

INSTITUTO TECNOLOGICO DE TUXTLA GUTIERREZ

INGENIERIA ELECTRICA

PROYECTO DE RESIDENCIA:

“REMODELACION DE LA SUBESTACION Y SISTEMA DE TIERRA DE HARINERA DE CHIAPAS S.A. DE C.V.”

PERIODO:

AGOSTO-DICIEMBRE DE 2011

PRESENTADO POR:

JOSE JAVIER GALICIA GARCIA

07270370

SEMESTRE: 9

ASESOR INTERNO: ING. PEDRO CRUZ FARRERA

ASESOR EXTERNO: ING. PAUL PINEDA DE LOS SANTOS

REVISOR: ING. FIDEL TOVILLA HERNANDEZ

13 DE DICIEMBRE DE 2011

Índice

1. introducción.....	4,5
2. Justificación.....	6
3. Objetivos.....	7
Objetivo general.....	7
Objetivos específicos.....	7
4. Caracterización del área en que participó del área donde se desarrollo el proyecto de residencia.....	8
4.1. Historia.....	8
4.2. ¿Quiénes somos?.....	8
4.3 Misión.....	8
4.4 Organigrama general.....	9
4.5 Organigrama específico.....	10
4.6 Plano general de planta.....	11
5. Problemas a resolver, priorizándolos.....	12
6. Alcances y limitaciones.....	13
7. Fundamento teórico.....	14
7.1. Subestación eléctrica.....	14
7.2. Clasificación de las subestaciones industriales de acuerdo a su instalación.....	14,15
7.3. Partes de una subestación eléctrica.....	15
7.3.1 Transformadores.....	15,16,17
7.3.1.1. Conexiones de los transformadores trifásicos.....	17,18,19,20
7.3.2. Medios de desconexión.....	20
7.3.2.1. Elementos del medio de desconexión.....	20,21
7.3.3. Medios de protección.....	21

7.3.3.1. Sobrecorriente.....	22
7.3.3.1.1. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente.....	22,23
7.3.3.2. Sobrevoltajes.....	23
7.3.3.2.1. Apartarrayos.....	24
7.3.4. Medios de control.....	24,25
7.3.4.1. Elementos de los medios de control.....	25,26,27
7.3.5. Sistema de tierra.....	27
7.3.5.1. Propósitos de la red de tierra.....	27,28
7.3.5.2. Tipos de sistemas de tierra.....	28
7.3.5.3. Elementos del sistema de tierra.....	29
7.3.5.4. Métodos para la medición de resistencia de un sistema de tierra.....	30,31
7.4. NOM-001-SEDE-2005 Aplicable a subestaciones y sistemas de tierra.....	32,43
8. procedimiento y descripción de las actividades realizadas.....	44,45
9. Resultados, planos, graficas, prototipos y programas.....	46
9.1. Subestación y sistema de tierra de Harinera de Chiapas S.A. De C.V.....	46
9.2. Resultados de la medición del sistema de tierra principal.....	47
9.3. Resultados de la medición del sistema de tierra secundario.....	48
9.4. Comparación de la medición obtenida con respecto a la NOM-001-SEDE-2005.....	49
9.5. Propuestas sugeridas para la Remodelación de la subestación y sistema de tierra.....	50,51,52,53
10. conclusiones y recomendaciones.....	54
10.1. Conclusiones.....	54
10.2. Recomendaciones.....	55
10.2.1. Recomendación de pruebas periódicas al sistema de tierra.....	55
10.2.2. Recomendaciones para estar acorde a los aspectos en que la subestación no cumple con la NOM-001-SEDE-2005.....	55,56,57

11. anexos.....	58
11.1. Cronograma preliminar de actividades.....	58
11.2. Fotografías del interior de la subestación.....	59,60
11.3. Fotografía del poste de la transición.....	61
11.4. Acometida aérea de la subestación.....	62
11.5. Componentes de la subestación Harinera de Chiapas S.A. de C.V.....	63,64,65,66,67
11.6. Medición de la resistencia ohmica de la malla de tierra principal.....	68
11.7. Medición de la resistencia ohmica de la malla de tierra secundaria.....	69,70
11.8. Etapa uno de la remodelación de la subestación: Cambio de acometida (de aérea a subterránea).....	71,72,73,74,75
11.9. Constancia de liberación de residencia profesional.....	76
12. Referencias bibliográficas virtuales.....	77

1. Introducción

El desarrollo de determinado proyecto sobre la remodelación de la subestación y el sistema de tierra de Harinera de Chiapas S.A. de C.V. surge de la necesidad de realizar una propuesta que contenga información sustentada y en apego en la NOM-001-Sede-2005 para tener mejoras en el funcionamiento de cada uno de los medios que compone a la subestación de dicha industria como lo son: los transformadores, los medios de desconexión, los medios de protección, el sistema de tierra y los medios de control, así como también la seguridad que debe de existir dentro de determinada subestación para la protección no solo del equipo eléctrico, sino principalmente para la protección adecuada del usuario.

Dentro de lo que es el proceso sobre hacer propuestas para el óptimo funcionamiento de la subestación y el sistema de tierra, se destacan:

El levantamiento físico de la subestación y el sistema de tierra, con la finalidad de detectar todos y cada uno de los componentes que integran a la subestación, de igual manera la localización de los electrodos de la red de tierra, todo esto para tener en cuenta la capacidad y el estado de dichos componentes.

Medición de resistencia de la malla de tierra, la cual nos pudo dar un panorama más amplio sobre el estado en que se encuentra no solo la resistencia de la malla sino también de las longitudes de esta.

Recopilación de información, se recopiló la información teórica necesaria que posteriormente sirvió para poder comprender y atacar puntos estratégicos para la realización de propuestas idóneas.

Estudio de la NOM-001-SEDE-2005 aplicada a subestaciones y sistemas de tierra, realizado con la finalidad de identificar en que si y que no se esta en

apego a dicha norma para posteriormente realizar propuestas de remodelación que se encuentren dentro de la norma oficial mexicana.

Propuesta y mejoras a la subestación, es la aplicación de todos los procesos anteriores tanto del marco teórico como de la norma oficial mexicana donde se dan conocer las propuestas que optimizan el funcionamiento de la subestación y el sistema de tierra.

2. Justificación

Dentro del sector industrial del estado, Harinera de Chiapas S.A de C.V. es una empresa dedicada a la comercialización de productos derivados del trigo, como lo son: salvado, salvadillo, semita y harina, productos hechos para satisfacer las necesidades de sus clientes.

Dentro de las necesidades de dicha industria, esta la de implementar mejoras para su correcto funcionamiento en un de sus elementos mas importante, la subestación eléctrica, la cual empezó a funcionar desde el año de 1958 teniendo instalado un transformador de 500 kva y que posteriormente en el año de 1985 se le unió a este un transformador de 750 kva, de modo que desde su instalación a la fecha, la subestación no ha sufrido cambio alguno en ninguno de sus componentes, a excepción de los bancos de capacitores y el sistema de medición.

La elaboración del presente proyecto consiste en ofrecer una propuesta de remodelación y mejoras a la subestación eléctrica y su sistema de tierra para poder proporcionar un buen servicio de energía eléctrica, satisfaciendo la carga total instalada de toda la empresa, tomando en consideración las condiciones en que se encuentran todos y cada uno los elementos que la componen para la identificación de los puntos principales a atacar y mediante la implementación de lo dispuesto en la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2005 para identificar los puntos en los cuales la subestación y el sistema de tierra se encuentra en norma.

De este modo, el análisis concreto de las subestaciones y sistemas de tierra y en particular sobre las cuales se habrá de trabajar, nos llevara a tener conclusiones sobre propuestas que habrán de determinar los cambios que se deberán realizar.

3. Objetivos

3.1. Objetivo general

Realizar propuestas de Remodelación de la subestación y sistema de tierra para su mejor funcionamiento y estar acorde a la NOM-001-SEDE-2005.

3.2. Objetivos específicos

1.- Determinar por etapas la forma en que la subestación y el sistema de tierra vaya sufriendo la remodelación.

2.- Determinar los artículos dentro de los cuales la subestación no este acorde de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2005.

3.- Realizar la medición de la resistencia ohmica del sistema de tierra.

4. Caracterización del área en que participó

4.1. Historia

En el año 1958 Harinera de Chiapas, inicia operaciones con una capacidad de molienda de trigo de 40 toneladas diarias.

En el año 1970 Harinera de Chiapas, incrementa su capacidad de molienda de trigo a 80 toneladas diarias.

En el año 1978 Harinera de Chiapas, vuelve incrementar su capacidad de molienda de trigo a 120 toneladas diarias.

En el año 1988, se instala otra línea de producción, quedando con una capacidad de 240 toneladas diarias, se construyen para el almacenaje 10 silos y 4 ínter silos teniendo una capacidad de 14,000 toneladas de granos.

En el año 2001, incrementa su capacidad de molienda a 260 toneladas diarias.

4.2. ¿Quiénes somos?

Harinera de Chiapas, S.A de C.V. es una empresa dedicada a la Compra de Trigo en grano y a su aprovechamiento respectivo, a la molienda del mismo obteniendo Salvado, Salvadillo, Cemita y finalmente Harina de Trigo.

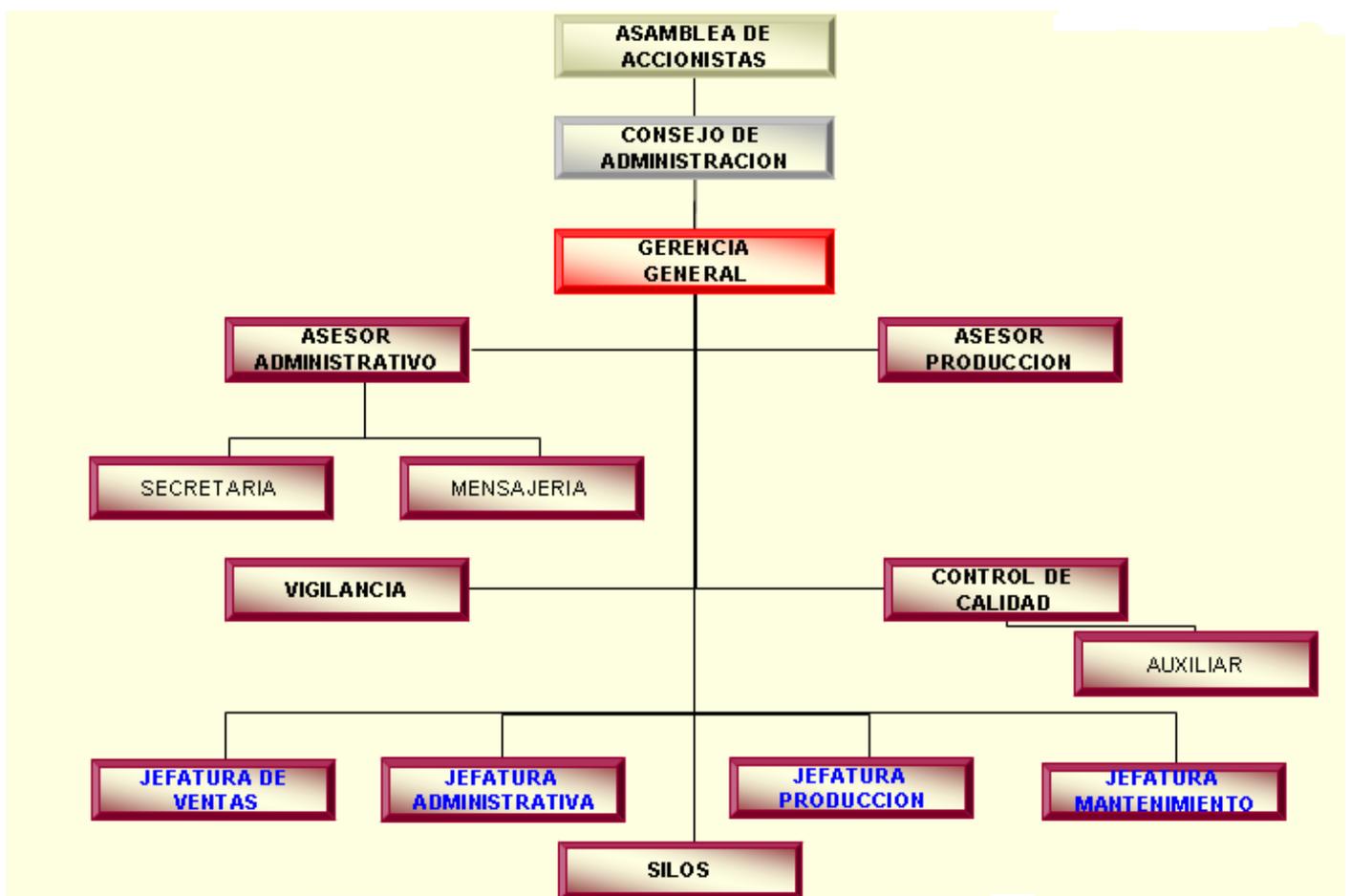
Nuestro proceso, rigurosamente controlado por medio de equipos modernos, nos permite estandarizar nuestra calidad, desde la preparación de los granos hasta el empaclado y su distribución

4.3. Misión

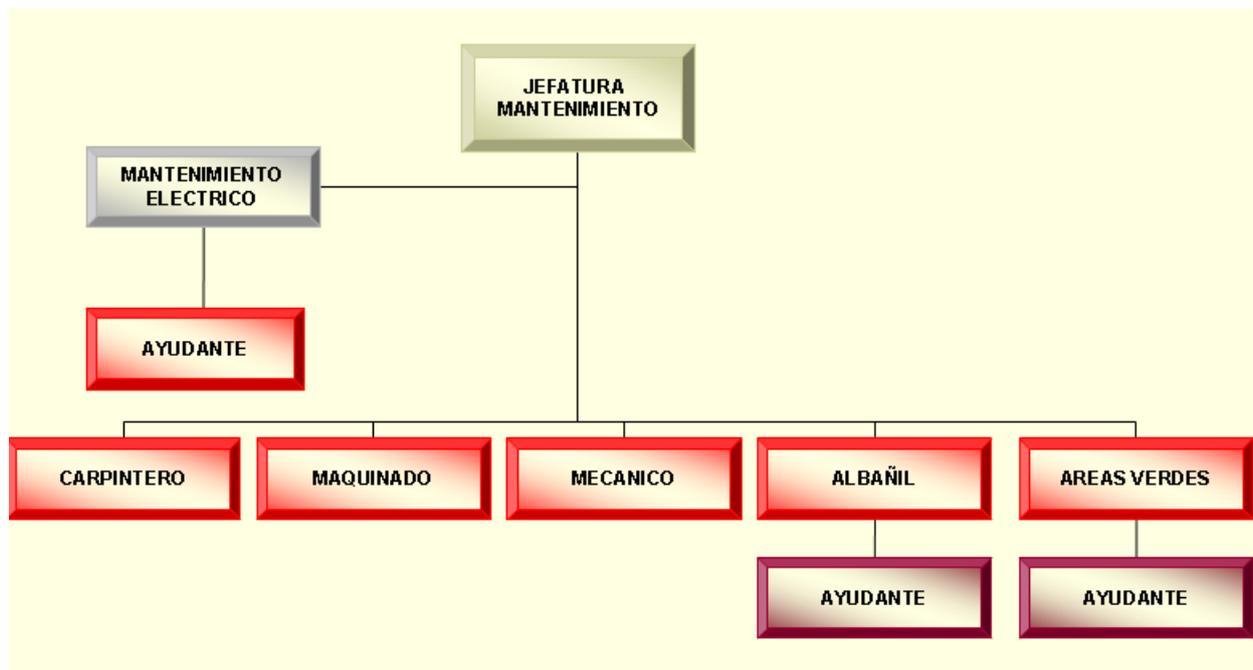
Contribuir al desarrollo Nutricional, Social económico y humano de la región sureste de México y Centroamérica, satisfaciendo las expectativas de las partes interesadas, mediante la elaboración y comercialización con calidad de Harina de Trigo y sus derivados.

4.4. Organigrama general

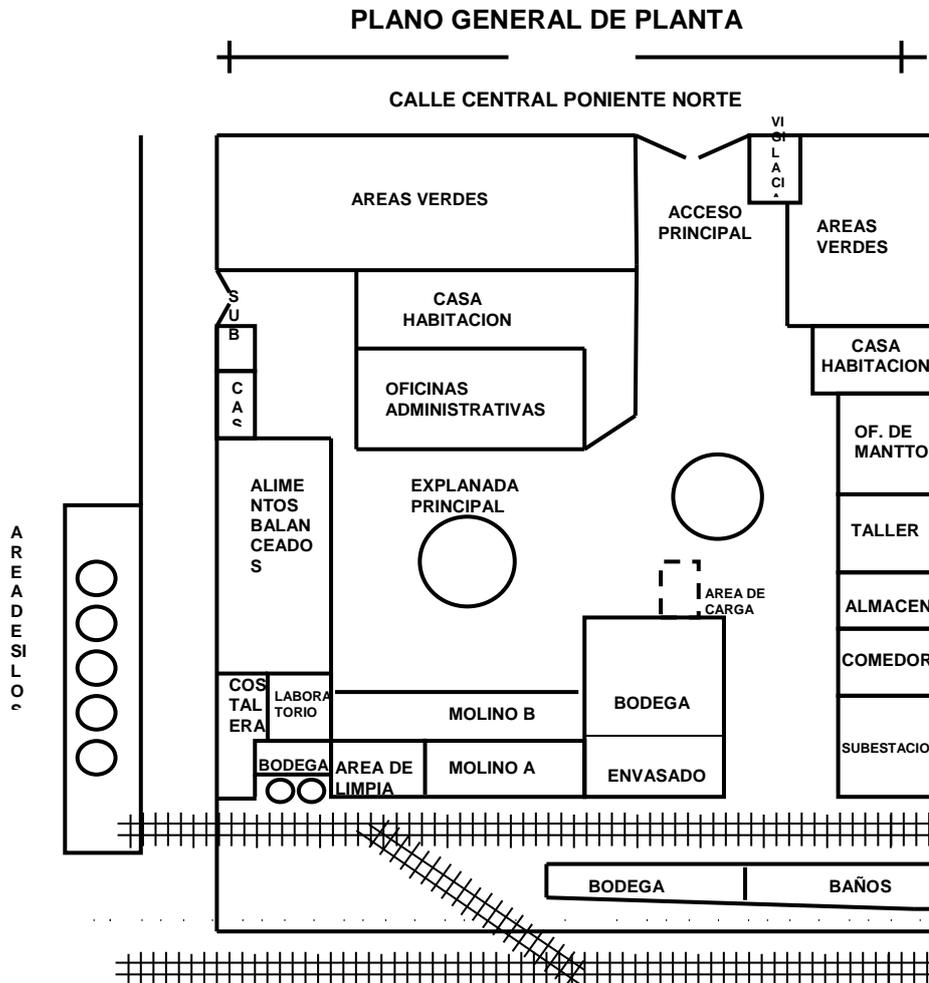
El Organigrama de Harinera De Chipas S.A. de C.V. es de tipo GENERAL y de forma VERTICAL y representa una pirámide jerárquica ya que sus departamentos de desplazan de arriba hacia abajo en una grabación jerárquica descendente.



4.4. Organigrama específico del área donde se desarrollo el proyecto de residencia



4.5. Plano general de planta



5. Problemas a resolver, priorizándolos

Determinación de las etapas en que la subestación vaya teniendo las remodelaciones.

La determinación de los puntos, dentro de los cuales la subestación y el sistema de tierra se encuentran respetando los artículos de la NOM-001-SEDE-2005 donde se hace referencia a subestaciones y sistemas de tierra.

Obtener la resistencia real del sistema de tierra principal y secundario para que a su vez se verifique si dicho sistema se encuentra en norma.

6. Alcances y limitaciones

La realización de este proyecto enmarca exclusivamente el aporte de ideas que ayuden a favorecer las mejoras y la remodelación de la subestación y sistema de tierra de Harinera de Chiapas S.A. de C.V. que quizás habrán de realizarse a mediano o corto plazo debido a la antigüedad de mencionada subestación.

Los alcances que se tendrán, sin duda, es la de casi todas las etapas en las que habrán de realizarse todas y cada una de las etapas del proyecto

Dentro de las limitaciones que se habrán de presentar para la realización de las etapas en que habrán de irse remodelando la subestación y sistema de tierra se encuentran principalmente un factor que juega un papel muy importante no solo en el sector industrial sino en todos y cada uno de los sectores, el factor económico.

De modo, que en vista de que al igual que en casi todos los sectores, donde en los cuales siempre se acostumbran a estar trabajando como lo han hecho por muchos años, los principales titulares de determinadas empresas desechan muchas veces la idea de ir realizando la modernización en especial de los equipos eléctricos, en este caso la subestación y sobre todo del sistema de tierra al cual muchas veces no se le atribuye mucha importancia debido al poco conocimiento que se tiene sobre este.

En cuanto al factor económico siempre es un factor que juega un papel demasiado importante, de modo que es el principal sustento para la realización de determinado proyecto, y en este caso no es la excepción ya que de buenas a primeras quizás no se realicen ninguna de las etapas proyectadas o sugeridas en la realización de este proyecto.

7. Fundamento teórico

7.1 Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es la instalación de un conjunto de maquinas, aparatos y circuitos eléctricos destinada para la transformación y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, con el fin de facilitar la distribución mediante el control de la energía eléctrica. Las subestaciones eléctricas pueden ser elevadoras o reductoras. Las subestaciones eléctricas *elevadoras*, son aquellas que se encuentran en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, cuya función es elevar el nivel de tensión antes de entregar la energía a las líneas de transmisión. Las subestaciones eléctricas *reductoras*, reducen el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente entre 13,2, 15, 20, 45 ó 66 kV y entregan la energía a la red de distribución. Posteriormente, los centros de transformación reducen los niveles de tensión hasta valores comerciales (baja tensión) aptos para el consumo doméstico e industrial.

7.2. Clasificación de las subestaciones industriales de acuerdo a su instalación

Subestaciones tipo interior

Son las subestaciones eléctricas construidas en el interior de edificios, en este tipo de subestaciones los equipos y dispositivos son diseñados para trabajar en interiores, no son aptas para operar bajo condiciones atmosféricas, actualmente son utilizadas por la industria incluyendo la variante de las tipo blindado.

Subestaciones tipo intemperie

Son aquellas subestaciones eléctricas, las cuales han sido diseñadas para operar expuestas a las condiciones climatológicas que se le presenten, como lo son por ejemplo: la lluvia, calor, viento, nieve, contaminación, etc.

Subestaciones tipo blindado

En estas subestaciones eléctricas el equipo está totalmente protegido del medio ambiente, el espacio que ocupan es muy reducido, por lo general son ocupadas en hospitales, interior de fabricas, auditorios, centros comerciales, lugares densamente poblados, lugares con alto índice de contaminación, en lugares donde no se cuenta con una extensión grande de terreno para poder instalar una de tipo convencional (intemperie).

7.3. Partes de una subestación eléctrica

Transformadores

Medios de desconexión

Medios de protección

Medios de control

Sistema de tierra

7.3.1 Transformadores

El transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica debido a la función que representa de transferir la energía eléctrica de un circuito a otro que son por lo general de diferente tensión. Los transformadores son maquinas estacionarias que convierten la energía eléctrica de corriente alterna en otro nivel de voltaje de corriente alterna, sin alterar la frecuencia con la que trabaja.

Un transformador esta constituido por partes principales y partes auxiliares: las partes principales son las que todo transformador debe contener como son las bobinas primarias y secundarias, un núcleo ferromagnético que es necesario para establecer un circuito magnético en su interior. Las partes auxiliares son de acuerdo al uso que se le va a dar al transformador como puede ser: liquido refrigerante (aceite), boquillas, medidores, etc.

Este dispositivo transfiere la energía de un devanado al otro a través del flujo magnético a la misma frecuencia.

El transformador puede ser utilizado como elevador de tensión o reductor de tensión, dependiendo esto de la relación de vueltas entre el devanado primario y el devanado secundario (n_1/n_2) ; llamase primario siempre al embobinado que este conectado a la fuente de energía y secundario al que se conecta a la red de consumo.

Bajo la teoría de la conservación, de que la energía, ni se crea ni se destruye, sino que solo se transforma, la capacidad de un transformador se diseña por el producto del voltaje y corriente primaria, lo cual debe corresponder teóricamente al producto del voltaje y corriente secundaria, de ahí que, la relación de transformación en los voltajes, sea directamente del primario al secundario (e_1/e_2 como n_1/n_2); mientras que la relación en las corrientes, sean inversamente proporcionales a sus números de espiras.

n_1 / n_2 como i_2 / i_1 . Por otra parte los ampervueltas primarios son igual a los ampervueltas secundarios $n_1 i_1 = n_2 i_2$.

Este equipo es de una alta eficiencia ya que sus pérdidas por norma, no rebasan más del 2 %. En el uso de la energía eléctrica, el transformador tiene una función Preponderante, ya que suministra la tensión adecuada para la operación de los motores, lámparas, computadoras, etc.

Para el consumo de grandes cantidades de potencia y energía; como es el caso del sector industrial, se requiere que cada empresa construya su propia subestación eléctrica y que la compañía suministradora le conecte en alta tensión (13.2 kv, 34.5 kv o 115 kv según sea el caso).

Esto le da al consumidor las siguientes ventajas:

- 1.- La contratación del servicio en la tarifa más económica correspondiente
- 2.- Mayor continuidad y confiabilidad del servicio.

- 3.- Mejor regulación de voltaje.
- 4.- Operación propia de su sistema eléctrico.

7.3.1.1. Conexiones de los transformadores trifásicos

Las conexiones trifásicas regulares, son aquellas que utilizan tres transformadores monofásicos, o tres arrollamientos de un transformador trifásico a su capacidad completa, las cuales provienen de combinar Las dos conexiones fundamentales, **delta y estrella** en ambos lados del transformador, resultando cuatro combinaciones.

1.- Delta/Delta.

En esta conexión, cada embobinado esta conectado a tensión plena de línea, es decir a 2 fases tanto en el primario como en el secundario lo cual determina en forma precisa la tensión aplicada y desarrollada en los devanados. Además los 3 embobinados de cada lado forman un circuito cerrado por el cual, puede circular una corriente ficticia que tiene igual sentido en las 3 fases al mismo tiempo, como es la 3ª armónica, sin causar problemas de sobretensiones o de interferencias telefónicas.

Su desplazamiento angular es de cero grados, las tensiones se conservan y las corrientes se amplifican en 73 %.

2.- Estrella/Estrella.

En esta conexión, Los devanados de las 3 fases se conectan a un punto común llamado neutro, el cual es generalmente conectado al sistema de tierra, directamente o bien a través de una resistencia limitadora, cada embobinado esta conectado a una tensión menor en 73 % de la tensión plena de línea, resultando ser más económica su construcción; pero tiene los siguientes inconvenientes:

- a) Las tensiones de las fases dependen mucho del balance de las cargas y de las características magnéticas de los núcleos (de columnas o acorazado); es

posible que una fase, tenga nula o escasa tensión y el resto tenga exceso de potencial, debido a la flotación de los neutros.

Al conectar una carga fase - neutro en el secundario, la potencia necesaria debe suministrarla la bobina primaria correspondiente, pero no puede hacerlo porque esta en serie con los otros dos embobinados primarios, cuyos secundarios están en circuito abierto. Los dos primarios en serie actúan en este caso como impedancias muy elevadas, de modo que el primario cargado solo puede admitir una corriente muy pequeña procedente de la línea alimentadora y por tanto no puede suministrar una potencia apreciable en realidad. Se puede poner en corto circuito el secundario y solo circulara una corriente débil, a menos que los núcleos de las otras fases estén muy saturados. se recomienda un máximo desequilibrio de carga aceptable de 10% entre fases.

Esta dificultad del neutro flotante, puede evitarse conectando el neutro del primario con el neutro del sistema que lo alimenta.

b) la 3a armónica no puede existir en forma de intensidad, porque no hay regreso para ella, solamente cuando se aterriza el neutro del primario con el neutro del sistema que lo alimenta, de preferencia con hilo de neutro corrido desde la subestación de potencia; pero entonces la 3a armónica puede pasar a la línea y al neutro secundario y el caso se agrava, porque puede ocurrir resonancia en la línea debido a la capacitancia con tierra.

c) los transformadores que tengan núcleo trifásico de tres columnas deben utilizarse donde puedan estar sujetos a corto circuitos prolongados entre fase y tierra, cargas desequilibradas, perdida de una fase del circuito primario u otras condiciones de desequilibrio; esto es debido a que las características magnéticas del transformador, son tales que , bajo ciertas condiciones de funcionamiento o de corto circuito, permitirán la circulación de la corriente por el tanque produciendo calentamiento excesivo del mismo.

La mejor manera de evitar los problemas de esa conexión es la introducción de un devanado terciario conectado en delta. Las corrientes se conservan y las

tensiones se amplifican en 73 %. EL desplazamiento angular en esta conexión es cero grados.

En los dos montajes delta/delta y estrella/estrella, la relación entre las tensiones de línea del primario y del secundario es la misma que la relación individual de transformación.

3.- Delta/Estrella.

Esta conexión del lado de la estrella puede ser de 4 hilos, las tensiones del lado de la delta son 1.743 veces mayor que en la estrella, por tratarse en el primer caso de tensiones entre fases y en el segundo caso de tensiones de fase a neutro. No presenta el inconveniente del neutro flotante ni de la distorsión de onda, como sucede en el montaje estrella / estrella.

Se emplea mucho, tanto para elevar la tensión en sistemas de transmisión, como para reducirla en sistemas distribución.

La relación entre las tensiones de línea en estos dos sistemas ya no es igual a la individual, porque la tensión de línea en el lado de la estrella, es 1.73 veces mayor que la individual citada. Desplazamiento angular 30 grados.

Un acoplamiento delta/estrella, no podrá ponerse en paralelo con otro delta / delta o estrella / estrella, aunque las relaciones de tensión sean exactamente las mismas, porque existirá una diferencia de fase de 30 grados eléctricos entre las tensiones correspondientes al secundario.

Para acoplar dos transformadores en paralelo debe cumplirse con lo siguiente: misma conexión en el primario y en el secundario, misma relación de transformación y misma impedancia; y por precaución fasear para operar en paralelo 2 transformadores cuando tienen diferentes impedancias y diferentes relaciones de transformación, la corriente circulante entre los 2 transformadores que fluye desde el de mayor tensión secundaria al de menor tensión secundaria, es: $i_c = (v_a - v_b) / (z_a + z_b)$ vector amperes. esta corriente es positiva para (a) y negativa para (b) ; y tiene la virtud de producir una

disminución de potencial en (a) y un aumento en (b) , de tal magnitud, que las diferencias entre los dos transformadores quedan niveladas. De hecho las tensiones no pueden ser diferentes estando unidos a la misma línea.

4.- Estrella/Delta.

Sus características de esta conexión son similares a la conexión delta-estrella solo que la estrella en este caso se encuentra en el lado primario.

La C.F.E. utiliza en subestaciones de transmisión transformadores y autotransformadores trifásicos y monofásicos con tres devanados en conexión estrella-estrella-delta, con la estrellas solidamente conectadas a tierra por lado fuente y lado carga (a.t. y b.t.) y delta en el terciario utilizado para el control de armónicas y también para alimentar transformadores de distribución para los servicios propios de la subestación eléctrica y/o reactores que auxilien en la regulación de tensión.

7.3.2. Medios de desconexión

Toda subestación debe tener en el lado primario (acometida), un medio de desconexión general de operación simultánea, que sea adecuado a la tensión y corriente nominal del servicio; en adición a cualquier otro medio de desconexión.

Como excepción a la norma, se acepta que en subestaciones de 500 kva´s o menos, se permite la desconexión en forma unipolar, siempre y cuando se tenga en el lado de baja tensión un dispositivo de desconexión y protección tripolar.

7.3.2.1. Elementos del medio de desconexión

a) Cuchillas secas de operación sin carga

Estos elementos son de operación monopolar o tripolar exteriores o interiores y sirven exclusivamente para desconectar al equipo que requiere de

mantenimiento o revisión. Solo se pueden abrir al haberse quitado total mente la carga de los transformadores.

b) Interruptores automáticos.

El interruptor automático opera con el auxilio de relevadores que detectan la sobrecorriente producida por una falla y envían una señal al interruptor para que este dispare y corte la corriente abriendo sus contactos.

Los interruptores de potencia se clasifican por el medio de extinguir el arco producido por la apertura de una corriente de falla; como sigue:

- 1.- gran volumen de aceite
- 2.- pequeño volumen de aceite.
- 3.- aire comprimido.
- 4.- vacío
- 5.- por gas de sf6 (exafloruro de azufre).

El interruptor automático puede ser operado manualmente a voluntad lo cual lo hace un medio de protección y desconexión al mismo tiempo.

c) Interruptor manual de operación tripolar con carga.

Estos dispositivos se operan manualmente por un mecanismo de palanca y tubos accionando las tres cuchillas simultáneamente. Cada cuchilla cuenta en sus extremos de contacto fijo con una cámara de extinción del arco eléctrico.

La diferencia entre este tipo de interruptor manual y los automáticos es que no operan como protección de sobrecorriente sino como succionador.

7.3.3. Medios de protección

Son 2 los fenómenos eléctricos que pueden causar daño al equipo eléctrico de la subestación: **sobrecorriente y sobrevoltaje.**

7.3.3.1. Sobrecorriente

Toda subestación debe tener en el lado primario (acometida), un dispositivo general de sobrecorriente que sea adecuado a la tensión y corriente de servicio, así como de capacidad interruptiva que deba estar de acuerdo con la potencia máxima de cortocircuito que pueda presentarse en la subestación, según la información que proporcione el suministrador.

7.3.3.1.1. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente son:

En alta tensión: interruptores de potencia automáticos, interruptores de potencia en aire cuchilla-fusible y cortacircuitos fusibles.

En baja tensión: interruptores electromagnéticos, termomagnéticos y fusibles.

a) El interruptor automático como medio de protección

El interruptor automático es un dispositivo electromecánico que conecta e interrumpe una o repetidas veces en condiciones normales o anormales (falla), un circuito eléctrico.

Está diseñado para llevar en forma continua la corriente nominal e interrumpir con absoluta seguridad las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electromecánicos debido a estas.

Estos dispositivos en su selección original deben considerarse la tensión y corriente nominales, así como preponderantemente su capacidad interruptiva de común acuerdo con el suministrador previéndose a futuro la expansión del sistema eléctrico de potencia.

b) Protección unipolar con fusibles.

Los cortacircuitos fusibles pueden ser del tipo de expulsión con fusión de su elemento en aire o en ácido bórico (baja o alta capacidad interruptiva), o del

tipo limitador de corriente en arena de plata. Los hay para operar a la intemperie o en interior.

La operación de un elemento fusible hace que el servicio se interrumpa en la fase que protege hasta que sea repuesto manualmente dicho elemento.

7.3.3.2. Sobrevoltajes

Existen 2 tipos de sobrevoltajes: de origen externo y de origen interno. Se entiende por sobrevoltaje de origen externo, el producido por descargas atmosféricas.

En general los sobrevoltajes externos pueden ser de 3 tipos:

- 1.- por carga estática
- 2.- por descarga indirecta
- 3.- por descarga directa.

Los sobrevoltajes por carga estática se presentan en las instalaciones y principalmente en las líneas de transmisión, por el solo hecho de que existan nubes sobre estas y que las nubes sean desplazadas por el viento a 40 km. / hora. Este caso es el menos peligroso ya que se disminuye considerablemente su efecto mediante el uso de hilo de guarda en las líneas de transmisión así como bayonetas e hilos de guarda en las subestaciones.

Los sobrevoltajes por descargas indirectas se presentan en las instalaciones por la presencia de rayos que caen en puntos cercanos a las mismas y que por efecto de inducción electrostática y electromagnética, introducen transitorios en las instalaciones. Este tipo de sobrevoltaje es el más frecuente y puede ser grave dependiendo de la intensidad de la descarga.

Los sobrevoltajes por descargas directas son los menos frecuentes en las instalaciones, pero son los que causan los daños más severos debido a la enorme cantidad de potencia que lleva consigo una descarga atmosférica.

7.3.3.2.1. Apartarrayos

Este es un dispositivo primario de protección, usado en la coordinación de aislamiento.

Las funciones específicas de los apartarrayos son:

- 1.- operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulen por este.
- 2.- reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo. Para cumplir con lo anterior se debe seleccionar el aislamiento apropiado.

Las características de protección del apartarrayos se pueden dividir en 2 partes:

- a) tensión de arqueo.
- b) tensión de descarga.

La tensión de arqueo o magnitud de la tensión a la cual se produce el arqueo en el apartarrayos es una función de la forma de onda y tensión aplicada.

La tensión de descarga o tensión causada por el flujo de corriente a través del apartarrayos (se refiere a la caída de ir en el apartarrayos), es una función de la forma de onda y magnitud de la corriente.

7.3.4. Medios de control

El control y la protección de una subestación, es tan compleja como el tamaño y la importancia de la misma.

El control es un “sistema” que debe estar alerta tanto en condiciones normales de operación, como ante condiciones de contingencia que se presenten en la subestación, de tal manera que actúe para aislar la parte fallada en el menor tiempo posible.

En el control de una subestación intervienen una serie de elementos, donde cada uno de los cuales desempeña una función específica.

7.3.4.1. Elementos de los medios de control

a) Transformadores de instrumentos.

Transformadores de corriente t.c's: un transformador de corriente “t.c” es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito. No mayor a 5 amperes en condiciones normales de operación.

Transformadores de potencial t.p's: generalmente los t.p's se usan en instalaciones de alta tensión y preferentemente para la medición de circuitos de alta tensión y en cierto tipo de protecciones (distancia y direccionales de sobrecorriente).

b) Relevadores de protección

Un relevador es un dispositivo que funciona por condiciones eléctricas o físicas y opera cuando estas condiciones rebasan valores preestablecidos. La operación de un relevador causa la operación de otros equipos. Como se menciono anteriormente, la señal eléctrica que recibe un relevador, es proporcionada por un transformador de instrumentos.

Tipos de relevadores:

De sobrecorriente

De distancia

Diferencial
Buchholtz

c) Relevadores auxiliares

Hasta hace algunos años predominaban los relevadores electromecánicos pero a medida que la electrónica ha avanzado, los relevadores de estado sólido han desplazado a aquellos.

Tipos de relevadores auxiliares:

Auxiliar de diferencial
De bajo voltaje y secuencia de fases
De temperatura

d) Cuadro de alarmas

Al cuadro de alarmas se conectan todos los puntos que se consideren importantes para su atención en caso de anomalía; como pueden ser el disparo de cualquier interruptor, las protecciones que operaron, la falta de potencial y problemas en general del transformador o de los interruptores de potencia.

Esto es de suma importancia para el ingeniero de operación y mantenimiento para conocer si todo se encuentra en orden o resolver algún evento que haya sucedido. Los cuadros de alarma siempre cuentan con una señalización audible y visible.

e) Banco de baterías

Es una fuente independiente de energía de corriente directa 125 volts, (en algunos casos 250 volts) formada por un número determinado de celdas conectadas en serie para obtener la tensión requerida.

De acuerdo a su electrolito, estas pueden ser de plomo-acido o de níquel-cadmio el banco de baterías debe mantenerse siempre con un voltaje de flotación, el cual es ligeramente mas alto que el nominal del banco, a fin de que este siempre se encuentre a su máxima carga. Para tal fin, se emplea un cargador de baterías automático de la capacidad adecuada a dicho banco.

7.3.5. Sistema de tierra

Uno de los aspectos principales par la protección contra sobrecorrientes en las subestaciones es la de disponer de un sistema de tierra adecuado, al cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, apartarrayos y todas aquellas estructuras metálicas que deben estar a potencial de tierra.

7.3.5.1. Propósitos de la red de tierra

Un buen sistema de puesta a tierra es necesario para mantener buenos niveles de seguridad del personal, operación de los equipos y desempeño de los mismos. Por ello es importante destacar los principales propósitos del sistema de puesta a tierra.

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya se que se deban a una falla de corto circuito o a la operación de un parrayos.
- b) Evitar que, durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos en la subestación, lo cual significa un peligro para el personal.
- c) Facilitar, la eliminación de fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

e) Evitar incendios provocados por materiales volátiles o la combustión de gases al proveer un camino efectivo y seguro para la circulación de corrientes de falla y descargas atmosféricas y estáticas y así eliminar los arcos y elevadas temperaturas en los equipos eléctricos, que pueden provocar tales incendios.

7.3.5.2. Tipos de sistemas de tierra

a) Sistema radial

Este sistema es el más barato pero el menos satisfactorio ya que al producirse una falla en un aparato, se producen grandes gradientes de potencial. Este sistema consiste en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato.

b) Sistema de anillo

Este sistema se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre de suficiente calibre alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación eléctrica y conectando derivaciones a cada aparato, mediante un cable más delgado. Es un sistema económico y eficiente y en él se eliminan las grandes distancias de descarga a tierra del sistema radial. Los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

c) Sistema de red

El sistema de red es el más usado actualmente en nuestro sistema eléctrico y consiste, como su nombre lo indica, en una malla formada por cable de cobre conectada a través de electrodos de varillas de copperweld a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad. Este sistema es el más eficiente, pero también el más caro de los tres tipos.

7.3.5.3. Elementos del sistema de tierra

a) Conductores

Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibre arriba de 4/0 AWG, dependiendo del sistema. Se utiliza cobre debido a su mejor conductividad, tanto eléctrica como térmica y sobre todo por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

b) Electrodo

Son las varillas que se clavan en los terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto con menor resistividad eléctrica. Los electrodos pueden fabricarse con tubos o varillas de hierro galvanizado, cobre o con varillas de copperweld.

c) Electrodo para pararrayos

Con este título distinguimos al conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de las industrias y que sirven para complementar la protección para las posibles descargas directas de los rayos.

d) Conectores y accesorios

Son los elementos que nos sirven para unir a la red de tierra los electrodos profundos, las estructuras, el neutro de los transformadores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente de tres tipos:

- a) Conectores atornillados
- b) Conectores a presión
- c) Conectores soldados

7.3.5.4. Métodos para la medición de resistencia de un sistema de tierra

A continuación se presentan los métodos más comunes en la medición de la resistencia de los sistemas de puesta a tierra.

a) Método de los dos puntos o dos polos

En este método se mide el total de la resistencia del electrodo en estudio más la resistencia de un electrodo auxiliar. La resistencia del electrodo auxiliar se considera muy pequeña comparada con la del electrodo en estudio y por tanto el resultado de la medición es tomado como la resistencia del electrodo en estudio.

Normalmente este método se utiliza para determinar la resistencia de un electrodo simple en un área residencial donde se tiene además un suministro de agua que utiliza tuberías metálicas sin conexiones o aislantes plásticos (electrodo auxiliar).

Este método tiene algunos inconvenientes, como el hecho de que cada vez mas los sistemas de suministro de agua utilizan tuberías plásticas. Por otra parte no siempre se conoce el recorrido de las tuberías de agua, por lo que las áreas de resistencia del electrodo en estudio y las del electrodo auxiliar podrían solaparse, dando como resultado errores en la lectura.

b) Método de los tres puntos o métodos de triangulación

En este método se utilizan dos electrodos auxiliares (resistencias R_y y R_z respectivamente). Estos dos electrodos se colocan de tal forma que conformen un triángulo con el electrodo en estudio. Se miden las resistencias entre cada electrodo y los otros dos y se determina la resistencia del electrodo en estudio, R_x , mediante la siguiente formula:

$$R_x = (R_1 + R_2 - R_3) / 2$$

En este método se trata de utilizar electrodos auxiliares que se presuman sean de resistencia similares al electrodo en estudio para obtener mejores resultados. Igualmente, se clavan los electrodos auxiliares de modo tal que queden todos los electrodos lo suficientemente alejados y no se solapen las áreas de influencia de la resistencia de cada uno y evitar resultados absurdos. Se recomienda una distancia entre electrodos de 8 metros o mas cuando se estudie un electrodo simple.

Este método no es muy efectivo a la hora de evaluar valores bajos de resistencia o valores de resistividad muy altos del terreno involucrado donde la resistencia de contacto de los electrodos sea apreciable. Otra desventaja es que en este método se considera que el terreno es completamente homogéneo, por estas razones este método es poco utilizado. Sin embargo, puede ser útil cuando existen limitaciones de espacio y no se pueden colocar los electrodos en línea recta para realizar una medición con el método de caída de potencial.

c) Método de caída de potencial

El método consiste en inyectar corriente a través de un electrodo de prueba denominado de corriente y medir el alza de potencial mediante otro electrodo auxiliar denominado de potencial.

Este método permite medir electrodos individuales en todos los tipos de sistemas de puesta a tierra incluyendo mallas que son comunes en subestaciones, torres de alto voltaje con cableado a tierra e instalaciones comerciales con tierras múltiples.

Quizás el método de caída de potencial es el mas usado para la medición de resistencia en los sistemas de puesta a tierra, debido a los pequeños márgenes de errores que pudiera provocar la implementación de dicho método en el resultado de las lecturas.

7.4. NOM-001-SEDE-2005 Aplicable a subestaciones y sistemas de tierra

ARTICULO 924-SUBESTACIONES

924-1. Objetivo y campo de aplicación. Este Artículo contiene requisitos que se aplican a las subestaciones de usuarios (**véase 110-30 y 110-31**), y a las instalaciones que forman parte de sistemas instalados en la vía pública.

Estos requisitos se aplican a toda instalación, en el caso de instalaciones temporales (que pueden requerirse en el proceso de construcción de fábricas o en subestaciones que están siendo reestructuradas o reemplazadas), la autoridad competente puede eximir al usuario del cumplimiento de alguno de estos requisitos, de acuerdo con la justificación que exista para ello y siempre que se obtenga la debida seguridad por otros medios.

924-2. Medio de desconexión general. Toda subestación particular debe tener en el punto de enlace entre el suministrador y el usuario un medio de desconexión general, ubicado en un lugar de fácil acceso y en el límite del predio, para las subestaciones siguientes:

a) Compactas

Excepción: En subestaciones compactas con un solo transformador que requieran ampliarse y no cuenten con espacio suficiente, se permite colocar un segundo transformador en el mismo medio de desconexión general, siempre que cada transformador tenga su propio medio de protección.

b) Abiertas o pedestal mayores a 500 kVA Abiertas o pedestal, se permite colocar un segundo transformador en el mismo medio de desconexión general, siempre que cada transformador tenga su propio medio de protección.

924-3. Resguardos de locales y espacios. Los locales y espacios en que se instalen subestaciones deben tener restringido y resguardado su acceso; por medio de cercas de tela de alambre, muros o bien en locales especiales para

evitar la entrada de personas no calificadas. Los resguardos deben tener una altura mínima de 2,10 m y deben cumplir con lo indicado en la **Sección 110-34**, espacio de trabajo y protección.

Excepción: En subestaciones tipo pedestal y compactas es suficiente una delimitación de área.

924-4. Condiciones de los locales y espacios. Los locales donde se instalen subestaciones deben cumplir con lo siguiente:

a) Deben estar hechos de materiales no combustibles.

b) No deben emplearse como almacenes, talleres o para otra actividad que no esté relacionada con el funcionamiento y operación del equipo.

Excepción: Se permite colocar en el mismo local la planta generadora de emergencia o respaldo, cumpliendo con el **Artículo 445**.

c) No debe haber polvo o pelusas combustibles en cantidades peligrosas ni gases inflamables o corrosivos.

d) Deben tener ventilación adecuada para que el equipo opere a su temperatura nominal y para minimizar los contaminantes en el aire bajo cualquier condición de operación. La restricción de acceso a las subestaciones tipo abierta y azotea debe cumplir con lo indicado en la **Sección 110-31**.

e) Deben mantenerse secos.

924-5. Instalación de alumbrado. Los niveles de iluminación mínima sobre la superficie de trabajo, para locales o espacios, se muestran en la Tabla 924-5, véase adicionalmente lo indicado en **110-34(d)**.

TABLA 924-5.- Niveles mínimos de iluminancia requeridos

Tipo de lugar:	Iluminancia (lx)
Frente de tableros de control con instrumentos, diversos e interruptores, etc.	270
Parte posterior de los tableros o áreas dentro de tableros "dúplex"	55
Pupitres de distribución o de trabajo	270
Cuarto de baterías	110
Pasillos y escaleras (medida al nivel del piso)	55
Alumbrado de emergencia, en cualquier área	11
Áreas de maniobra	160
Áreas de tránsito de personal y vehículos	110
General	22

Excepción 1: No se requiere iluminación permanente en celdas de desconectores y pequeños espacios similares ocupados por aparatos eléctricos.

Excepción 2: Las subestaciones de usuarios de tipo poste o pedestal quedan excluidas de los requerimientos a que se refiere esta Sección y pueden considerarse iluminadas con el alumbrado existente para otras áreas adyacentes.

a) Receptáculos y unidades de alumbrado. Los receptáculos para conectar aparatos portátiles deben situarse de manera que, al ser utilizados, no se acerquen en forma peligrosa a cordones flexibles o a partes vivas.

Las unidades de alumbrado deben situarse de manera que puedan ser controladas, repuestas y limpiadas desde lugares de acceso seguro. No deben instalarse usando conductores que cuelguen libremente y que puedan moverse de modo que hagan contacto con partes vivas de equipo eléctrico.

b) Circuito independiente. En subestaciones, el circuito para alumbrado y receptáculos debe alimentar exclusivamente estas cargas y tener protección adecuada contra sobrecorriente independiente de los otros circuitos.

c) Control de alumbrado. Con objeto de reducir el consumo de energía y facilitar la visualización de fallas en el área de equipos, barras y líneas, el

alumbrado debe permanecer al mínimo valor posible, excepto en los momentos de maniobras.

d) Eficiencia. Para optimizar el uso de la energía, se recomienda proporcionar mantenimiento e inspeccionar los luminarios y sus conexiones.

e) Debe colocarse en el local, cuando menos, una lámpara para alumbrado de emergencia por cada puerta de salida del local.

924-6. Pisos, barreras y escaleras

a) Pisos. En las subestaciones los pisos deben ser planos, firmes y con superficie antiderrapante, se debe evitar que haya obstáculos en los mismos. Los huecos, registros y trincheras deben tener tapas adecuadas.

El piso debe tener una pendiente (se recomienda una mínima de 2,5%) hacia las coladeras del drenaje.

b) Barreras. Todos los huecos en el piso que no tengan tapas o cubiertas adecuadas y las plataformas de más de 50 cm de altura, deben estar provistos de barreras, de 1,20 m de altura, como mínimo. En lugares donde se interrumpa una barrera junto a un espacio de trabajo, para dar acceso a una escalera, debe colocarse otro tipo de barrera (reja, cadena).

c) Escaleras. Las escaleras que tengan cuatro o más escalones deben tener pasamanos. Las escaleras con menos de cuatro escalones deben distinguirse convenientemente del área adyacente, con pintura de color diferente u otro medio. No deben usarse escaleras tipo "marino", excepto en bóvedas.

924-7. Accesos y salidas. Los locales y cada espacio de trabajo deben tener un acceso y salida libre de obstáculos.

Si la forma del local, la disposición y características del equipo en caso de un accidente pueden obstruir o hacer inaccesible la salida, el área debe estar iluminada y debe proveerse un segundo acceso y salida, indicando una ruta de evacuación.

La puerta de acceso y salida de un local debe abrir hacia afuera y estar provista de un seguro que permita su apertura, desde adentro. En subestaciones interiores, cuando no exista espacio suficiente para que el local cuente con puerta de abatimiento, se permite el uso de puertas corredizas, siempre que éstas tengan claramente marcado su sentido de apertura y se mantengan abiertas mientras haya personas dentro del local.

924-8. Protección contra incendio. Independientemente de los requisitos y recomendaciones que se fijen en esta Sección, debe cumplirse la reglamentación en materia de prevención de incendios.

a) Extintores. Deben colocarse extintores, tantos como sean necesarios en lugares convenientes y claramente marcados, situando dos, cuando menos, en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones. Para esta aplicación se permiten extintores de polvo químico seco.

Los extintores deben revisarse periódicamente para que estén permanentemente en condiciones de operación y no deben estar sujetos a cambios de temperatura mayores que los indicados por el fabricante.

En las subestaciones de tipo abierto o pedestal instalados en redes de distribución no se requiere colocar extintores de incendio.

b) Sistemas integrados. En tensiones eléctricas mayores de 69 kV, se recomienda el uso de sistemas de protección contra incendio tipo fijo que operen automáticamente por medio de detectores de fuego que, al mismo tiempo, accionen alarmas.

c) Contenedores para aceite. En el equipo que contenga aceite, se deben tomar alguna o algunas de las siguientes medidas:

1) Proveer medios adecuados para confinar, recoger y almacenar el aceite que pudiera escaparse del equipo, mediante recipientes o depósitos independientes del sistema de drenaje. Para transformadores mayores que 1 000 kVA, el confinamiento debe ser para una capacidad de 20% de la capacidad del equipo y cuando la subestación tiene más de un transformador, una fosa colectora equivalente al 100% del equipo de mayor capacidad.

2) Construir muros divisorios, de tabique o concreto, entre transformadores y entre éstos y otras instalaciones vecinas, cuando el equipo opere a tensiones eléctricas iguales o mayores a 69 kV.

3) Separar los equipos en aceite con respecto a otros aparatos, por medio de barreras incombustibles, o bien por una distancia suficiente para evitar la proyección de aceite incendiado de un equipo hacia los otros aparatos.

924-9. Localización y accesibilidad

a) Los tableros deben colocarse donde el operador no esté expuesto a daños por la proximidad de partes vivas o partes de maquinaria o equipo en movimiento.

b) No debe haber materiales combustibles en la cercanía.

c) El espacio alrededor de los tableros debe conservarse despejado y no usarse para almacenar materiales, de acuerdo con lo indicado en **110-34**.

d) El equipo de interruptores debe estar dispuesto de forma que los medios de control sean accesibles al operador.

924-10. Dispositivo general de protección contra sobrecorriente. Toda subestación debe tener en el lado primario un dispositivo general de protección contra sobrecorriente para la tensión eléctrica y corriente del servicio, referentes a la corriente de interrupción y a la capacidad nominal o ajuste de disparo, respectivamente (**ver 230-206**).

En subestaciones con dos o más transformadores, o en subestaciones receptoras con varias derivaciones para transformadores remotos u otras cargas, véase **240-100**.

Excepción: En ampliaciones de subestaciones compactas aplicar la Excepción de **924-2**.

924-11. Requisitos generales del sistema de protección del usuario. La protección del equipo eléctrico instalado en la subestación de un usuario no debe depender del sistema de protección del suministrador.

Las fallas por cortocircuito en la instalación del usuario no deben ocasionar la apertura de las líneas suministradoras, lo cual puede afectar el servicio a otros usuarios, para tal fin el usuario debe consultar con el suministrador con objeto de obtener la coordinación correspondiente.

924-12. Equipo a la intemperie o en lugares húmedos. En instalaciones a la intemperie o en lugares húmedos, el equipo debe estar diseñado y construido para operar satisfactoriamente bajo cualquier condición atmosférica existente.

924-13. Consideraciones ambientales

a) Las subestaciones con tensiones eléctricas mayores a 69 kV deben considerar la limitación de los esfuerzos sísmicos y dinámicos que soporta el equipo a través de sus conexiones.

b) Los equipos deben ser capaces de soportar los esfuerzos sísmicos que se le transmiten del suelo a través de sus bases de montaje y que resultan de las componentes de carga vertical y horizontal, más la ampliación debida a la vibración resonante.

c) El proyecto de las subestaciones urbanas con tensiones eléctricas mayores a 69 kV deben considerar el efecto del impacto ambiental, de manera que sus inconvenientes se reduzcan a un nivel tolerable.

En las subestaciones ubicadas en áreas urbanas se deben tomar medidas tendientes a limitar el ruido audible a 60 dB, medido en el límite del predio en la colindancia a la calle o a predios vecinos.

924-14. Instalación y mantenimiento del equipo eléctrico. El equipo de las subestaciones debe ser instalado y mantenido para reducir al mínimo los riesgos de accidentes del personal, así como el consumo de energía.

a) Equipo de uso continuo. Antes de ser puesto en servicio, debe comprobarse que el equipo eléctrico cumple con los requisitos establecidos en los diferentes Artículos aplicables de esta norma.

Posteriormente, debe ser mantenido en condiciones adecuadas de funcionamiento, haciendo inspecciones periódicas para comprobarlo. El equipo defectuoso debe ser reparado o reemplazado.

b) Equipo de uso eventual. Se recomienda que el equipo o las instalaciones que se usen eventualmente, sean revisados y probados antes de usarse en cada ocasión.

Los equipos deben soportarse y fijarse de manera consistente a las condiciones de servicio esperadas. Los equipos pesados como transformadores quedan asegurados por su propio peso, pero aquellos donde se producen esfuerzos por sismo o fuerzas dinámicas durante su operación, pueden requerir medidas adicionales. Véase **924-13**.

924-15. Partes con movimientos repentinos. Todas las partes que se muevan repentinamente y que puedan lastimar a personas que se encuentren próximas, deben protegerse por medio de resguardos.

924-16. Identificación del equipo eléctrico. Para identificar al equipo eléctrico en subestaciones se recomienda pintarlo y numerarlo, usando placas, etiquetas o algún otro medio que permita distinguirlo fácilmente, tanto respecto de su funcionamiento como del circuito al que pertenece. Es conveniente establecer un método de identificación uniforme en todo el equipo instalado en una

subestación o en un grupo de instalaciones que correspondan a un mismo usuario.

Esta identificación no debe colocarse sobre cubiertas removibles o puertas que puedan ser intercambiadas.

924-17. Transformadores de corriente. Los circuitos secundarios de los transformadores de corriente deben tener medios para ponerse en cortocircuito y conectarse a tierra simultáneamente. Cuando exista relación múltiple y con salidas no conectadas, éstas se deben poner en cortocircuito.

924-18. Protección de los circuitos secundarios de transformadores para instrumentos

a) Conexión de puesta a tierra. Los circuitos secundarios de transformadores para instrumentos (transformadores de corriente y de potencial) deben tener una referencia efectiva y permanente de puesta a tierra. Véase **250-121**.

b) Protección mecánica de los circuitos secundarios cuando los primarios operen a más de 6600 V. Los conductores de los circuitos secundarios deben alojarse en tubo (conduit) metálico, permanentemente puesto a tierra, a menos que estén protegidos contra daño mecánico y contra contacto de personas.

924-19. Instalación de transformadores de potencia y distribución. Los requisitos siguientes aplican a transformadores instalados al nivel del piso, en exteriores o interiores:

a) Instalación. Deben cumplirse las disposiciones establecidas en **450-8**.

b) Transformadores que contengan aceite. En la instalación de transformadores que contengan aceite deben tenerse en cuenta las recomendaciones sobre protección contra incendio que se indican en **924-8** y el **Artículo 450**.

c) Edificios de subestaciones. En edificios que no se usen solamente para subestaciones, los transformadores deben instalarse en lugares especialmente

destinados a ello de acuerdo con lo indicado en 450-9 y que sean solamente accesibles a personas calificadas.

d) Selección de los transformadores. Deben trabajar lo más próximo a 100% de su capacidad, conforme a los límites marcados por la confiabilidad operativa y requisitos de la carga que alimentan.

924-20. Medio aislante. Deben tomarse las medidas siguientes:

a) Cumplir con lo establecido en **450-25** y en áreas peligrosas, debe cumplir adicionalmente con lo indicado en el **Capítulo 5**.

b) Los líquidos aislantes deben ser biodegradables, no dañinos a la salud.

924-21. Ajuste de la protección contra sobrecorriente. La protección contra sobrecorriente de transformadores (excepto los de medición y control) debe cumplir con lo establecido en **450-3**.

924-22. Locales para baterías. Los locales deben ser independientes con un espacio alrededor de las baterías para facilitar el mantenimiento, pruebas y reemplazo de celdas, cumpliendo con lo siguiente:

a) Local independiente. Las baterías se deben instalar en un local independiente.

Dentro de los locales debe dejarse un espacio suficiente y seguro alrededor de las baterías para la inspección, el mantenimiento, las pruebas y reemplazo de celdas.

b) Conductores y canalizaciones. No deben instalarse conductores desnudos en lugares de tránsito de personas, a menos que se coloquen en partes altas para quedar protegidos. Para instalar los conductores aislados puede usarse canalización metálica con tapa, siempre que estén debidamente protegidos contra la acción deteriorante del electrolito.

En los locales para baterías, los conductores con envolturas barnizadas no deben usarse.

c) Terminales. Si en el local de las baterías se usan canalizaciones u otras cubierta metálicas, los extremos de los conductores que se conecten a las terminales de las baterías deben estar fuera de la canalización, por lo menos a una distancia de 30 cm de las terminales, y resguardarse por medio de una boquilla aislante.

El extremo de la canalización debe cerrarse herméticamente para no permitir la entrada del electrolito.

d) Pisos. Los pisos de los locales donde se encuentren baterías y donde sea probable que el ácido se derrame y acumule, deben ser de material resistente al ácido o estar protegidos con pintura resistente al mismo. Debe existir un recolector para contener los derrames de electrolito.

e) Equipos de calefacción. No deben instalarse equipos de calefacción de flama abierta o resistencias incandescentes expuestas en el local de las baterías.

f) Iluminación. Los locales de las baterías deben tener una iluminación natural adecuada durante el día.

En los locales para baterías, se deben usar luminarios con portalámparas a prueba de vapor y gas protegidos de daño físico por barreras o aislamientos. Los receptáculos y apagadores deben localizarse fuera del local.

924-23. Puesta a tierra

Para disposiciones para puesta a tierra, véase el Artículo **921**.

924-24. Tarimas y tapetes aislantes Estos medios de protección no deben usarse como substitutos de los resguardos indicados en las Secciones

anteriores. Las tarimas deben ser de material aislante sin partes metálicas, con superficie antiderrapante y con orillas biseladas. Los tapetes también deben ser de material aislante.

En subestaciones de tipo interior, las tarimas y tapetes deben instalarse cubriendo la parte frontal de los equipos de accionamiento manual, que operen a más de 1000 V entre conductores; su colocación no debe presentar obstáculo en la apertura de las puertas de los gabinetes.

Para subestaciones tipo pedestal o exteriores no se requieren tapetes o tarimas aislantes.

Nota : para mas detalles de normas que se extienden en cada uno de los pasados artículos de la NOM-001-SEDE-2005, ver “anexo 1B” (archivo pdf).

8. procedimiento y descripción de las actividades realizadas

1.- Levantamiento físico de la subestación y sistema de tierra.

En esta etapa se realizara un levantamiento físico, el cual servirá de panorama para poder identificar todos y cada uno de los componentes que forman parte de dicha subestación.

2.- Pruebas a la subestación.

Posteriormente al levantamiento físico se efectuaran determinadas pruebas para tener un dictamen del estado en que se encuentra la subestación, especialmente al transformador y sistema de tierra.

3.- Recabar información sobre subestaciones y sistema de tierra.

En esta etapa se habrá de revisar todos y cada uno de los fundamentos teóricos que hacen referencia para la subestación y sistema de tierra, con la finalidad de tener un soporte teórico.

4.- Normas aplicables a subestaciones y sistema de tierra.

Teniendo como consideración la NOM-001-SEDE-2005, se habrá de analizar sobre los aspectos en que determinadas normas aplican a subestaciones y sistemas de tierra, para finalmente hacer una comparación sobre de que tan acordes se encuentran con el cumplimiento de dichas normas.

5.- Propuesta y mejoras a la subestación.

Tomando en cuenta el respaldo teórico junto con la NOM-001-SEDE-2005, se desarrollaran propuestas y mejoras que determinen el funcionamiento óptimo y cumplimiento de dichas normas.

6.- Plano y reporte.

Se presentara un reporte detallado del análisis realizado aplicado a todas las actividades, el cual será respaldado con el sustento teórico y de los resultados de las pruebas obtenidas al sistema de tierra.

9. Resultados, planos, graficas, prototipos y programas

9.1. Subestación y sistema de tierra de Harinera de Chiapas S.A. de C.V.

La subestación de la planta cuenta con una transición trifásica de alta tensión de 13.2 Kv, mediante una acometida aérea que entra a través de la pared de dicha subestación.

La carga total de la planta es alimentada por medio de dos transformadores trifásicos tipo estación de 500 y 750 kva respectivamente ubicados dentro de la subestación tipo interior, los cuales cuentan cada uno con una varilla de cobre de 3 metros a una distancia aproximada de dichos transformadores de 1 metro, las cuales a su vez se conectan mediante un cable desnudo de calibre 4/0 al sistema de tierra.

En el medio de desconexión cuenta con un interruptor sumergido en aceite y con cuchillas secas de operación sin carga, mientras que en el medio de protección cuenta con cuchillas en cada una de las fases para proteger cada uno de los transformadores y también cuchillas para cada transformador de potencial, además de las cuchillas que desconectan al ramal, así como también cuenta con apartarrayos en cada una de las fases.

Cada uno de los transformadores cuenta con banco de capacitores para la compensación del factor de potencia.

Los transformadores, apartarrayos, interruptor en aceite, perchas, banco de capacitores y estructuras metálicas dentro de la subestación se encuentran interconectadas al sistema de tierra, la cual esta compuesta de cuatro electrodos colocados en forma rectangular.

Los datos de cada uno de los elementos que componen a la subestación se encuentran reflejados en el “**anexo 11.5**” con base en sus respectivas placas de datos.

9.2. Resultados de la medición del sistema de tierra principal

El sistema de tierra de Harinera de Chiapas S.A. de C.V. cuenta con una malla en forma de rectángulo formada por 4 electrodos en cada una de las esquinas, los cuales son de cobre de una longitud de 3 m, y que cuenta con una separación entre electrodos de 12.5 x 17.5 metros, los cuales se encuentran sumergidos a una distancia aproximada del nivel del suelo de 15 cm. El suelo en el que se encuentra dicho sistema de tierra presenta características que favorecen a la medición de resistencia del mismo y para la obtención de los niveles óptimos de resistencia de tierra exigidos por la NOM-001-SEDE-2005, ya que dicho espacio no cuenta con la presencia de material rocoso en abundancia que pudiera elevar la resistencia del sistema de tierra, además de presentar una superficie cubierta de pasto.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la medición del sistema de tierra.

Fecha: 7 septiembre de 2011

Hora: 09:30 Hrs.

Lugar: Harinera de Chiapas S.A. de C.V.

Equipo utilizado: Medidor de resistencia de tierra

Marca: Kyoritsu

Distancia de la malla de tierra la subestación:75 metros

Dimensiones de la malla de tierra: 12.5 x 17.5 metros

Resultados obtenidos en el sistema de tierra principal

Medición numero	Electrodo Medido	Resistencia medida en Ohms	Distancia de la medición en metros (d)
1	A	0.19	10
2	B	0.20	10
3	C	0.49	10
---	---	---	---

9.3. Resultados de la medición del sistema de tierra secundario

La malla secundaria se encuentra en un terreno que presenta características similares a la de la malla principal, con la diferencia en que la superficie se encuentra cubierta de concreto.

Fecha: 7 septiembre de 2011

Hora: 13:00 Hrs.

Lugar: Harinera de Chiapas S.A. de C.V.

Equipo utilizado: Medidor de resistencia de tierra

Marca: Kyoritsu

Distancia de la malla de tierra la subestación: 60 metros

Dimensiones de la malla de tierra: 2.75 x 2.45 metros

Resultados obtenidos en el sistema de tierra secundario

Medición numero	Electrodo Medido	Resistencia medida en Ohms	Distancia de la medición en metros (d)
1	A	0.12	10
2	B	0.21	10
---	---	---	---
---	---	---	---

EL método empleado para determinada medición fue el método de caída de potencial para medición de resistencia ohmica en un sistema de tierra. Debido a que este método presenta una serie de ventajas sobre los otros métodos mencionados en el marco teórico.

9.4. Comparación de la medición obtenida con respecto a la NOM-001-SEDE-2005

Comparación de los resultados de la medición del sistema de tierra principal y secundario con respecto a la NOM-001-SEDE-2005.

921-18. Resistencia a tierra de electrodos. Disposiciones generales. El sistema de tierras debe consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Debe tener una resistencia a tierra baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica de paso y de contacto (se considera aceptable un valor de 10 Ω ; en terrenos con alta resistividad este valor puede llegar a ser hasta de 25 Ω).

La resistencia eléctrica total del sistema de tierra incluyendo todos los elementos que lo forman, deben conservarse en un valor menor que lo indicado en la tabla siguiente:

Resistencia (Ω)	Tensión eléctrica máxima (kV)	Capacidad máxima del transformador (kVA)
5	mayor que 34,5	mayor que 250
10	34,5	mayor que 250
25	34,5	250

En consecuencia de los resultados obtenidos en las pasadas mediciones y comparados con los niveles de resistencia que exigen las normas aplicables a sistemas de tierras de subestaciones eléctricas se puede dictaminar que la resistencia de los sistemas de tierra medidos se encuentra completamente normalizados.

9.4. Propuestas sugeridas para la Remodelación de la subestación y sistema de tierra

Dentro de la industria las subestaciones eléctricas son una parte distintiva de toda instalación eléctrica industrial las cuales a su vez siempre deben de cumplir con todos y cada uno de los lineamientos de las normas que los acontecen para asegurar no solo el bienestar del equipo a utilizar sino principalmente la seguridad de sus operadores, ya que las empresas suministradoras de energía abastecen a los grandes consumidores en media y alta tensión dependiendo el caso.

En el sector industrial es el mismo cliente el propietario de la subestación eléctrica por ejemplo del transformador reductor y el equipo de switcheo necesario para operar los circuitos de la instalación eléctrica, por ello es también que el mismo cliente o sea la empresa es la que debe de concienciar cambios para mejorar y remodelar la subestación y su sistema de tierra a medida que pasa el tiempo y a su vez tomando en consideración los años de operación del equipo, principalmente de los transformadores.

La presente propuesta para la remodelación de la subestación se encuentra basada en el reconocimiento del equipo que integra a la misma, de tal forma que se toma en consideración el desgaste y años de operación al cual han sido sometidos, además de tomar en cuenta los nuevo lineamientos en cuestión de seguridad y de estar a la par en la modernización de nuevas tecnologías.

Cambio de acometida y eliminación de perchas

La alimentación por parte de la empresa suministradora de energía eléctrica empieza con la acometida. El alcance de una instalación eléctrica de tipo industrial inicia con la construcción de la acometida que puede ser de media, alta o baja tensión según el caso.

Para efectos de mejor rendimiento y confiabilidad, y como parte también de ir empleando modernas técnicas para la adquisición del suministro eléctrico, es

recomendable el cambio de acometida actual, la cual es una acometida aérea que se infiltra desde el ramal por medio de la pared de la subestación, presentando así cables al descubierto que entran a la subestación y que a su vez se encuentran a simple vista y que por consecuencia pueden presentar algunas veces peligroso para el personal que pueda desarrollar actividades de limpieza o alguna otra operación dentro de la subestación.

El cambio de acometida aérea se podría sustituir por una acometida subterránea por debajo de la pared de la subestación, la cual no solo eliminaría la entrada a través de la parte alta de la pared de cables desnudos sino también, la cantidad de perchas y aislantes que tienen que sostener a dichos cables para llevarlo hacia los transformadores.

Con esto también se podría proceder con la eliminación de las cuchillas secas de apertura sin carga las cuales al igual que las perchas podrían ser suprimidas para ahorrar espacio dentro de la subestación ya que dichas cuchillas se encuentran de mas de modo que existe un medio de desconexión general desde el ramal y un medio de protección en cada uno de los dos transformadores, aunque los medios de protección son y serán siempre esenciales dentro de una subestación y toda instalación eléctrica, lo es también tomar siempre en cuenta los medios de protección que sean únicamente necesarios y que no estén de mas.

Ventajas de las acometidas subterráneas

Las acometidas subterráneas se ocultan mucho más de la visión que las acometidas aéreas, obteniéndose menor impacto visual.

En cuestión de seguridad, se hace menor el riesgo de contacto con las personas.

Con respecto al mantenimiento el costo es menor de modo que no hay que podar árboles ni quitar nidos de aves.

Desventajas de las acometidas subterráneas

El costo es sin duda su desventaja principal.

La vida útil es menor que las acometidas aéreas.

En este tipo de acometidas las reparaciones son mas lentas.

Cambio de transformadores

Los transformadores son una parte esencial dentro de toda subestación eléctrica, de modo que es la que al final de cuenta habrá proporcionar el suministro de energía a tensiones mas manejables dentro de la industria.

Los transformadores de Harinera de Chiapas S.A. de C.V. cuentan con una larga trayectoria de años de operación y la necesidad de tener nuevos transformadores para la operación de la industria se hacen cada vez mas necesarios a medida que pasa el tiempo.

Es por eso que de igual modo se debe de hacer la determinación de la capacidad real de trabajo a la cual se encuentran los transformadores instalados en donde se tienen que tomar en cuenta desde un principio, la totalidad de los circuitos de fuerza, de iluminación y de sistemas especiales tanto en nuevas construcciones como remodelaciones con la finalidad de de saber la capacidad a la cual pudrían estar sujeto el o los nuevos transformadores, lo cual también traería como consecuencia estar cumpliendo con la NOM-001-SEDE-2005 al tener los transformadores lo mas cerca posible al 100 % de su capacidad de trabajo.

Al igual que en la propuesta pasada se debe de tomar en cuenta que se podrían eliminar las perchas y aislantes que se encuentran sosteniendo al pequeño ramal que alimenta a los dos transformadores por barras colectoras que se pueden mantener al igual que los transformadores dentro de gabinetes para una mejor protección del personal y del equipo.

Sistema de alarmas

Hoy en día no solo es necesario mantener en buen estado el equipo eléctrico dentro del sector industrial, sino también mantenerse informado de forma instantánea de los problemas que pudiesen ocurrir dentro del sistema eléctrico en este caso el de la subestación, de modo que podrían instalarse en un futuro no muy lejano, claro siempre y cuando ejecutando los análisis de costo y mantenimiento que este tipo de sistemas de alarma ocasiona.

Aunque a pesar de que dichas fallas quizás no tendrán una solución instantánea por medio de dicho sistema, si podrían ayudar a determinar de forma rápida y segura la detección de cualquier falla ocurrida dentro de la subestación

Tablero de control

Más que una propuesta para la remodelación de la subestación podría ser también una sugerencia para mantener en buen estado no solo el tablero del transformador de 500 Kva, sino también por seguridad del operador, del mismo modo que el tablero que se encuentra instalado actualmente no presenta su tapa de seguridad, o sea se encuentra con la parte interior visible.

10. conclusiones y recomendaciones

10.1. Conclusión

La realización de dicho proyecto me ha servido a la contribución del conocimiento aun más pleno sobre las subestaciones industriales de tipo interior y de todos y cada uno de sus componentes que la integran, además de adquirir más conocimiento sobre la gran importancia que juega los sistemas de tierra no solo para la protección de los transformadores y de todo el equipo eléctrico, sino también para la protección de las personas y animales.

Sin duda en el sector industrial la tarea de mantener en buen estado el equipo eléctrico y mas aun la subestación es de suma importancia y prioridad ya que es por medio de estos que dicho sector puede desarrollar sus actividades diarias manteniendo así un beneficio en cuanto a que no se tienen perdidas en la producción.

Por ello, el desarrollo y contribución al aporte de propuestas y sugerencias para mantener en norma con respecto a la NOM-001-SEDE-2005 la remodelación de la subestación y sistema de tierra de Harinera de Chiapas S.A. de C.V. me hizo ver la importancia que de igual forma juegan las normas para la realización de este tipo de maniobras eléctricas, de modo que es sumamente importante conocer todos y cada uno de los aspectos de forma integra que componen cada uno de los artículos de dicha norma.

10.2. Recomendaciones

10.2.1. Recomendación de pruebas periódicas al sistema de tierra

Se estima que a nivel industrial, el 80 % de las fallas en el sistema eléctrico son ocasionadas por problemas en la puesta a tierra, y en esta categoría las fallas de fase a tierra presentan un alto porcentaje.

Deben efectuarse pruebas periódicamente durante la operación en los registros para comprobar que los valores del sistema de tierra se ajustan a los valores de diseño; asimismo, para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje.

10.2.2. Recomendaciones para estar acorde a los aspectos en que la subestación no cumple con la NOM-001-SEDE-2005

924-4. Condiciones de los locales y espacios. Los locales donde se instalen subestaciones deben cumplir con lo siguiente:

c) No debe haber polvo o pelusas combustibles en cantidades peligrosas ni gases inflamables o corrosivos.

Se recomienda mantener en condiciones limpias la subestación, de modo que se pueda tener una buena visibilidad del equipo.

924-6. Pisos, barreras y escaleras

a) Pisos. En las subestaciones los pisos deben ser planos, firmes y con superficie antiderrapante, se debe evitar que haya obstáculos en los mismos. Los huecos, registros y trincheras deben tener tapas adecuadas.

El piso debe tener una pendiente (se recomienda una mínima de 2,5%) hacia las coladeras del drenaje.

La recomendación para el cumplimiento de este artículo es la de colocar una tapa que cubra el piso de la parte frontal de el transformador de 500 kva, en donde el piso presenta una zanja dentro de la cual descansan los cables derivados del lado secundario de dicho transformador.

924-7. Accesos y salidas.

La puerta de acceso y salida de un local debe abrir hacia afuera y estar provista de un seguro que permita su apertura, desde adentro. En subestaciones interiores, cuando no exista espacio suficiente para que el local cuente con puerta de abatimiento, se permite el uso de puertas corredizas, **siempre que éstas tengan claramente marcado su sentido de apertura** y se mantengan abiertas mientras haya personas dentro del local.

Por norma y para el cumplimiento de la misma se debe hacer dicha señalización ya que la subestación presenta el uso de una puerta corrediza.

924-8. Protección contra incendio. Independientemente de los requisitos y recomendaciones que se fijen en esta Sección, debe cumplirse la reglamentación en materia de prevención de incendios.

a) Extintores. Deben colocarse extintores, tantos como sean necesarios en lugares convenientes y claramente marcados, **situando dos, cuando menos**, en puntos cercanos a la entrada de las subestaciones. Para esta aplicación se permiten extintores de polvo químico seco.

La subestación solo presenta cerca de la entrada la cantidad de un extintor, por lo que para el cumplimiento de la norma se debe instalar un segundo extintor como mínimo.

924-16. Identificación del equipo eléctrico. Para identificar al equipo eléctrico en subestaciones se recomienda pintarlo y numerarlo, usando placas, etiquetas o algún otro medio que permita distinguirlo fácilmente, tanto respecto de su funcionamiento como del circuito al que pertenece. Es conveniente establecer un método de identificación uniforme en todo el equipo instalado en una subestación o en un grupo de instalaciones que correspondan a un mismo usuario.

Esta identificación no debe colocarse sobre cubiertas removibles o puertas que puedan ser intercambiadas.

En función de que la norma lo indica, se debe de hacer una numeración del equipo instalado en la subestación.

924-19. Instalación de transformadores de potencia y distribución. Los requisitos siguientes aplican a transformadores instalados al nivel del piso, en exteriores o interiores:

d) Selección de los transformadores. Deben trabajar lo más próximo a 100% de su capacidad, conforme a los límites marcados por la confiabilidad operativa y requisitos de la carga que alimentan.

En base a que los transformadores instalados en la subestación deben estar los mas cerca al 100 % de su capacidad, se procederá posiblemente a hacerse un análisis de redes para saber la capacidad real a la que se encuentran trabajando los dos transformadores y asi de esta forma determinar si están o no en norma.

924-24. Tarimas y tapetes aislantes Estos medios de protección no deben usarse como substitutos de los resguardos indicados en las Secciones anteriores. Las tarimas deben ser de material aislante sin partes metálicas, con superficie antiderrapante y con orillas biseladas. Los tapetes también deben ser de material aislante.

En medidas de protección, la prevención ante cualquier accidente siempre va a ser importante para la protección principalmente del personal estando, de modo que es importante la colocación de tapetes aislantes dentro de la subestación además también para satisfacer el cumplimiento de dicha norma.

11. anexos

11.1. Cronograma preliminar de actividades

Actividad	Semana															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Levantamiento físico de la subestación y sistema de tierra.	■	■														
Pruebas a la subestación.			■	■												
Recabar información sobre subestaciones y sistema de tierra.					■	■										
Normas aplicables a subestaciones y sistema de tierra.							■	■								
Propuesta y mejoras a la subestación.									■	■	■	■				
Plano y reporte													■	■	■	■

11.2. Fotografías del interior de la subestación





11.3. Fotografía del poste de la transición



11.4. Acometida aérea de la subestación



11.5. Componentes de la subestación Harinera de Chiapas S.A. de C.V.

Transformador 3ø 750 Kva

Marca: Allis-Chalmers

Kva: 750 Serie: 46508
 Amp.: 13200 Volts: 440/254 Ciclos: 50/60

__% Impedancias Bobinas: __

__ °C De elevación de temperatura a plena carga continua

Nivel de impulso de onda completa: AT.: 150 Kv BT.: 30 Kv

Libro de instalaciones: __

Peso del transformador: 1620 Kg Tanque: 684 Kg

Aceite: 989 Kg Total: 3293 Kg

Aceite: ± 1200 Litros

Marca reg. Sen. Dge. No. 1

	Pos	Volts	Amperes	Conecta en cada fase
Alta Tensión	A	13 860	37.1	1 con 2
	B	13 530	38.4	2 con 3
	C	13 200	39.4	3 con 4
	D	12 870	40.4	4 con 5
	E	12 540	41.4	5 con 6
Baja Tensión	440/254 220/127		984	



**Transformador 3Ø 500 Kva
Marca: ISSA**

Kva: 500 No. Serie: 045

Volts: 440/254 (300 Kva) 220/127 (200 Kva)

Fases: 3 Frecuencia: 60 Hz Imp.: 5.35 % a 85 °C

Elev.: 65 °C Altitud: 200 M.S.N.M. Clase: OA

N.B.I.: AT. 95 Kv BT. 30Kv

Litros de aceite: 880

Peso total: 2150 Kg

Pos	DERIVACIONES Volts	Conecta
1	13 860	1 con 2
2	13 530	2 con 3
3	13 200	3 con 4
4	12 870	4 con 5
5	12 540	5 con 6

Baja Tension

200 Kva 220/127 (Y) 525 Amp	300 Kva 440/254 (X) 394 Amp
-----------------------------------	-----------------------------------



Interrupor en aceite

Marca: Westing House

100 Amp

Style or S.O. FE27871Y1

Date of MF_ _ _ 1947

Overload: 5 Amp



Apartarrayos:

Riser Pole

12 Kv



Cuchillas de Apertura con carga:

15 Kv



Cuchillas secas de operación sin carga



Tablero de distribución del transformador de 750 Kva

Marca: DWPPON ELEKTRIC

No. Serie: 008221632

Tablero tipo: HMCB

Tension de opercion: 440 Vca

Tension de aislamiento: 600 Vca

Capacidad de barras: 1 200 Amp.

Fases: 3 Hilos: 4 Frecuencia: 60 Hz



Banco de capacitores

Capacitares del transformador de 750 kva

Marca: Balmecc

Capacitor trifasico autoregenerable

No. serie: 25291 No. Cat.: 330

Potencia nominal: 30 Kvar

Tensión nominal: 460 volts Frecuencia: 60 Hz

Limites de temperatura: -25 +45 °C

Con resistencia de descarga interna

Conexión en delta

Fecha de fabricación: 03/91



Banco de capacitores (usando el mismo tipo en cada transformador)

Marca: ABB

Kva.: 50

Capacitor: CLMD-63
Volts: 480

Frecuencia: 60
Hz

Serie: 060870
-25/+50 °C

Y □ Δ ⊕
3/- Kv

Resistencia interna de descarga
NOM-J-203



11.6. Medición de la resistencia ohmica de la malla de tierra principal



Electrodos de la malla de tierra



A)

B)

C)

Datos obtenidos en la medición



Remodelación de la subestación y sistema de tierra

11.7. Medición de la resistencia ohmica de la malla de tierra secundaria



Malla de tierra secundaria



Localización de los electrodos



Electrodos de la malla de tierra secundaria



A)



B)

Datos obtenidos en la medición



11.8. Etapa uno de la remodelación de la subestación: Cambio de acometida (de aérea a subterránea)

Antes (acometida aérea desde 1958)



Acometida aérea dentro de la subestación apoyada sobre perchas



Después (Acometida subterránea)

Maniobras del cambio de acometida: Preparación del Registro dentro de la subestación para recibir los cables XLP Mediante las mensuras instaladas dentro del registro.



Instalación del registro de la calle y de la tubería pat para la entrada subterránea de la acometida (cables XLP).



Maniobra de preparación del cable XLP para su instalación.



Instalación del cable XLP en la parte subterránea (desde el registro dentro de la subestación hasta el registro de la calle).



Instalación del cable XLP hacia el poste de la transición y del medidor.



Acometida subterránea terminada (parte interna de la subestación).



Acometida subterránea terminada (parte externa de la subestación).



Nota: Todas y cada una de las especificaciones del cambio de acometida se encuentran mencionadas en el Anexo "1 A" (plano)

11.9. Constancia de liberación de residencia profesional



CONSTANCIA DE LIBERACIÓN DE RESIDENCIA PROFESIONAL

Arriaga, Chiapas; a 12 Diciembre de 2011

ING. RODRIGO FERRER GONZALEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE GESTIÓN TECNOLÓGICA Y VINCULACIÓN
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ
PRESENTE.

A través de éste, informo a usted que el C. JOSE JAVIER GALICIA GARCIA realizó su RESIDENCIA PROFESIONAL en esta Empresa con el proyecto denominado "Remodelación de la Subestación Eléctrica y Sistemas de Tierra.", durante el período comprendido del 22 de Agosto al 10 de Diciembre de 2011 con una duración total de 640 horas, acatando fechas, horarios marcados y políticas de la Empresa.

Periodo durante el cual mostró buena conducta así como deseos de aprender y poner en práctica los conocimientos adquiridos en esa digna Institución, así también le reitero la completa disposición de HARINERA DE CHIAPAS S.A. DE C.V. de recibir a Jóvenes entusiastas que deseen desarrollar sus diversos proyectos de trabajo profesional.

Sin más que decirle reciba un cordial saludo y le doy las gracias por tomar en cuenta a esta empresa para fines educativos.

ATENTAMENTE

ING. PAUL PINEDA DE LOS SANTOS
JEFE DE MANTENIMIENTO ELECTRICO


Arriaga, Chiapas.
Tels. (01 966) 662 21 69 y 662 21 70 Fax. (01 966) 662 07 67

Central Poniente Norte S/N.
C.P. 30450

Tels. 66 201-40, 66 201-98
Arriaga, Chiapas.
E-mail:hrnra@prodigy.net.mx

Fax. 66 207-67
VENTAS 66 221-69, 66 221-70

12. Referencias bibliográficas virtuales

Elementos de diseño de subestaciones eléctricas

Enríquez Harper

Editorial: Noriega Limusa

Diseño de subestaciones eléctricas

José Raúl Martín

Editorial: Mc Graw-Hill

Norma Oficial Mexicana

NOM-001-SEDE-2005

Libro verde del IEEE