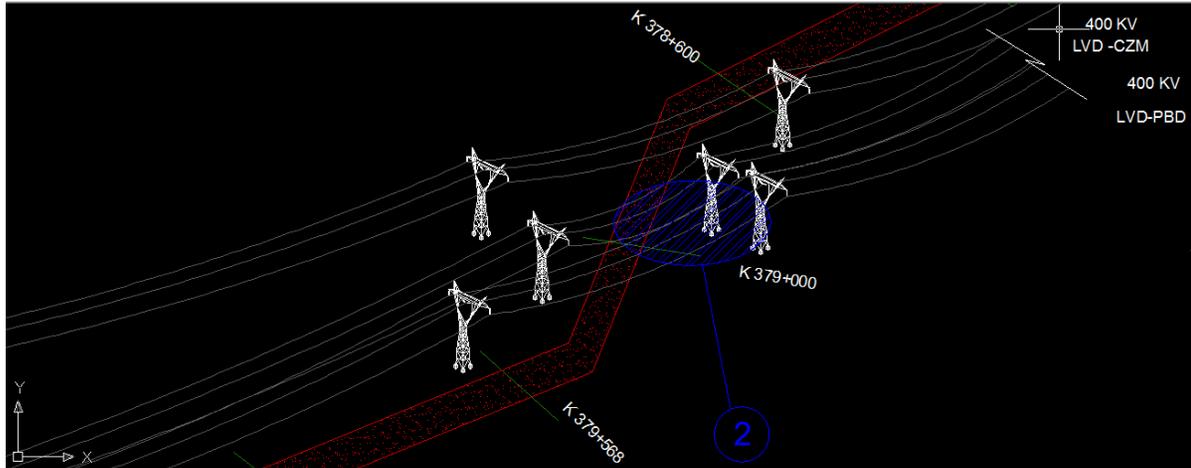


Fig. 23. Representación de la zona de estudio.

Cada uno de los casos considera los siguientes parámetros:

- Corriente de corto circuito de falla
- Corriente producto de una descarga atmosférica

El software que utilice para las simulaciones es el SKM GroundMat que es un programa que utiliza un algoritmo general de elementos finitos para el análisis y visualización gráfica del potencial de paso, contacto y gradientes de potencial, con esto se evalúa la eficiencia de los sistemas de red de tierras.

Para simular y obtener los resultados de los estudios adecuadamente es necesario considerar el siguiente procedimiento:

- Modelado de la resistividad aparente.
- Modelado del terreno considerando la estratigrafía y resistividad.
- Modelado de los elementos metálicos o conductores
- Determinación del área del estudio donde se requiere conocer los resultados
- Se debe de llenar las opciones de análisis tomando las consideraciones de diseño conforme a los estándares eléctricos
- Se inicia la memoria de cálculo y simulación
- Obtención de resultados de gradientes de potencial en el terreno.
- Resultados del potencial de contacto
- Resultados del potencial de paso
- Informe de los resultados del estudio considerando los puntos de riesgo
- Conclusiones y recomendaciones.

## Datos técnicos.

DATOS TÉCNICOS PARA EL ESTUDIO PUNTO 2 LAS VIGAS							
KILOMETRO DE PROYECTO	CORRIENTE DEBIDO A UNA DESCARGA ATMOSFERICA SEGÚN LA NMX-J-549-ANCE-2005	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO (A)		ALTURA DE CATENARIA (m)	RESISTIVIDAD ( $\Omega$ m)	CARACTERÍSTICAS DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN	
		TRIFÁSICA	MONOFÁSICA			TENSIÓN DE OPERACIÓN (kV)	CALIBRE DE CONDUCTORES
379+000	28 K A NMX J 549 ANCE	20,984	19,714	15	12,300	400	COND 1113 KCM H.G. 7H N°8

Tabla 9. Datos técnicos para la simulación de potenciales de contacto y paso.

CONSIDERACIONES			
PUNTO DE ESTUDIO	KILOMETRO	CORRIENTE	ESQUEMA
2	379+000	<p>Corto Circuito 20,984 [A]</p> <p>Nivel de Falla por descarga atmosférica 28,000 Amp (Según NMX J-549-ANCE)</p>	

Tabla 10. Datos técnicos y representación de la zona de estudio para la simulación de potenciales de contacto y paso.

## Modelado del terreno

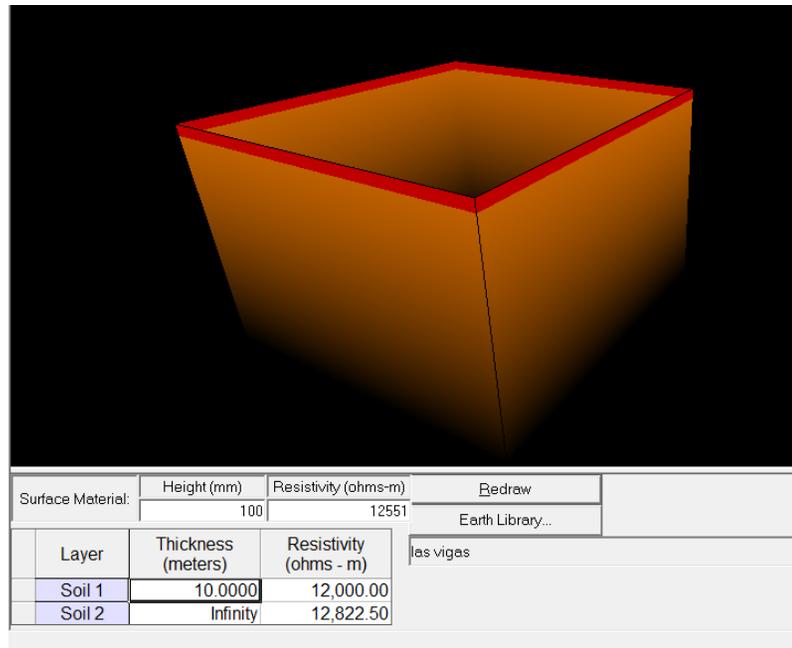


Fig. 24. Modelo de terreno.

Este modelo representa de forma general la estratigrafía y resistividad de las capas del terreno, es necesario también considerar la capa superficial hasta 100 mm ya que afecta directamente los resultados de los potenciales de paso.

## Modelado de los elementos metálicos o conductores

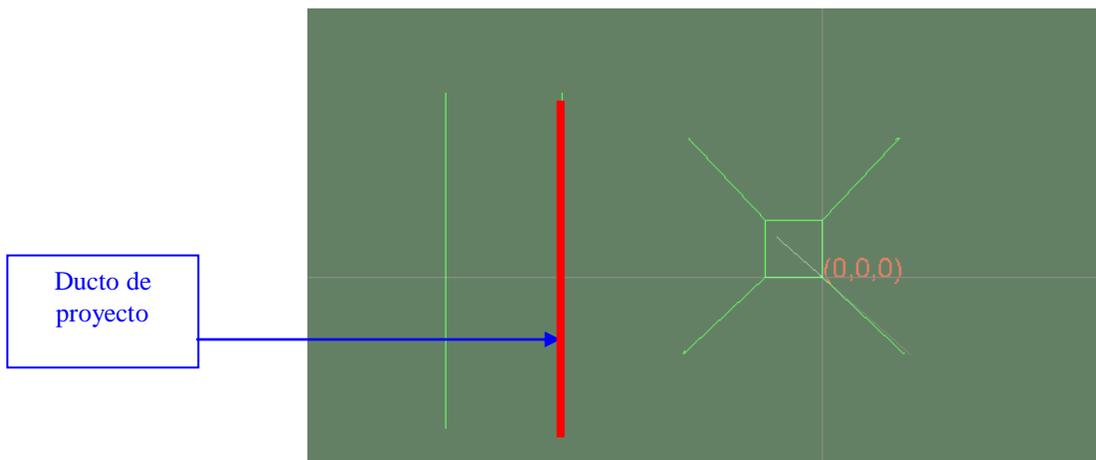


Fig. 25. Modelado de la torre de transmisión y los ductos cercanos.

Con base en los dibujos esquemáticos de cada uno de los casos modelo la red de tierras de las líneas de transmisión, así como los ductos que se localicen dentro del área de estudio.

## Determinación del área del estudio

Para determinar el área se consideraron los derechos de vía de los ductos tomando en cuenta que el personal trabajará en ese rango de espacio.

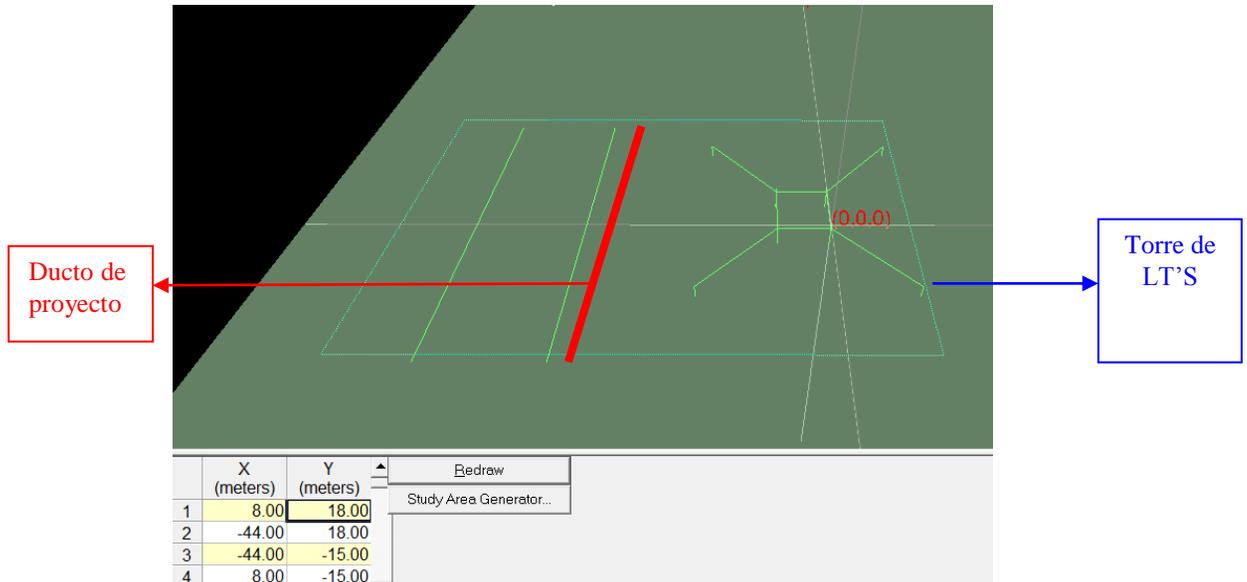


Fig. 26. Modelado de la torre de transmisión y los ductos cercanos con área de estudio.

## Opciones de análisis

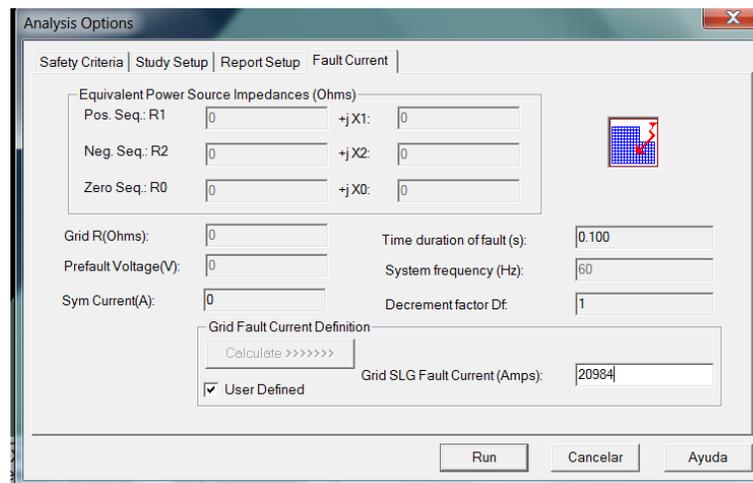


Fig. 27. Opciones de análisis en la simulación de potenciales de paso y contacto.

**Resistencia del cuerpo humano;** el software la considera conforme al estándar 80 de la IEEE.

El tiempo de falla se determina a partir de que los interruptores, seccionadores y elementos de desconexión normalizados trabajan a 6 ciclos (0.1 segundos) mientras liberan la falla.

El peso promedio considerado para el personal que labora en el proyecto no es menor a 70 Kg. por lo que estándar 80 de la IEEE considera una resistencia mayor del cuerpo ante las fallas eléctricas.

## Obtención de resultados de gradientes de potencial en el terreno.

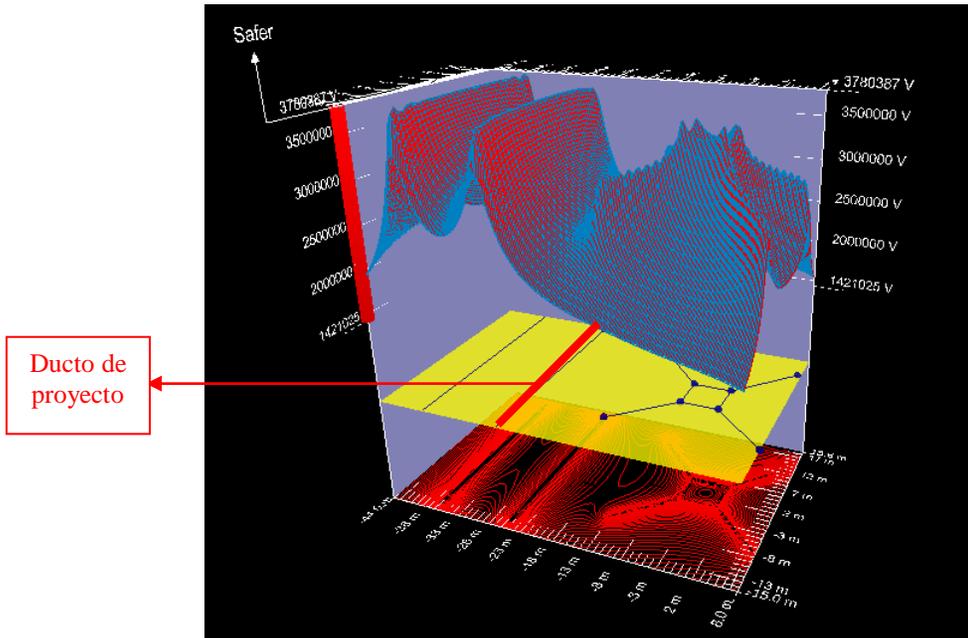


Fig 28. Gradientes de potencial por corriente de corto circuito

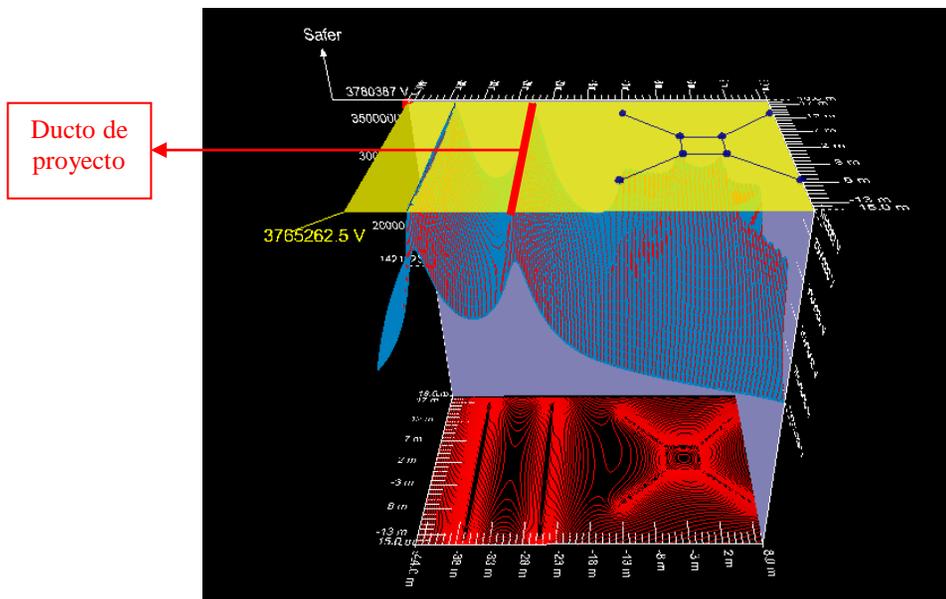


Fig 29. Gradientes de potencial por corriente de corto circuito

El valor del gradiente del potencial es de **3 765 262.5 V** en el punto máximo después se reduce hasta **1 421 025** Volts. Una consideración importante que se hace, es que el valor máximo del gradiente de potencial surge debido a la ocurrencia de una falla de corto circuito o descarga atmosférica sobre la línea de transmisión.

## Resultados del potencial de contacto

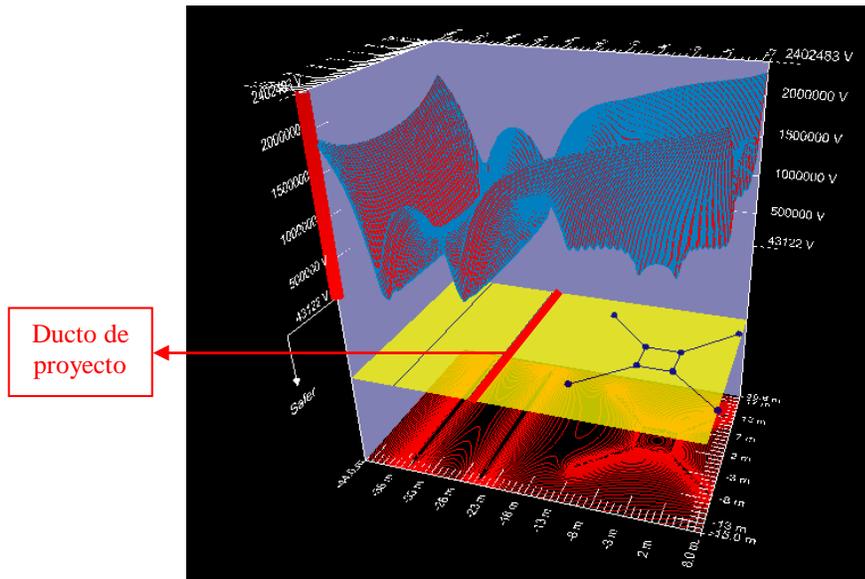


Fig 30. Gráfica de potencial de contacto por corriente de corto circuito

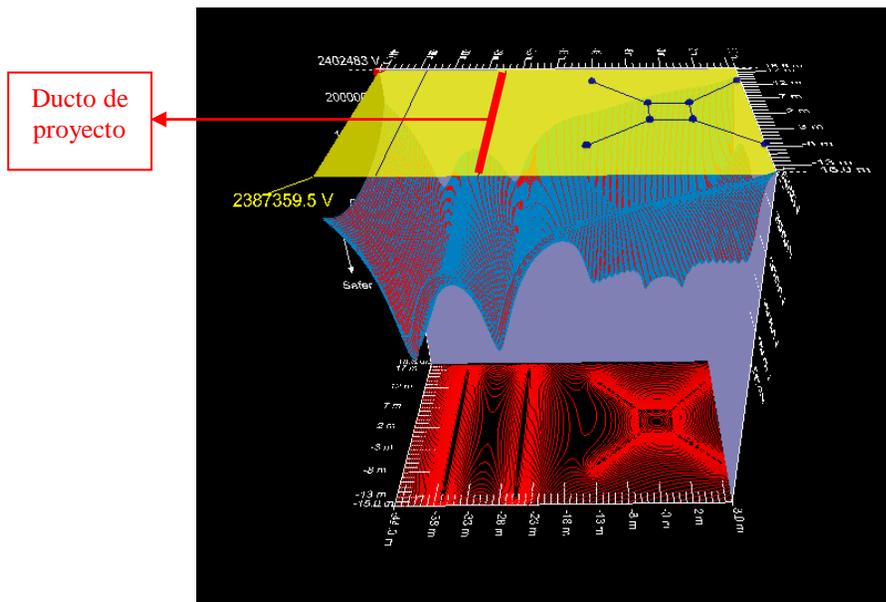


Fig 31. Gráfica de potencial de contacto por corriente de corto circuito

En estas graficas se observa en el derecho de vía se pueden generar valores de potencial de contacto de hasta **2,387359.5** volts, por lo que si el personal que labora en las cercanías toca algún elemento metálico en el instante de que ocurra alguna falla, se corre el riesgo de una descarga eléctrica por diferencias de potencial para dicha persona.

Para altos voltajes y corrientes como en este caso, la resistencia disminuye por daño o perforación de la piel en el punto de contacto. Sin embargo la resistencia de contacto de una mano húmeda puede ser muy baja a cualquier voltaje.

Para fines de cálculo tomé en cuenta las siguientes consideraciones:

- la resistencia de contacto para las manos y los pies es igual a cero.
- La resistencia de guantes y zapatos es igual a cero.

### Potenciales de paso

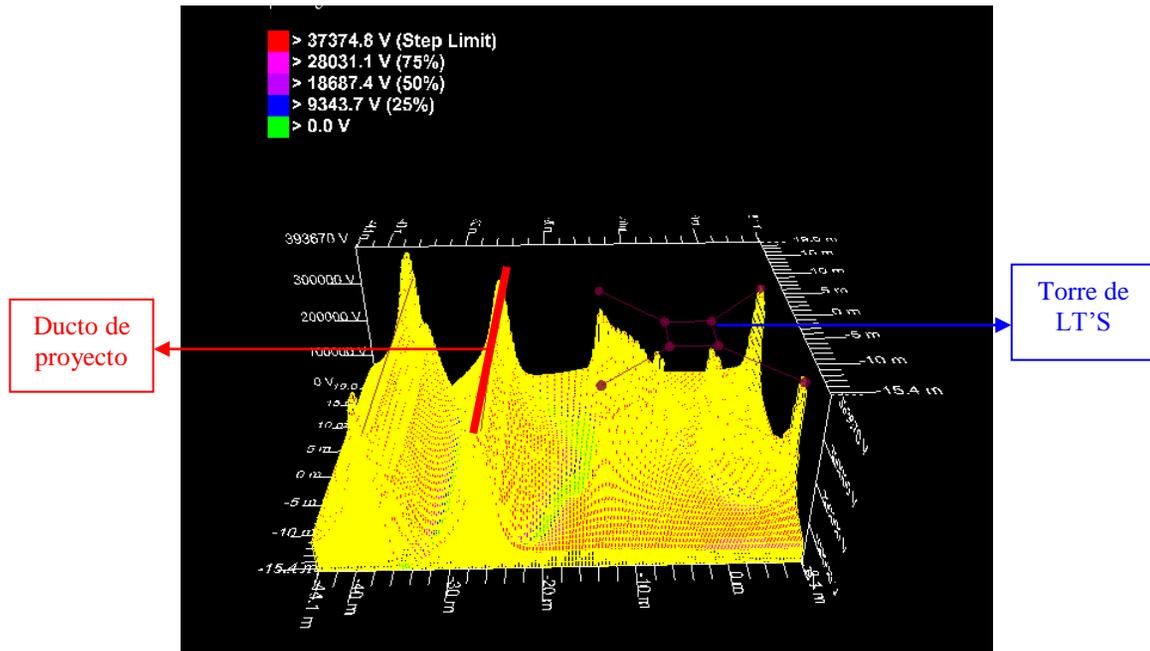


Fig 32. Gráfica de potencial de paso por corriente de corto circuito

El mayor potencial de paso obtenido es de **393,670 volts**, el cual se provoca en condiciones de falla de corto circuito.

La seguridad de una persona depende de prevenir la cantidad crítica de la energía de choque que está siendo absorbida antes de que la falla sea liberada y el sistema desenergizado. El máximo voltaje en cualquier circuito accidental no debe de exceder los límites definidos en la gráfica (**37 374.6 volts**).

Para el caso de descarga atmosférica se realizaron las mismas simulaciones, sin embargo el nivel de corto circuito es el más riesgoso debido a que el tiempo de duración es mucho más grande (0.1 s) que en condición de descarga atmosférica (300  $\mu$ s).

## 7.8 MEDICIÓN DE CAMPO ELÉCTRICO Y MAGNÉTICO

En tabla 11 presento los resultados de la inducción a un ducto de proyecto entre los km 374+000 al 381+050 debida a la corriente que fluye por los conductores de fase tanto en estado estable como en condiciones de falla monofásica y trifásica.

<b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS TENSIONES INDUCIDAS AL DUCTO DE PROYECTO. Km. 379 + 000</b>					
<b>INDUCCIÓN DEBIDA A LA CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES DE FASE</b>					
<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CONDICIÓN ESTABLE</b>					
PUNTO DE ANÁLISIS	km.	VOLTAJE A TIERRA INDUCIDO <sup>(1)</sup> (V)	CORRIENTE INDUCIDA <sup>(2)</sup> (A)	TENSIÓN LONGITUDINAL INDUCIDA <sup>(3)</sup> (mV/m)	REFERENCIA
P1	374 + 000	31,41	14,55	3,000	(1) Ver Plano 04
P2	376 + 600	27,78	14,59	4,209	
P3	377 + 450	78,08	14,33	5,037	
P4	379 + 400	69,50	13,98	3,001	
P5	381 + 050	64,97	13,07	6,001	
<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CONDICIÓN DE FALLA MONOFÁSICA</b>					
PUNTO DE ANÁLISIS	km.	VOLTAJE A TIERRA INDUCIDO <sup>(1)</sup> (V)	CORRIENTE INDUCIDA <sup>(2)</sup> (A)	TENSIÓN LONGITUDINAL INDUCIDA <sup>(3)</sup> (mV/m)	REFERENCIA
P1	374 + 000	8835.85	825,07	10,000	(1) Ver Plano 04
P2	376 + 600	8960.83	927,28	20,760	
P3	377 + 450	9465.33	714,59	10,735	
P4	379 + 400	9892.46	997,48	10,001	
P5	381 + 050	9056.21	952,90	10,000	
<b>LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CONDICIÓN DE FALLA TRIFÁSICA</b>					
PUNTO DE ANÁLISIS	km.	VOLTAJE A TIERRA INDUCIDO <sup>(1)</sup> (V)	CORRIENTE INDUCIDA <sup>(2)</sup> (A)	TENSIÓN LONGITUDINAL INDUCIDA <sup>(3)</sup> (mV/m)	REFERENCIA
P1	374 + 000	6452.93	38,43	10,000	(1) Ver Plano 04
P2	376 + 600	6398.21	38,53	20,043	
P3	377 + 450	6482.11	47,27	10,093	
P4	379 + 400	6556.74	45,84	10,001	
P5	381 + 050	6002.82	42,17	10,000	

Tabla 11. Tensiones inducidas a los ductos de proyecto.

En las tablas 12 y 13 presento los resultados de la tensión inducida del ducto a tierra debida a la corriente que es drenada por el sistema de tierras de una torre en la eventualidad de una falla monofásica.

INDUCCIÓN DEBIDA A LA CORRIENTE DRENADA POR EL SISTEMA DE TIERRAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN. Km 374 + 000 al 381+050		
LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN CONDICIÓN DE FALLA MONOFÁSICA A TIERRA		
RESISTIVIDAD DEL TERRENO 1050Ω·m MEDIDA EN ÉPOCA DE LLUVIAS		
DISTANCIA ENTRE EL DUCTO Y LA TORRE (m)	VOLTAJE INDUCIDO EN EL DUCTO (V)	GRAFICA DE RESULTADOS
1	46425	<p style="text-align: center;">Voltaje entre el recubrimiento y la pared metálica del ducto</p> <p style="text-align: center;">Tensión (V)</p> <p style="text-align: center;">Distancia del ducto al sistema de tierra de la línea (m)</p>
2	24520	
3	18552	
4	14605	
5	13557	
6	12262	
7	10321	
8	<b>9892</b>	
9	8084	

Tabla 12. Tensiones inducidas a los ductos de proyecto de acuerdo a la distancia entre ducto y torre.

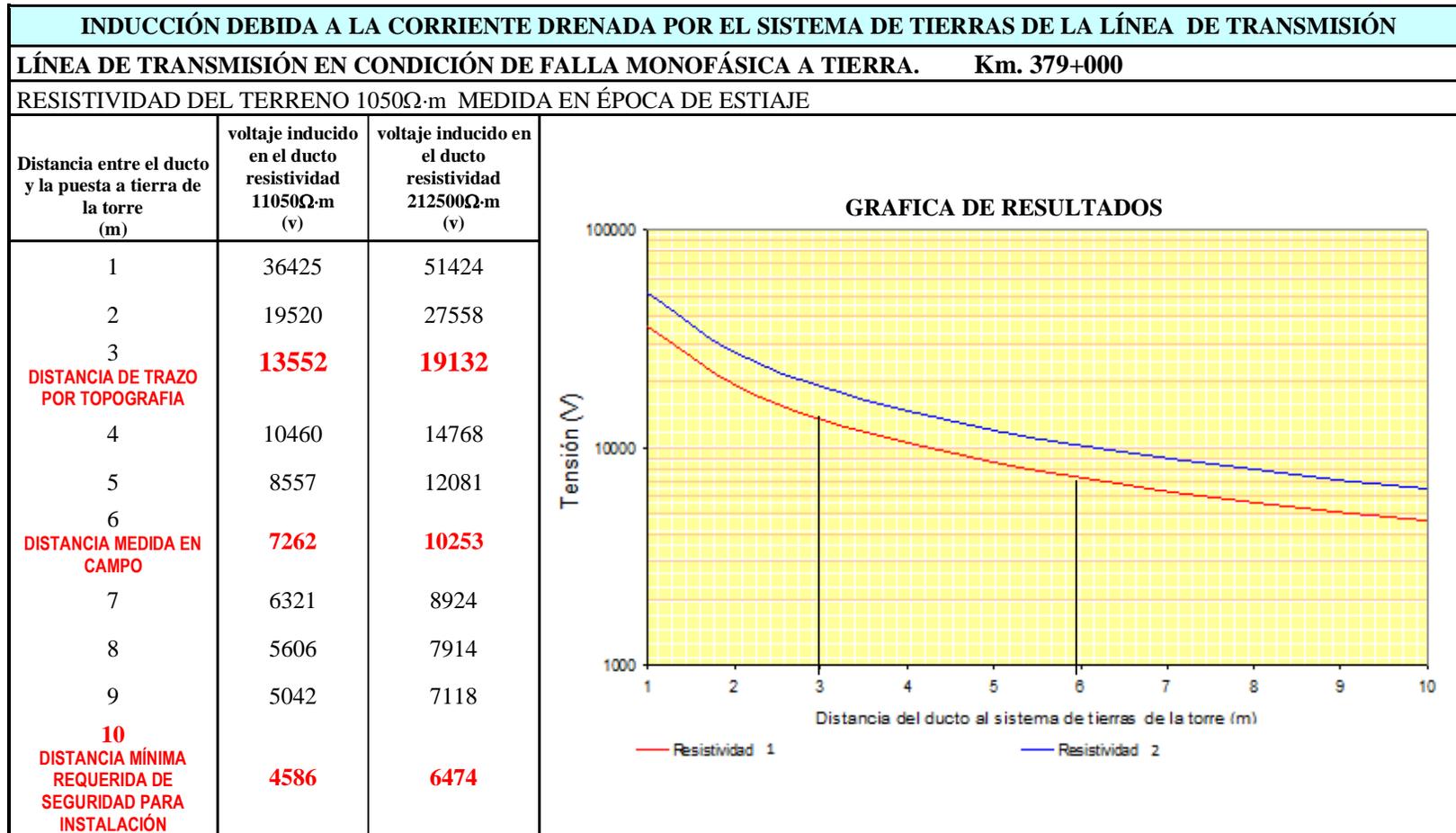


Tabla 11. Analisis del caso 2 en el km 379+000 a diferentes distancias torre- ducto.

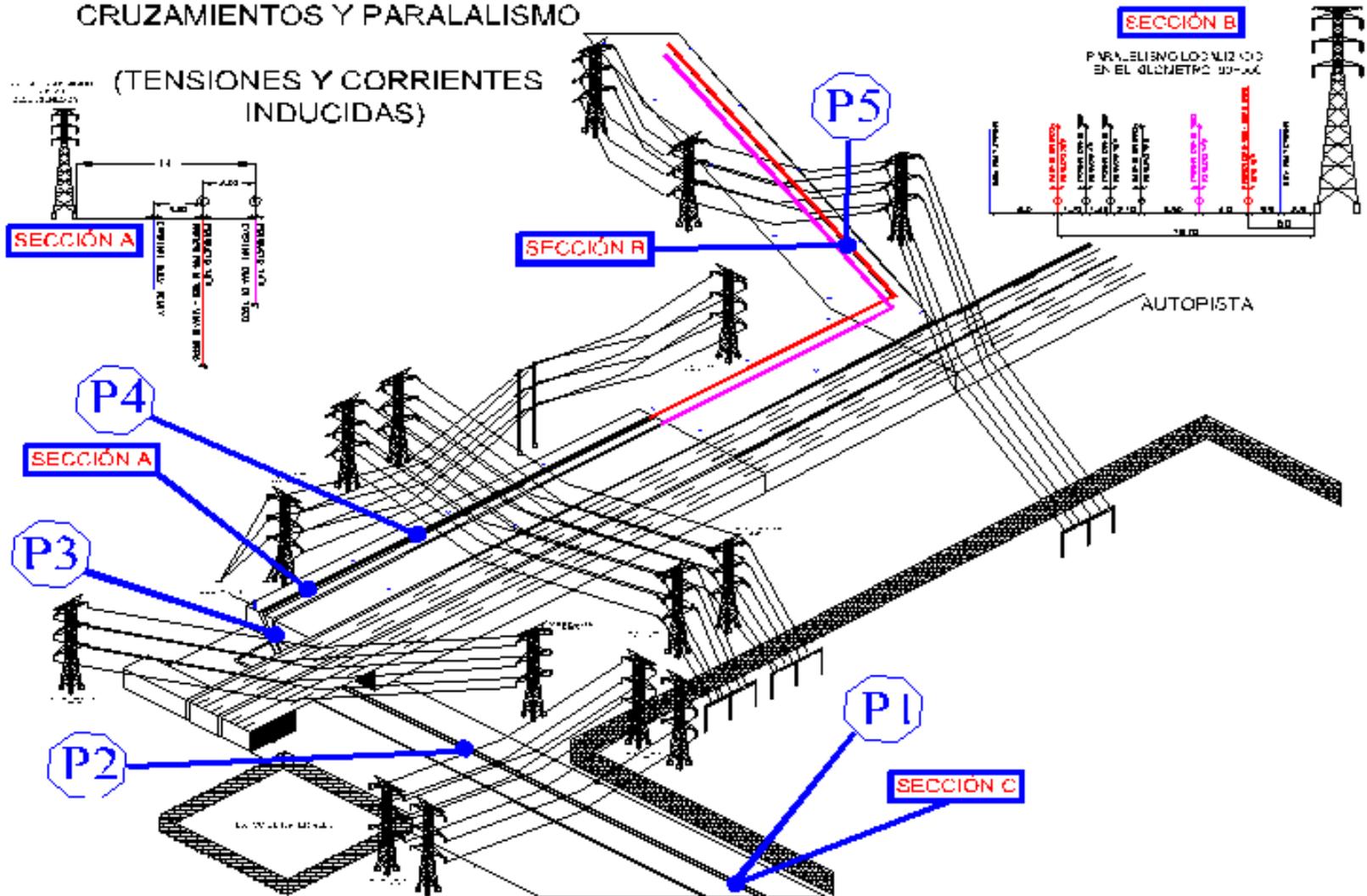


Fig 33. Configuraciones de cruzamiento y paralelismo en el km 379+000.

## 7.9 RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD

Derivado de los resultados obtenidos en los estudios de tensiones inducidas y simulaciones de potenciales generados en los ductos realice las siguientes recomendaciones de seguridad que se deberán llevar a cabo durante la construcción, instalación y mantenimiento de ductos que se encuentren en cercanía con líneas de alta tensión. Estas recomendaciones se dividen en dos rubros; protección de personal y protección de infraestructura.

### 7.9.1 PROTECCIÓN DE PERSONAL.

#### Ropa y equipo de protección personal.

De acuerdo con la norma NFPA 70E 2012 “Requisitos De Seguridad Eléctrica De Los Empleados En Los Lugares De Trabajo”, las personas que trabajen en áreas donde existe riesgo eléctrico deberán utilizar equipo de protección diseñado y construido para la parte específica del cuerpo que se va a proteger. No se deberá vestir con ropa ajustada ya que la ropa amplia proporciona aislamiento térmico adicional debido a los espacios de aire.

#### Protección de la cara.

Los trabajadores deberán portar caretas, anteojos y gafas fabricadas con policarbonato, evitando así heridas causadas por arcos eléctricos, relámpagos u objetos que vuelen como resultado de una explosión eléctrica. Deben ser manufacturados con materiales no metálicos, excepto los pernos para acoplamiento del conjunto armazón-patillas en aquellos diseños que lo requieran.

Todos los lentes deben contar con protecciones laterales, sea que estén integradas a los armazones, a las micas monolenticulares o a las patillas, y deben ser del mismo material que éstos. Su diseño no debe causar distracción cuando se mire de reojo. Deben ser simétricas y equidistantes en toda su configuración, con respecto a un eje vertical central imaginario que pasa por en medio del puente nasal tipo universal.

Por experiencia práctica no es recomendable portar lentes de contacto en zonas de trabajo y en caso de que sean necesarios también lo será el uso de lentes de policarbonato ya que en caso una falla eléctrica puede haber una explosión que derrita los lentes de contacto ocasionando un desprendimiento de la retina y por lo tanto ceguera.

Los Lentes y gafas deberán ser preferentemente de **filtro 4** color café ya que estos ofrecen mayor protección a la vista en caso de descargas eléctricas.



Fig. 34 Gafas y lentes de protección fabricados de policarbonato.

### Protección de las manos.

Los trabajadores deberán portar guantes aislantes de caucho o en su defecto guantes de cuero de trabajo pesado, ya que como se observó en el estudio, los potenciales de contacto que se provocan están en el orden de los kV, por lo que si alguna persona toca algún elemento metálico durante una falla de corto circuito o descarga atmosférica corre el riesgo de ser el camino para su descarga al terreno, provocando a la persona quemaduras severas e incluso hasta la muerte por fibrilación. Los guantes ofrecen una resistencia dieléctrica adicional al cuerpo humano, reduciendo los riesgos drásticamente.



Fig. 35 Guantes aislados de protección con materiales de acuerdo a la tensión nominal para los que son utilizados:

### Protección de los pies.

El personal deberá portar calzado **Tipo III** (Calzado de protección dieléctrico) el cual destinado a proteger al usuario contra riesgos de choque eléctrico y donde existan riesgos de impacto y compresión. Debe estar fabricado con puntera de protección no metálica tipo 1 de cuero para trabajo pesado, con suela antiderrapante y aislada, todos los componentes que integran el calzado de protección dieléctrico deben ser no-metálicos, disminuyendo así los riesgos al persona producto de tensiones de paso y de contacto.

Por su importancia en los aspectos de seguridad y protección de los pies de los trabajadores, cada uno de los componentes que integran el calzado debe cumplir con los requisitos establecidos en la norma ET-290-PEMEX-2011.



Fig. 36 Zapato industrial aislado de protección

### Protección de la cabeza.

Los trabajadores deberán portar un casco clase G que soporta 2200 V de C.A. a 60 Hz durante un minuto permitiendo una corriente de fuga máxima de 3 mA, fabricado de policarbonato, evitando así heridas en la cabeza ocasionadas por choque eléctrico o heridas debidas a objetos que vuelen como resultado de una explosión eléctrica. Todo casco de protección para la cabeza debe consistir de una concha de protección y un medio de absorción de energía dentro de ésta. Los materiales usados en la concha del casco deben ser de lenta combustión y resistentes a la humidificación.

Los materiales empleados en la fabricación así como los componentes de los cascos contemplados en esta norma, no deben ser conductivos, por lo que no se permite ningún elemento o accesorio metálico en ellos.



Fig. 37 Casco de seguridad

### Protección del cuerpo.

Los trabajadores deberán portar ropa resistente a la flama, estas deberán ser necesariamente fabricadas con tela de gabardina, 100% algodón, mercerizada, con tejido satinado (4/1) o gabardina 3/1 "S"; los materiales como el meta-aramio, para-amid y poli-benzimidazol (PBI) proporcionan protección térmica mientras que el para-aramio le agrega fortaleza a la tela.

Nunca deberán utilizarse telas sintéticas tales como: poliéster, nylon y mezclas de algodón sintético.

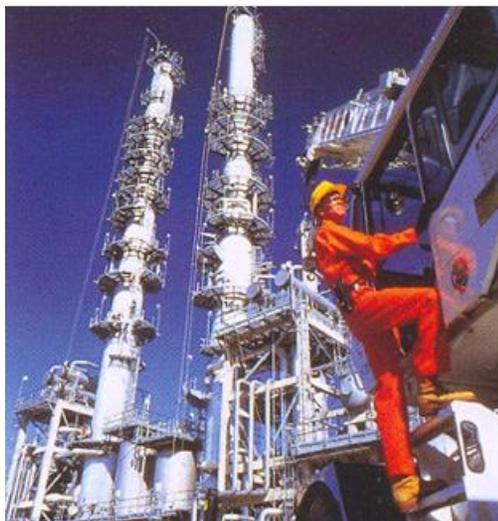


Fig. 38 Traje de algodón tratado anti flama de protección

### Otros equipos de protección.

Las herramientas mecánicas (pinzas, martillo, perico, etc) deberán contar con mango aislante y las herramientas eléctricas (taladro, esmeril, etc) deberán ser de clase II o de doble aislamiento

No se deberá vestir, bajo ninguna circunstancia, artículos fabricados de materiales conductores como son: joyería, brazaletes, relojes metálicos, cadenas, collares, delantales metalizados, gafas con partes metálicas, cascos metálicos, anillos, entre otros, cuando se trabaje cerca de circuitos energizados, líneas aéreas u otro elemento que pueda ocasionar un choque eléctrico.

### Mallas temporales de control de gradientes

Analizando los puntos de riesgo hice la recomendación de instalar mallas de control de gradiente temporales las cuales garantizan la seguridad del personal que trabaja en la instalación de los nuevos ductos y que pueden estar expuestos a descargas eléctricas causadas por rayos, inducción de corriente alterna en estado estacionario y corriente o tensión de falla del sistema eléctrico.

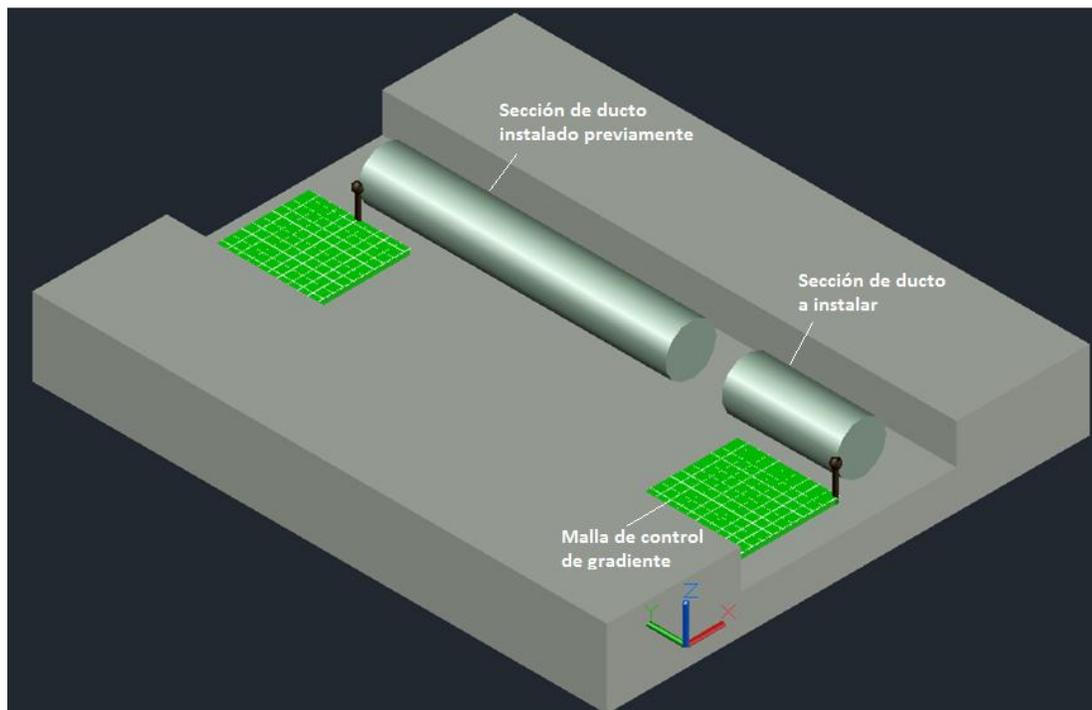


Fig. 39 Instalación de mallas temporales de control de gradiente.

Para ofrecer mayor seguridad al personal de instalación se debe de aterrizar sólidamente (puesta a tierra con mallas de control de gradiente) en dos puntos como se muestra en la figura.

Tomando en consideración que los movimientos de personal y maquinaria dificultan la instalación de estas mallas se considera apropiado que una malla sea conectada al inicio del caso considerado como de riesgo y la segunda malla se deberá ir conectando en cada tramo a instalar hasta finalizar el caso antes mencionado.

Una vez terminada la instalación del ducto las dos mallas de control de gradiente deberán ser desconectadas, ya que podrían llegar a afectar el sistema de protección catódica.

En cada punto de riesgo se deberá instalar una malla temporal de control de gradiente del siguiente tamaño:

Apasco – Tula	- malla 16' x 16'
Las Vigas	- malla 8' x 16'
Jilotepec	- malla 8' x 8'
Perote	- malla 16' x 16'
Hueyapan	- malla 4' x 4'
Texcoco	- malla 8' x 16'

### **Materiales requeridos para la instalación**

1. Malla de control de gradiente de tamaño descrito en cada punto de riesgo (puede ser de acero galvanizado, cobre copperweld, cobre electrolítico o zinc)
2. Si se requiere más de una malla, entonces las mallas se deben soldar usando un molde 135 y una carga de soldadura 135-15. No se deben usar conectores a compresión o atornillables, solo cargas exotérmicas.
3. Ánodos de magnesio cuando las mallas sean permanentes. (para las temporales no aplica).
4. El molde necesario para realizar las soldaduras entre el ducto y el cable de la malla de control de gradiente es el molde Cadweld modelo HAA-1V-110 para tubería de 12" o mayores con cargas de 45 gr o menor. (nunca mayor ya que el hecho de utilizar cargas mayores implicaría un riesgo para la integridad mecánica de la tubería).
5. El molde necesario para realizar soldaduras exotérmicas entre el cable saliente del ducto y la malla de control de gradiente es un molde cadweld tipo TA No de catálogo TAC-1V1V para cable calibre 6 AWG.
6. Cortador de cable de acero para un diámetro de 0.135" (si es necesario cortar secciones fuera de la malla alrededor del ducto).
7. Sellador para cargas térmicas
8. Cubrir la malla de 6" (15,24 cm) con piedra caliza, grava triturada. (nunca con arcilla)

### **Procedimiento de instalación**

La instalación de mallas se describe a continuación.

- 1) Remover la capa superior de suelo a una profundidad uniforme de aprox. 6" (15,24 cm) en el área que se extiende más allá de las dimensiones laterales de la malla.
- 2) Orientación de mallas adyacentes: Tapar la malla adyacente de manera que los cables de la red superior sobre otra malla estén orientados 90° con respecto a los cables superiores de la red en la otra malla adyacente. Esto permitirá a los cables exteriores de la red de la malla adyacente ser colocados directamente uno al lado de otro, que es un requerimiento para la correcta soldadura de la red. (en caso de requerirse únicamente).
- 3) Localizar la posición de los segmentos verticales del ducto u otras estructuras que sobresalgan de la malla y usando cortadores de cable, retirar las porciones innecesarias de la malla a fin de que la malla de cables no esté más cerca de 3" (7,5 cm) de cualquier punto del ducto para evitar contacto y abrasión del revestimiento de la tubería.
- 4) Colocar los segmentos de la malla alrededor de la estructura, en la excavación del área.
- 5) Después de haber completado todas las soldaduras, se debe sellar alrededor y más allá del final de cada soldadura con dos o más capas de cinta Denso LT o usar otro tipo de sellador. Cuando la cinta Denso se utiliza, se requieren piezas de 2" (5,02) a 3" (7,62cm) de longitud y 4" (10,16cm) de ancho para sellar cada soldadura.

- 6) Cubrir toda la malla de control de gradiente con 6" (15,24cm) de piedra caliza triturada (alternativamente puede usar piedra lavada o limpia, pero solo si la piedra caliza triturada no está disponible). Extender la cobertura varios pies más allá de los bordes exteriores de la malla en todos los lados.

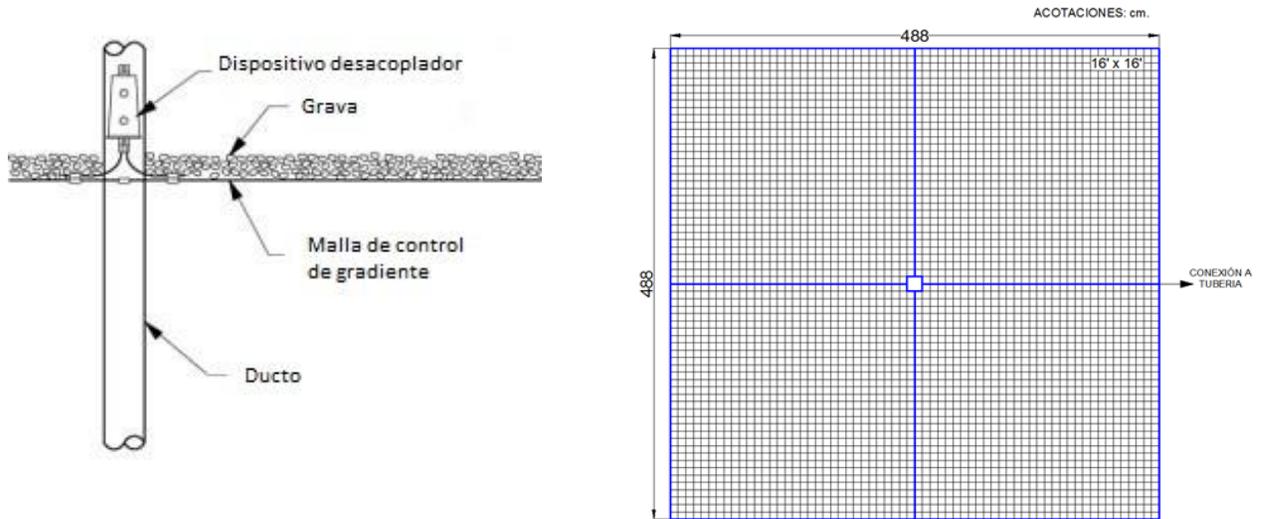


Fig. 40 Elementos de la malla de control de gradiente temporal.

**RANGE OF HORIZONTAL STEEL PIPES**

**RANGE OF HORIZONTAL STEEL PIPES**

- Horizontal copper conductor to top of horizontal steel pipe.
- CANFIELD also has a specially produced line for cathodic protection applications. See Bulletin C21A.
- A test weld should be made to check the possibility of burn through on this section or the wall pipe.
- Show any wire pipe size or conductor size cable to steel pipe side or previous page.
- Concrete armored copper cable lead.
- Shield wire is most preferred in the steel key.

**REQUIRED TOOLS**

Welders: Acetylene torch with #4 and #1 pipe tip block.

Flux Igniter: T229 (includes with handle strip cut also available separately)

**SUGGESTED TOOLS**

CABLE SIZE	Nominal Pipe Size	MOLD PART NO.	WELD METAL
4	1 1/4" to 2" Pipe	HAA-1L-102C	45
	3" to 4" Pipe	HAA-1L-350C	45
	6" to 8" Pipe	HAA-1L-7C	45
	10" to 12" Pipe	HAA-1L-11C	45
	14" Pipe or Larger	(1)	
2	1 1/4" to 2" Pipe	HAA-1V-102C	45
	3" to 4" Pipe	HAA-1V-350C	45
	6" to 8" Pipe	HAA-1V-7C	45
	10" to 12" Pipe	HAA-1V-11C	45
	14" Pipe or Larger	(1)	

**CONNECTIONS**

- 100 ohm.
- Conductor shall be attached to steel pipe C-2.
- Temperature of operation 100 C. or ambient plus 175 C. or ambient limit.
- Insulation of PVC material is a requirement of conductor, pipe conductor in steel pipe.
- Step conductors in steel pipe.
- Shielding inside of pipe conductors.

CONDUCTOR	WELD METAL						
100 ohm	45	45	45	45	45	45	45

**12' x 16' Gradient Control Mat Plan View**

**12' x 16' Gradient Control Mat Cross Section**

**TA**

**PC**

2	TAC-1V1V	45	
2 SOL	TAC-1V1T	45	
4	TAC-1V1L	45	
2	0	PCT-1V1H	32
	0 SOL	PCT-1V1G	32
	8	PCT-1V1E	32
	8 SOL	PCT-1V1D	32

Fig. 41 Instalación de la malla de control de gradiente temporal.

## 7.9.2 PROTECCIÓN A LA INFRAESTRUCTURA

Al compartir el derecho de vía entre los ductos que intervienen en el proyecto y las instalaciones eléctricas, se presenta un fenómeno conocido como interferencia por AC que puede provocar riesgos a la integridad de los ductos y su infraestructura, por lo que recomendé realizar las siguientes acciones:

1. Uso de sistemas de recubrimiento que durante su aplicación presenten cierto grado de porosidad provocando una resistencia de contacto menor, lo cual favorece el aterrizamiento de las corrientes inducidas a lo largo de la trayectoria del ducto del nuevo proyecto. (En los puntos de riesgo, no se recomienda el uso de sistemas de recubrimientos modernos que aíslen completamente el ducto del terreno).
2. Selección del tipo, características químicas, espesor y rigidez dieléctrica del recubrimiento, el cual deberá estar diseñado para soportar las elevaciones de tensión que se presenten en los derechos de vía.
3. Respetar las distancias de seguridad especificadas en la norma de referencia NRF-015-CFE-2002 en la cual menciona que, por ningún motivo, la distancia de separación entre un ducto y la parte metálica más cercana de una torre de transmisión deberá ser menor a 3 metros.

A continuación presento la tabla que indica los niveles de tensión para la selección del recubrimiento y las distancias que se deberá respetar para aumentar la confiabilidad de la integridad de los ductos.

PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DEL TIPO Y ESPESOR DE RECUBRIMIENTO (RIGIDEZ DIELECTRICA)					
PUNTO DE ESTUDIO	KILOMETRO		ACOPLAMIENTO ELECTROMAGNÉTICO	ACOPLAMIENTO CONDUCTIVO CAPACITIVO.	DISTANCIA DE SEGURIDAD RECOMENDADA ENTRE LA INFRAESTRUCTURA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y LOS DUCTOS DEL PROYECTO
			FALLA MONOFÁSICA O DESCARGA ATMOSFÉRICA		
	Tensión respecto a tierra (V)				
	Inicio	fin	Ducto 42"		
APASCO - TULA	000+000	159+832	14589.00		El trazo del proyecto <b>cumple</b> con las distancias de seguridad establecidas en la NRF-CFE-015-2002.
PEROTE	289+982	326+421	1598.00		
JILOTEPEC	350+400	357+110	1799.45		
LAS VIGAS	373+093	432+187	2542.21		
HUEYAPAN	597+823	639+229		7865.00	<b>Es necesario Modificar la trayectoria del nuevo proyecto</b> para cumplir con las distancias de seguridad establecidas en la NRF-CFE-015-2002 para LT's de 400 KV-15 mts, 230 KV-10 mts (distancia mínima de aproximación 5 mts)
TEXCOCO	678+982	701+012	12984.00		El trazo del proyecto <b>cumple</b> con las distancias de seguridad establecidas en la NRF-CFE-015-2002
Ducto 24"					
JILOTEPEC	350+400	357+110	13023.00		El trazo del proyecto <b>cumple</b> con las distancias de seguridad establecidas en la NRF-CFE-015-2002
LAS VIGAS	373+093	432+187	9,892.46		Se recomienda <b>cumplir con las distancias de seguridad</b> establecidas en la NRF-CFE-015-2002 para LT's de 400 KV-15 mts, 230 KV-10 mts (distancia mínima de aproximación 5 mts)
Ducto 18"					
HUEYAPAN	597+823	639+229	1160.29		La menor distancia encontrada entre los ductos y la infraestructura fue de <b>8.02 m</b> , lo cuál no cumple con los lineamientos establecidos en la NRF-CFE-015-2002. (15 mts para LT's de 400 KV). Sin embargo los valores obtenidos no representan riesgo por interferencias de AC sobre los ductos.
			Ducto 24"		
			1143.59		
			Ducto 18"		
			1122.31		
Ducto 18"		1098.41			

Tabla 12 Valores de tensión inducida a tierra para selección del recubrimiento y distancias de seguridad recomendadas

4. Instalación de celdas de polarización de reemplazo de estado sólido tipo PRCH con gabinete a prueba de explosión para división 1 clasificación 1 con rango de corriente de falla simétrica de 15 kA a 3 ciclos y capacidad para desacoplar corriente alterna en estado estable de 45 A, con el objeto de:
  - Atenuar el voltaje AC inducido sobre el ducto.
  - Aterrizar la corriente alterna para evitar interferencias en los sistemas de protección catódica.
  - Protección contra sobrevoltajes transitorios derivados de fallas por corto circuito o descarga atmosférica.
  
5. Instalación de mallas permanentes de control de gradientes permanentes en válvulas para:
  - Limitar potenciales de paso y contacto peligrosos durante fallas por descarga atmosférica, maniobras en subestaciones o corto circuito.
  - Aterrizamiento de las tensiones inducidas en condición estable o de demanda máxima de las líneas de transmisión.

### Distancias de seguridad

Con base en los levantamientos de campo realizados, elaboré tablas y gráficas donde se muestran las alturas de la primera catenaria en cada uno de los casos en configuración paralelismo y cruzamiento, este dato es importante para considerarse durante la construcción, operación y mantenimiento, el personal que trabaje en las condiciones antes descritas deberá de ser recomendado en cuanto a no superar los límites de aproximación máximos.

A continuación muestro una tabla resumen con las alturas establecidas en las normas oficiales nacionales e internacionales, en la cual se establecen las distancias máximas de aproximación conforme a las tensiones de operación de las líneas de transmisión.

Tensión nominal de fase	Distancia mínima de seguridad						
	NOM-001-sede-2005	NFPA 70E 2012		NEC 2008		OSHA 18001	
		Conductor móvil	Parte de circuito fija	Conductor móvil	Parte de circuito fija	Conductor móvil	Parte de circuito fija
400 V	2,6 m	3,05 m	1,07 m	3,05 m	1,06 m	3,05 m	1,06 m
23 kV	2,75 m	3,05 m	1,82 m	3,05 m	1,8 m	3,05 m	1,82 m
85 kV	3,25 m	3,25 m	2,44 m	3,25 m	3,0 m	3,25 m	2,43 m
115 kV	3,55 m	3,25 m	2,44 m	3,25 m	3,43 m	3,25 m	2,43 m
230 kV	4,7 m	3,97 m	3,97 m	3,96 m	3,96 m	3,96 m	3,96 m
400 kV	6,4 m	5,8 m	5,8 m	5,79 m	5,59 m	5,79 m	5,79 m

Tabla 13 Distancias mínimas de seguridad según normatividad.

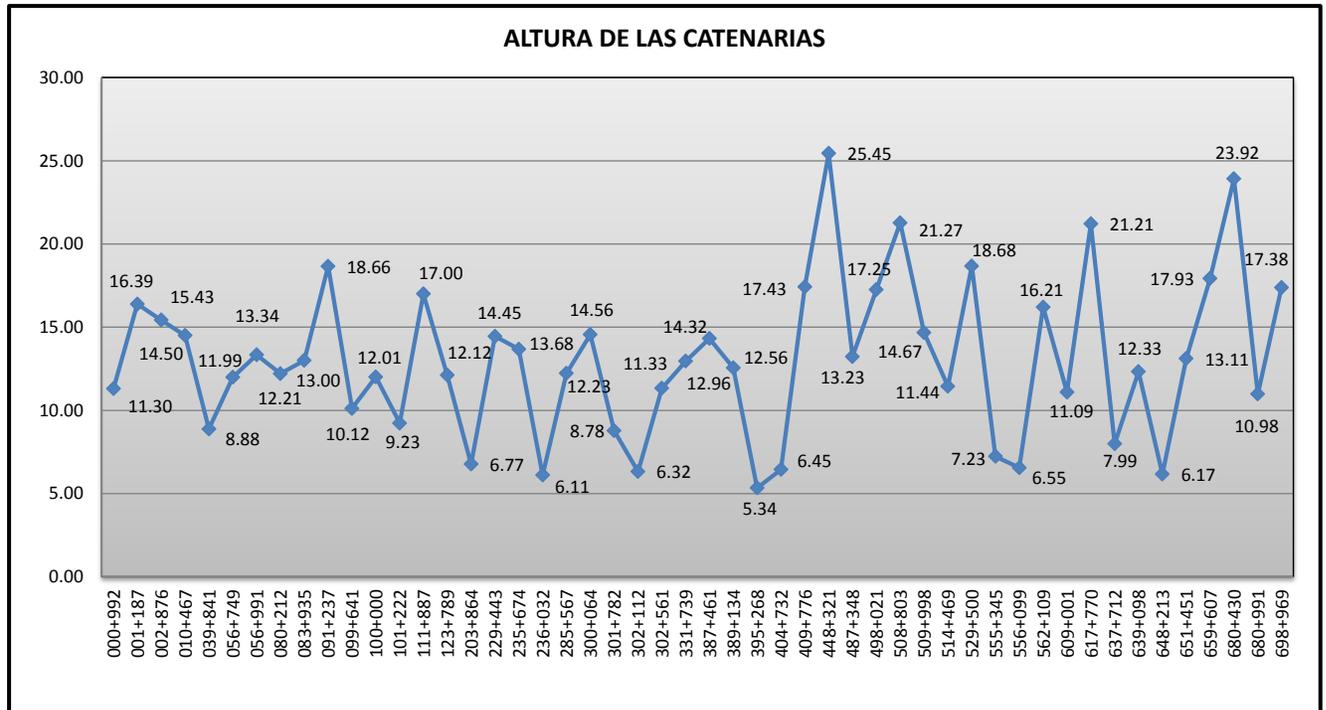


Fig. 42 Altura de las catenarias en los diferentes kilómetros del proyecto

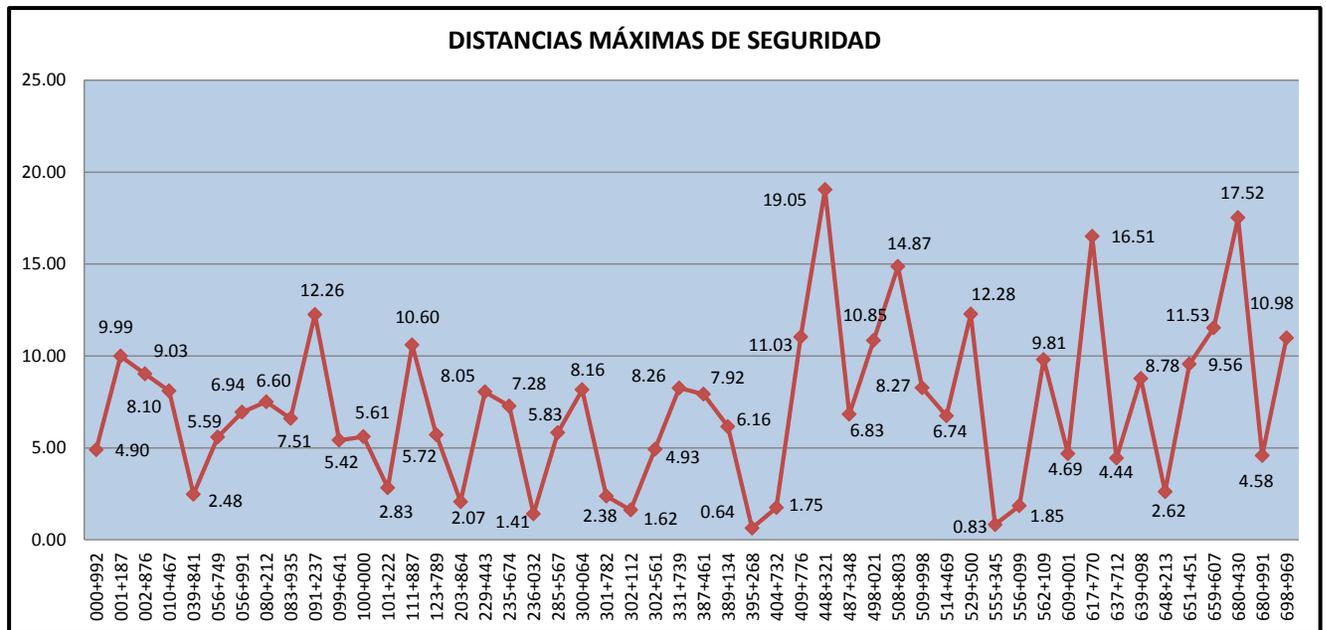


Fig. 43 Distancia máxima de aproximación a las líneas de transmisión (se deberán de considerar para efectos de la construcción y mantenimiento al ducto de proyecto)

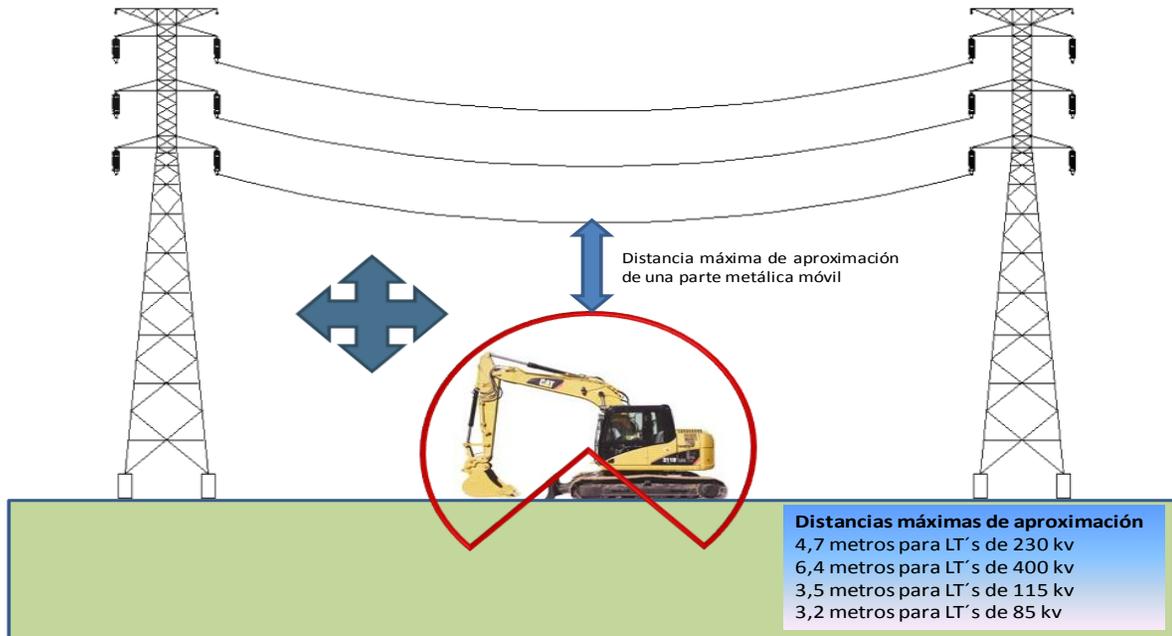


Fig. 44 Distancias máximas de aproximación.

### Malla permanente de control de gradiente.

Los puntos de mayor riesgo en los ductos metálicos son sus instalaciones sobre el suelo como son las válvulas, estaciones de comprensión, estaciones de trampas de diablo, etc. esto debido a que en estas se generan potenciales más altos debido a la falta de continuidad en sus juntas de aislamiento y que al tener partes metálicas expuestas existe un riesgo permanente de choque eléctrico al personal que labore en el mantenimiento de éstos. La malla de control de gradiente permanente limita los potenciales de contacto y paso generados durante una de falla de corto circuito o descarga atmosférica y deberá utilizarse en todos los accesorios metálicos de ductos por encima del suelo, a excepción de los conductores de prueba de las estaciones, si la tensión inducida respecto a tierra en condición estable supera los 15 V [2].

En la siguiente tabla muestro todas las instalaciones ubicadas en puntos de riesgo, en estos puntos realice un análisis mediante los resultados obtenidos en el estudio de corrientes y tensiones inducidas en los ductos de proyecto así como en el estudio de potenciales de contacto y paso generados en el ducto.

No CASO	km DEL PROYECTO	NOMBRE DEL SITIO	TIPO DE INSTALACIÓN	RECOMENDACIÓN
1	009+958	APASCO - TULA	Válvula Check	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 11 m, además la tensión inducida respecto a tierra en condición estable es de 93.56 V y los potenciales de contacto y paso superan los límites tolerables por lo que <b>es necesario instalar una malla de control de gradiente de 16' x 16'</b> .
2	295+120	PEROTE	Válvula de compuerta	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 350 m, además la tensión inducida respecto a tierra en condición estable es de 26.57 V y los potenciales de contacto y paso no superan los límites tolerables.
2	306+811	PEROTE	Válvula de Seccionamiento	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 16 m, además la tensión inducida respecto a tierra en condición estable es de 48.31 V y los potenciales de contacto y paso superan los límites tolerables por lo que <b>es necesario instalar una malla de control de gradiente de 8' x 8'</b> .
3	354+370	JILOTEPEC	Válvula Check	La distancia entre la válvula de seccionamiento y las líneas de alta tensión es de 190 m en condición de cruzamiento por lo que no existe riesgo de tensiones o corrientes inducidas en la estructura.
4	372+284	LAS VIGAS	TRED	La distancia entre la TRED y las líneas de alta tensión es de 26 m pero la tensión respecto a tierra en condición estable es de 6.22 V y el potencial de contacto se encuentra bajo los límites tolerables por lo que no existe riesgo de tensiones o corrientes inducidas en la estructura.
5	654+893	HUEYAPAN	Válvula de Compuerta	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 60 m y la tensión respecto a tierra es de 1.90 V y el potencial de contacto se encuentra bajo los límites tolerables por lo que no existe riesgo al personal.
6	699+116	TEXCOCO	Válvula de Seccionamiento	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 16 m, la tensión respecto a tierra es de 101.19 V y los potenciales de contacto y paso se encuentra por encima de los límites tolerables por lo que <b>es necesario instalar una malla de control de gradiente de 16' x 16'</b> .

Tabla 14 Sitios en donde es necesario instalar mallas permanentes de control de gradiente.

Nota: Tanto los materiales requeridos como el procedimiento de instalación de las mallas permanentes de control de gradiente deberán hacerse de igual forma que en lo descrito en las mallas temporales de control de gradiente.

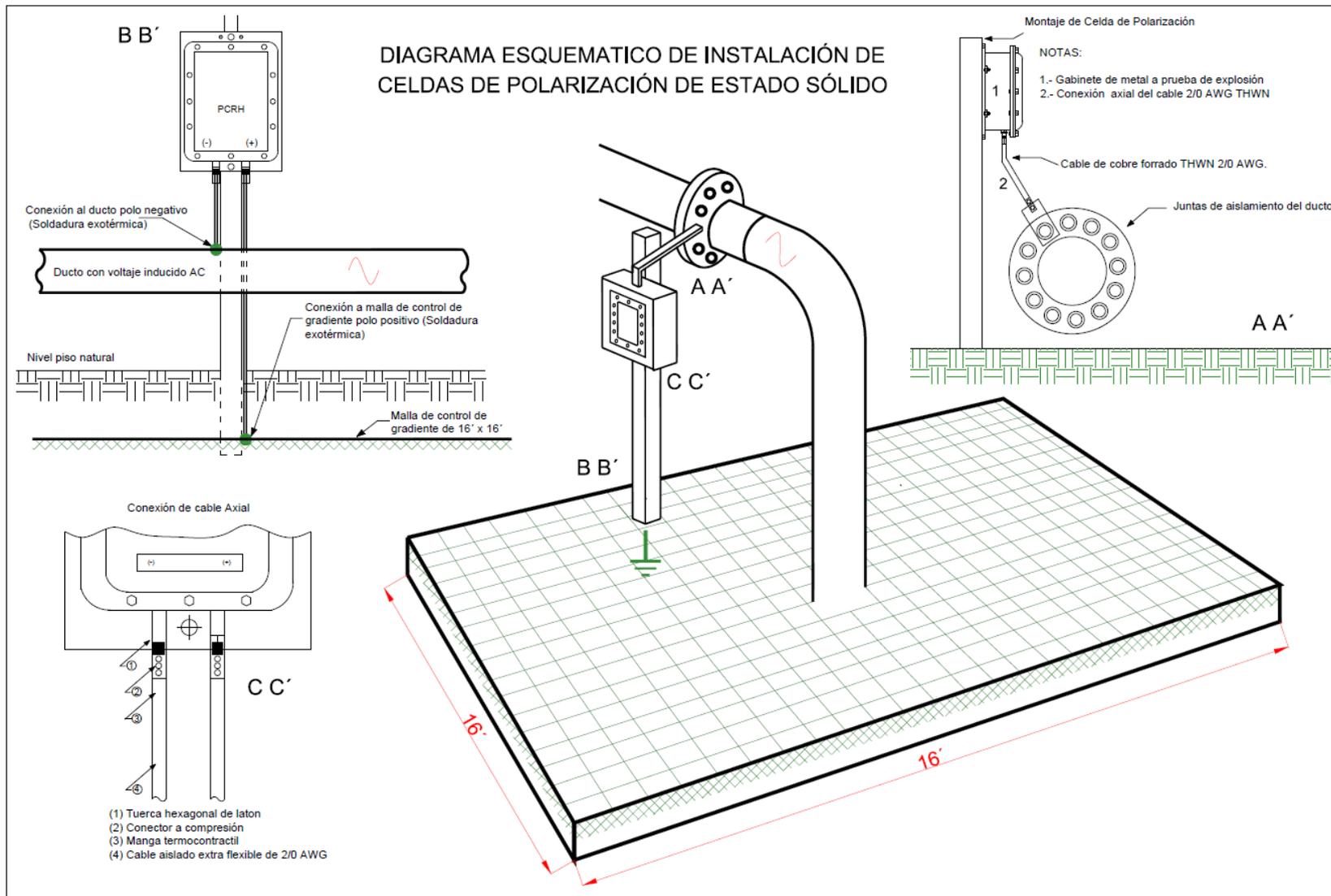


Fig. 45 Elementos de la malla de control de gradiente permanente.

## Celdas de polarización de reemplazo de estado sólido.

Derivado del estudio de tensiones inducidas en los ductos y la distancia entre partes expuestas del ducto (válvulas, TRED, etc) y líneas de alta tensión hice la recomendación de instalar celdas de polarización junto con las mallas permanentes de control de gradiente en los siguientes puntos:

No CASO	km DEL PROYECTO	NOMBRE DEL SITIO	TIPO DE INSTALACIÓN	RECOMENDACIÓN
1	009+958	APASCO- TULA	Válvula CHECK	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 6 m, además la tensión inducida respecto a tierra en condición estable es de 89.67 V y los potenciales de contacto y paso superan los límites tolerables por lo que <b>es necesario instalar una malla de control de gradiente de 16' x16'</b> .
2	306+811	PEROTE	Válvula de Seccionamiento	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 12 m, además la tensión inducida respecto a tierra en condición estable es de 102.56 V y los potenciales de contacto y paso superan los límites tolerables por lo que <b>es necesario instalar una malla de control de gradiente de 16' x16'</b> .
6	699+116	TEXCOCO	Válvula de Seccionamiento	La distancia entre la válvula y las líneas de alta tensión es de 16 m, la tensión respecto a tierra es de 101.19 V y los potenciales de contacto y paso se encuentra por encima de los límites tolerables por lo que <b>es necesario instalar una malla de control de gradiente de 16' x16'</b> .

Tabla 15. Sitios para la instalación de mallas de control de gradientes y celdas de polarización

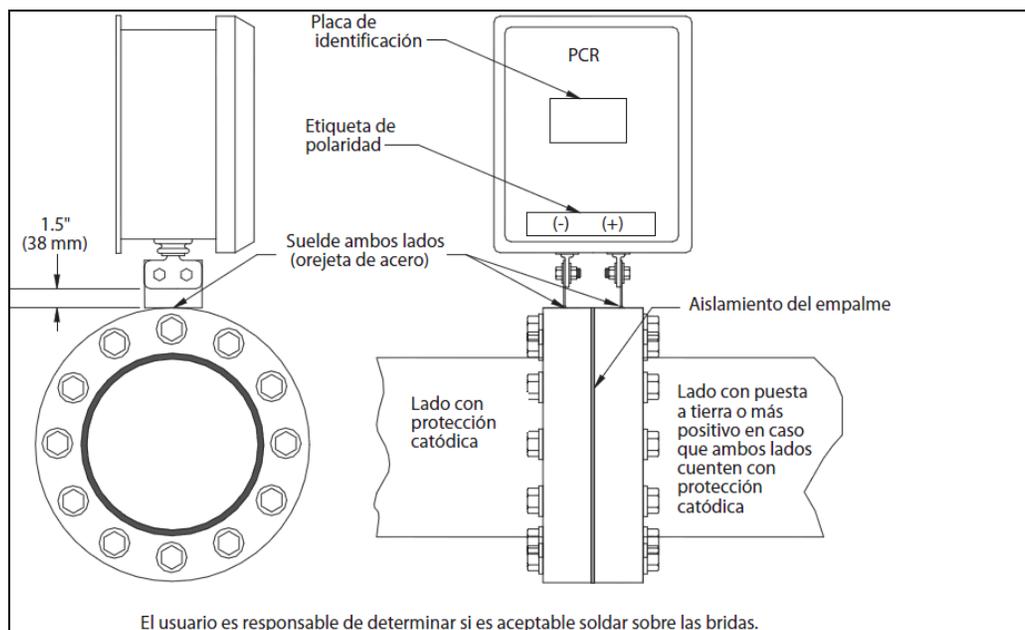


Fig. 46 Descripción del montaje de la celda de polarización.

## PROTECCIÓN DE MAQUINARIA Y HERRAMIENTA.

### Vehículos y equipos mecánicos.

Con base en las normas NOM 001-SEDE-2005 y NFPA 70E 2012 “REQUISITOS DE SEGURIDAD ELÉCTRICA DE LOS EMPLEADOS EN LOS LUGARES DE TRABAJO” cualquier vehículo o estructura de equipos mecánicos elevado cerca de líneas aéreas energizadas, debe estar aterrizado a tierra y operar de tal manera que la distancia mínima entre el vehículo o estructura de equipos mecánicos y la línea aérea sea de:

Para:

23 kV-----	2.75 m.
85 kV-----	3.25 m.
115 kV-----	3.25 m.
230 kV-----	4.7 m.
400 kV-----	6.4 m

Las personas que se encuentran de pie sobre el suelo no deben entrar en contacto con el vehículo, ni con equipo mecánico a menos que:

- La persona esté utilizando ropa y equipo de protección para la tensión nominal a la cual se está trabajando.
- El equipo esté localizado de tal manera que ninguna parte no aislada de su estructura pueda sobrepasar las distancias de seguridad exigidas anteriormente.

Si algún vehículo o equipo mecánico que tiene parte o partes de su estructura elevadas cerca de líneas aéreas energizadas se pone intencionalmente a tierra, las personas que trabajen sobre el piso cerca del punto de puesta a tierra no pueden estar de pie en el lugar de puesta a tierra cuando exista la posibilidad de contacto con líneas aéreas. En tal caso se deben utilizar barricadas o aislamiento, para proteger al personal.

Las escaleras portátiles deben tener partes laterales no conductoras o en su defecto utilizar escaleras de fibra de vidrio.

### Puesta a tierra temporal de protección de equipos y maquinaria.

Con base en la norma NFPA 70E 2012 “Requisitos de Seguridad eléctrica de los empleados en los lugares de trabajo” y de acuerdo a ASTM F 855 “Specifications for Temporary Protective Grounds to Be Used on De-energized Electric Power Lines and Equipment” las tierras de protección temporal se deben localizar en tales lugares y colocadas de tal manera que se evite que cualquier persona este expuesta a los peligros por diferencia de potencial eléctrico.

Con la finalidad de evitar descargas eléctricas al personal que opera, da mantenimiento o construye los ductos de distribución cerca de las líneas de transmisión de energía eléctrica, debe de aterrizar los vehículos, maquinaria pesada y cualquier elemento que cuente con motores ya sea eléctricos o de combustión interna cuando estos se encuentren estacionados cerca de las líneas de transmisión como se indica en las siguientes figuras.

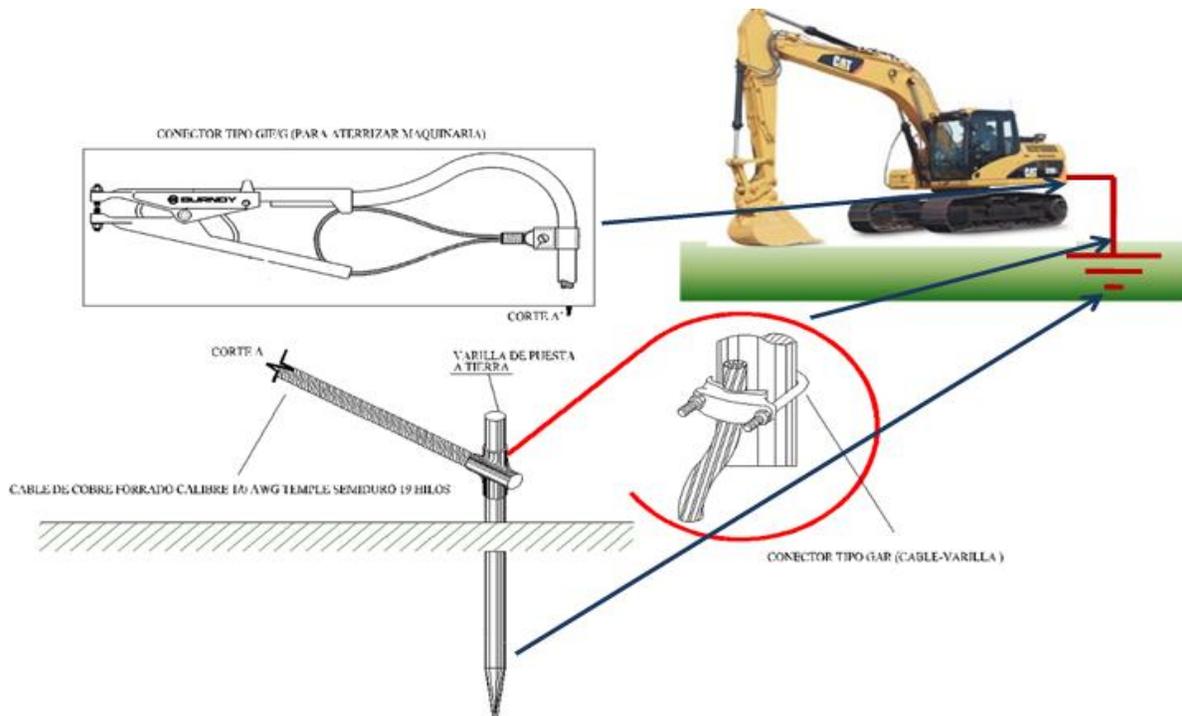


Fig. 47 Puesta a tierra de maquinaria pesada

<b>MATERIAL NECESARIO PARA LA PUESTA A TIERRA DE MAQUINARIA PESADA</b>
Conector tipo GIE/G (pinza para aterrizar maquinaria)
Cable de cobre forrado calibre 1/0 AWG temple semiduro de 19 hilos
Varilla de puesta a tierra de cobre de 1.50 mts. de longitud y 5/8" de diámetro.
Conector tipo GAR (cable 1/0 a varilla 5/8")

Tabla 16 Material necesario para la puesta a tierra de maquinaria pesada.

**Especificaciones técnicas de la puesta a tierra temporal de protección de equipos y maquinaria.**

- Varilla de cobre copperweld de 5/8 " o 3/4 " de 1,5 metros de longitud
- Cable de cobre electrolítico forrado color verde temple semiduro calibre 1/0 AWG o mayor, 19 hilos.

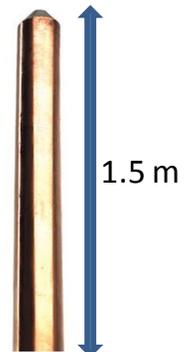


Fig. 48 Varilla de copperweld.



Fig. 49 Conductor de cobre calibre 1/0 AWG forrado.

### Características

- 600 volts.
- Conductor sólido o cableado flexible clases C o B.
- THHW/THW-LS Según clasificación NOM-J-10 y NEC 1990.
- Temperatura de operación 90 °C en ambiente seco y 75 °C en ambiente húmedo.
- Aislamiento de PVC resistente a la propagación de incendio y bajo condiciones del mismo, tiene baja emisión de humos oscuros y reducida emisión de gases tóxicos.

Calibre AWG/KCM	Área Nominal (mm <sup>2</sup> )	Número de alambres	Espesor aislante mm	Peso aprox. kg/km	Diámetro exterior aproximado mm	Ampacidad		Resistencia eléctrica 20 °C Ω/km
						75°C	90°C	
1/0	53.48	19	2.03	615	13.7	150	170	0.328

Tabla 17 Características del cable de cobre.

**NORMAS.-** El cable debe de cumplir con las siguientes normas:

- NOM-J-10-ANCE-1988
  - NOM-J-93 -1990
  - NOM-J-472-1990
  - NMX-J-474-2009
  - ASTM E-662-2006
  - IEC 754-1-1994
  - NF C32-070-2001
- Conector tipo **GAR 6426** para unir varilla tipo copperweld 3/4 " a cable de cobre calibre 1/0AWG

Catalog Number	Conductor			H	J	W
	Tube I.P.S.	Rod Size or O.D. Range	Cable			
GAR114C	1/4	1/2	8 Sol. - 4 Str.	2-1/2	3/8	1-7/8
GAR1126			4 Sol. - 2/0 Str.			
GAR1129			2/0 Sol. - 250			
GAR644C	3/8	5/8 - 3/4	8 Sol. - 4 Str.	2-7/8	1/2	2-1/8
GAR6426			4 Sol. - 2/0 Str.			
GAR6429			2/0 Sol. - 250			
GAR6434			300 - 500			
GAR144C	1/2 - 3/4	7/8 - 1	8 Sol. - 4 Str.	2-3/4	3/8	2-3/8
GAR1426			4 Sol. - 2/0 Str.	3		
GAR1429			2/0 Sol. - 250			
GAR1434	1	1-1/8 - 1-1/4	300 - 500	3-3/4	1/2	2-3/4
GAR154C			8 Sol. - 4 Str.	2-7/8		
GAR1526	1	1-1/8 - 1-1/4	4 Sol. - 2/0 Str.	2-7/8	3/8	2-5/8
GAR1529			2/0 Sol. - 250			
GAR1534			300 - 500			

Tabla 18 Catalogo de conectores para sistema de puesta a tierra.

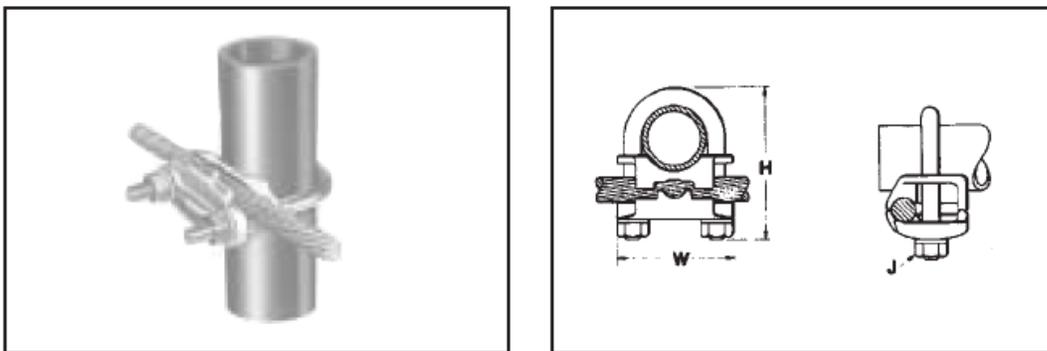
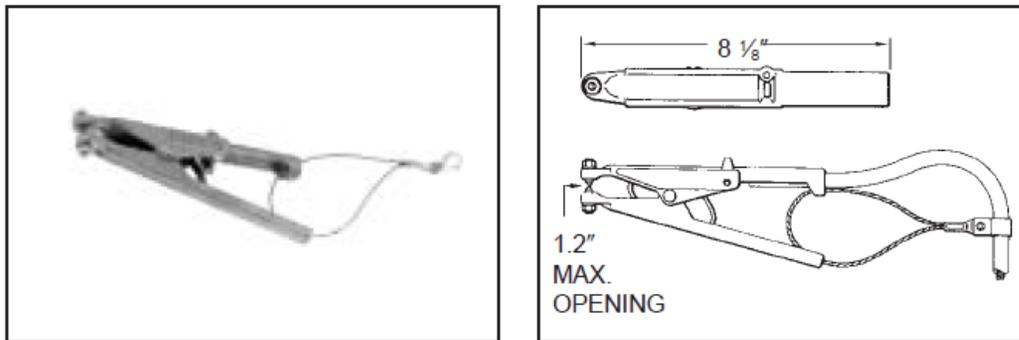


Fig. 50 Conectores de puesta a tierra.

- Pinza especial para aterrizar vehículos y maquinaria catalogo GIE 4CG3 de cobre beryllium.



Catalog Number	Replaceable Contact Grip Screws		
	Catalog Number	Material	Point Configuration
GIE4CG3	GIE4CG3P5	Beryllium Copper	Cone Point
	GIE4CG3P7		Cup Point
GIE4CG4	GIE4CG4P5	Stainless Steel	Cone Point
	GIE4CG4P7		Cup Point

Fig. 51 Pinza especial para aterrizar vehículos y maquinaria.

## 8. RESULTADOS Y APORTACIONES

Con base en los estudios llevados a cabo se obtuvieron los siguientes resultados;

- El resultado del estudio de potenciales generados durante una falla monofásica a tierra o la incidencia de una descarga atmosférica arrojó que tanto el potencial de contacto como de paso generados en el ducto superan los **límites tolerables** conforme a lo establecido en el **estándar IEEE-STD-80** y la Comisión Electrotécnica Internacional (**IEC**).
- Se encontró que la tensión inducida sobre el ducto en condición estable o de demanda máxima de la línea de transmisión supera los 15 V con respecto a tierra (**NACE SP 0177 2007, CAN/CSA-C22.3 N° 6-M91, NRF-015-CFE**), por lo que se considera que constituye un peligro de descarga eléctrica para el personal que instala, supervisa, construye o da mantenimiento al ducto.
- En cuanto a la densidad de corriente que presentan los ductos en condición estable o de demanda máxima, la asociación norteamericana de oleoductos y gasoductos; así como algunos artículos de investigación y estudios de grupos como **NACE, EPRI, CECOR**, indican que para tener un efecto notable en la velocidad o tasa de corrosión, la densidad de corriente alterna inducida sobre el ducto debe ser muy alta, para lo cual se establece la siguiente tabla.

Interferencias por AC.	Parámetros	Observaciones
Densidad de corriente alterna inducida sobre el ductos	Menor a 20 A/m <sup>2</sup>	Corrosión por AC improbable.
	Entre 20 A/m <sup>2</sup> y 100 A/m <sup>2</sup>	Corrosión por AC probable, influenciado por condiciones ambientales.
	Mayor a 100 A/m <sup>2</sup>	Debe esperarse corrosión por AC.

Tabla 19 Nivel de corrosión en base a la densidad de corriente inducida [2].

Se encontraron valores de densidad de corriente desde los 0.5 A/m<sup>2</sup> hasta los 130 A/m<sup>2</sup> por lo que se analizó cada zona y las medidas necesarias para evitar tanto la corrosión catódica como la corrosión por AC mediante el uso de recubrimiento adecuado y selección de equipos de protección catódica.

Con el estudio realizado se pudieron dar las recomendaciones necesarias para garantizar la seguridad del personal que labora en la construcción, instalación o mantenimiento de los nuevos ductos así como evitar daños a la infraestructura, estas recomendaciones incluyen;

- Instalación de mallas de control de gradiente temporales
- Instalación de mallas de control de gradiente permanentes
- Instalación de celdas de polarización
- Selección de recubrimiento
- Distancias de seguridad

- Equipo de seguridad
- Aterrizamiento de equipo y maquinaria
- Medidas de seguridad
- Ubicación se sitios de riesgo

Así también se localizaron 5 puntos en los cuales debe existir un cambio de trayectoria de los ductos ya que la cercanía entre estos y las líneas de alta tensión (en algunos casos el ducto estaba proyectado por debajo de la torre) es menor a la distancia mínima permitida en la norma NRF-015-CFE de 3 metros y representan un riesgo tanto para la integridad de los ductos como la torre de transmisión. Estas recomendaciones incluyen los trazos de las trayectorias en que los ductos no corren riesgo y además no conlleva un costo muy grande.

## 9. CONCLUSIONES

El proyecto llevado a cabo por la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil de CFE denominado Estudio de Interferencias Electromagnéticas generadas por líneas de transmisión en cercanía con ductos subterráneos fue uno de los proyectos de ingeniería más relevantes que se han realizado recientemente en México y refleja el creciente interés por partes de la empresa petrolera nacional de llevar a cabo sus proyectos de construcción con seguridad hacia los trabajadores e infraestructura. En lo referente a la instalación de ductos se buscó el objetivo de prevenir y mitigar los riesgos de corrosión asociados a la magnitud de las tensiones y corrientes inducidas en los ductos de proyecto que se presentan con líneas de transmisión de potencia al compartir derechos de vía.

La relevancia se refleja en las cerca de 600 mediciones en campo, 290 simulaciones de potenciales e interferencias electromagnéticas, 2000 imágenes representativas de los derechos de vía y más de 35,000 km recorridos, se ubicaron 65 sitios en condición de cruce y/o paralelismo entre líneas de alta tensión con ductos de proyecto de los cuales se determinaron 6 sitios críticos de riesgo para el estudio en base a parámetros tales como la resistividad del terreno, distancia entre infraestructuras, tensión y altura de las líneas de transmisión, niveles de corto circuito y la densidad de rayos a tierra por  $\text{km}^2$ .

Derivado del análisis y modelado de los parámetros en software especializado en los sitios críticos, se obtuvieron potenciales de paso, potenciales de contacto, intensidad de campo eléctrico y magnético para diferentes condiciones de la línea como son: estado estable, demanda máxima, falla del sistema eléctrico o descarga atmosférica sobre la torre o línea de transmisión cercana a los ductos de proyecto. Con base en los resultados se emitieron recomendaciones de seguridad de acuerdo con la normatividad nacional e internacional existente incluyendo distancias de seguridad, usos de sistemas de drenado de energía, modificación de trayectorias así como tipo y características de recubrimientos por zona.

En este proyecto se reafirmaron ciertos conocimientos teóricos que recibí en la Facultad de Ingeniería además que adquirí otros conocimientos y experiencias que sólo se pueden obtener durante la actividad profesional, en diversas ocasiones surgieron problemas y estuve bajo mucha presión debido a falta de personal y la responsabilidad que me fue asignada, para resolver esto fue vital la formación adquirida en la Facultad de ingeniería desde las Ciencias Básicas (desarrollo de habilidades para la solución de problemas) hasta las Ciencias de la Ingeniería que me proporcionó los conocimientos necesarios para el desarrollo en el área.

## 10. REFERENCIAS

- [1] STD-80-2000-IEEE Guía de seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de AC.
- [2] SP0177-2007-NACE Mitigation of Alternating Current and lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems.
- [3] NOM-001-SEDE-2005 - Instalaciones eléctricas. (Utilización).
- [4] NFPA 70E 2012 Norma para la seguridad eléctrica en lugares de trabajo.
- [5] NEC-2008 National Electric Code.
- [6] CAN CSA-C22.3 No. 6-M91 2003. Principles and Practices of Electrical Coordination Between Pipelines and Electric Supply Lines.
- [7] Reemplazo de celdas de polarización de estado sólido, Farwest Corrosion Control Company.
- [8] Interferencias y mitigación AC en ductos, Ing Juan Carlos Pachón, Paper NACE.
- [9] NMX-J-549-ANCE-2005 Sistemas de Protección contra tormentas eléctricas especificaciones, materiales y métodos de medición.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

- NOM-001-SEDE-2005 - Instalaciones eléctricas. (Utilización).
- NOM-002-STPS-2010- Condiciones de seguridad prevención protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
- NRF-006-PEMEX-2011- Ropa de trabajo para los trabajadores de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios.
- NRF-007-2008- Lentes de seguridad.
- ET-290-PEMEX-2011 - Calzado de protección.
- NRF-070-PEMEX-2011-Sistemas de protección a tierra para instalaciones petroleras.
- NMX-J-098-ANCE-1999 - Sistemas Eléctricos de Potencia – Suministro - Tensiones Eléctricas Normalizadas
- NMX-J-610/4-2-ANCE-2012- Compatibilidad electromagnética (EMC)- parte 4-2: técnicas de prueba y medición- pruebas de inmunidad a descargas electrostáticas
- NMX-J-549-ANCE-2005 Sistemas de Protección contra tormentas eléctricas especificaciones, materiales y métodos de medición.
- CFE-00JL0-28-2008 Redes de tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 a 400 KV.
- CFE-J1000-50-2000 Diseño de Torres y sus cimentaciones para líneas de transmisión.
- NRF-014-CFE-2001 Derechos de vía.
- NRF-015-CFE-2002 Requerimientos para la construcción de ductos metálicos, en paralelo y en cruces, en líneas de transmisión de 115 KV o mayores.
- NRF-011-CFE-2004 Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas.
- ANSI/IEEE. C2-2012 – National Electrical Safety Code (Código Nacional de Seguridad Eléctrica.)
- STD-80-2000-IEEE Guía de seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de AC.
- STD-81-1983-IEEE Guía para medición de resistividad de tierra, impedancia de tierra y potenciales de superficie de tierra de un sistema de tierras.
- STD-367-2012-IEEE Práctica recomendada para determinar el incremento de potencial de tierra de una estación eléctrica y el voltaje inducido por una falla.
- NFPA 70E 2012 Norma para la seguridad eléctrica en lugares de trabajo.

- OSHA 18001 Salud y seguridad en el trabajo.
- NEC-2008 National Electric Code.
- SP0177-2007-NACE Mitigation of Alternating Current and Lightning Effects on Metallic Structures and Corrosion Control Systems
- CAN CSA-C22.3 No. 6-M91 2003. Principles and Practices of Electrical Coordination Between Pipelines and Electric Supply Lines.
- Ceacor Desdren Paper No 10. AC interference on a gas pipeline caused by nearby power lines in a complex right-of-way.
- Corrosion 2003 Paper N° 03709 Common misconceptions regarding decoupled grounding systems when mitigating induced AC voltages on pipelines.
- Paper No 675. Principles underlying the method of determining the true potentials on cathodically protected underground steel pipelines.
- Study of the effect of AC-interference on the cathodic protection of a gas pipeline by Kouloumbi, N; Batis, G; Kioupis, N; Asteridis.
- Paper N° 05617 Gradient control mat safety considerations in pipeline applications.
- Recent advances in the mitigation of ac voltages occurring in pipelines located close to electric transmission lines IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2.
- Paper NACE Overview of hv ac transmission line interference issues on buried pipelines
- Article of Richard W. Bonds, The effect of overhead ac powerlines paralleling ductile iron pipelines
- "Powerline fault current coupling to nearby natural gas pipelines", Analytical Methods and Graphical Techniques, vol. 1, EPRI EL-5472, agosto, 1988.
- Powerlines-induced AC potential on natural gas pipelines for complex rights of way configurations, EPRI, final report EL-3106, mayo de 1983 a abril de 1987.
- Niveles de corto circuito trifásico y monofásico del sistema eléctrico nacional 400, 230 y 115 KV para máxima disponibilidad de generación y red eléctrica a diciembre de 2010.