

**SUBSECRETARIA DE EDUCACIÓN SUPERIOR DIRECCIÓN GENERAL DE
EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA INSTITUTO TECNOLÓGICO DE
TUXTLA GUTIÉRREZ**

INGENIERIA ELECTRICA

REPORTE DE RESIDENCIA

**ELABORAR UN ESTUDIO DE RECURSOS FINANCIEROS PARA LA CREACIÓN
DE UN PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO**

ASESOR

ING. MANDUJANO CABRERA ARIOSTO

REVISORES

ING. CRUZ FARRERA PEDRO

ING. RÍOS COUTIÑO JOSE LUIS

RESIDENTE

DEHARA MENDEZ ISRRAEL

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, AGOSTO DICIEMBRE.

INDICE

CAPITULO I : INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes	1
1.2 Estado del arte	2
1.3 Justificación	3
1.4 Objetivo	3
1.5 Metodología	4

CAPITULO II : FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Subestación eléctrica	5
2.2 Transformadores de potencia	6
2.3 Buses de operación	16
2.4 Circuito de distribución	17
2.5 Construcción de subestación	18

CAPITULO III : PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1 Información básica	22
3.2 Formulación de propuestas	23
3.3 Análisis de la opción de solución	24
3.4 Características	26
3.4.1 Costo de la inversión	26
3.5 Desarrollo del proyecto	27
3.5.1 Corrida para la determinación de perdidas sistema <u>PSE</u>	28
3.6 Cálculos de la nueva subestación	29
3.6.1 Tasa de crecimiento promedio MT	30
3.6.2 Factor de potencia	30
3.6.3 Cálculos de potencia	30
3.6.4 Demanda máxima de las subestaciones involucradas en M.T	32
3.6.5 capacidad instalada de las subestaciones o bancos involucrados en la fecha de entrada en operación sin proyecto M.T. (KW).....	33

3.6.6 Capacidad instalada de las subestaciones o bancos involucrados en la fecha de entrada en operación con proyecto MT (KW)	33
3.7 perdidas de potencia sin proyecto MT (KW).....	33
3.8 Perdidas de potencia con proyecto MT (KW)	37
3.8.1 Pantalla de captura de insumos EEPRI	38
3.8.2 Pantallas de evaluación	39
4. Conclusiones	41
4.1 diagrama de la red urbana de Tuxtla Gutiérrez, en condiciones de demanda máxima coincidente al año 2014, con la subestación Mactumatzá puesta en servicio	41
ANEXOS	42

Capítulo 1. Introducción

1.1 Antecedentes

El suministro eléctrico comercial literalmente le permite al mundo moderno actual funcionar a su paso acelerado. La tecnología sofisticada ha penetrado en nuestros hogares y la llegada del comercio electrónico se está haciendo cada vez más indispensable, por lo tanto mantener un eficiente suministro de energía eléctrica, debe ser indispensable para el momento en que nos encontramos.

El mantener un eficiente suministro de energía eléctrica, es un reto que día con día se vuelve más interesante, esto se debe a los problemas naturales por que las líneas se encuentran a la intemperie, problemas humanos esto a que el hombre comete un mal manejo de equipos y también existe los problemas de equipos este problema es de fabrica y eso hace que nuestro suministro de energía eléctrica se ineficiente. Nuestro propósito es corregir los problemas y tratar de que no se vuelva a suceder lo más pronto.

Considerando una definición de subestación eléctrica, tenemos que el componente (conjunto de elementos o dispositivos) de los sistemas eléctrico de potencia donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, así como también los puntos donde se realizan la interconexión del sistema de generación con el del transmisión de energía para llevar esta a los centro de consumo.

Una manera de clasificar a las subestaciones de potencia, es la siguiente:

Por su operación:

- Corriente alterna
- Corriente directa

Por su servicio:

- Elevadores
- Reductores
- De maniobra

Por su construcción:

- Intemperie
- Interior
- Blindadas
- Híbridas (encapsuladas diseñadas para operar en la intemperie)

1.2 Estado del arte

En todas las redes de distribución se hacen los cálculos de pérdidas, tanto en la planeación como después de la instalación. Las empresas encargadas de la distribución de la energía eléctrica son las responsables del mantenimiento de las líneas así como del óptimo rendimiento a la entrega y utilización, por tanto no es de extrañar que todas utilicen métodos de estudios para la determinación de las pérdidas, como por ejemplo las empresas siguientes:

ENNE Empresa Nacional De Energía Eléctrica.

GOBIERNO DE HONDURAS

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica, conocida como la ENEE, es un organismo autónomo responsable de la producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras. Es fundada el 20 de febrero de 1957, bajo la administración de la Junta Militar de Honduras 1956-1957. Se en carga de los circuitos y verificación de subestaciones y el estudio de las mismas para ver si se requieren más subestaciones por circuito debido al crecimiento poblacional.

Gracias a los aportes realizados por estas empresas ya mencionadas y por la CFE (comisión federal de electricidad). Ahora los estudios que estoy realizando beneficiaran a una parte de la población del estado de Chiapas.

A.T.I. Asistencia técnica industrial Ltda.

Es una Empresa dedicada a la prestación de servicios de ingeniería civil, eléctrica y mecánica en los ramos de montaje, interventora y mantenimiento, para empresas públicas y privadas en todo el país. Realiza gestión de servicios públicos en recuperación cartera y facturación. Con domicilio en Duitama Boyacá, sus principales clientes se encuentran en este departamento. Los proyectos que realizamos tienen la atención que se le presta a un ser querido.

En general se puede presentar como principales servicios los siguientes:

- Diseño, montaje, interventora y mantenimiento de redes eléctricas hasta 500 Kv.
- Diseño, montaje, interventora y mantenimiento de subestaciones de hasta 230 Kv.
- Montaje y mantenimiento de equipos electromecánicos.
- Gestión de servicios públicos: Recuperación de pérdidas, recuperación cartera y facturación.

1.3 Justificación

A efecto de actualizar la base normativa para la operación eficiente de los equipos primarios de una subestación, fue necesario la realización del presente trabajo, el cual señalará claramente la delimitación de las responsabilidades funcionales y operativas, los procedimientos técnicos a utilizar, las herramientas necesarias para los operadores y para el personal involucrado, que intervienen en el proceso de dicho sistema, así como el compromiso que tienen para contribuir a la consecución de los objetivos fundamentales del sistema eléctrico nacional.

El desarrollo de este tema está dirigido a la obtención de información de los diferentes enfoques en que es visualizado e interpretado los equipos primarios de una subestación dentro de la red eléctrica de distribución, la operación del mismo y descripción, los operadores de control, al momento de ejecutar maniobras en los diferentes circuitos eléctricos y a su vez, que esta información recopilada quede al alcance de aquellas personas interesadas en ella.

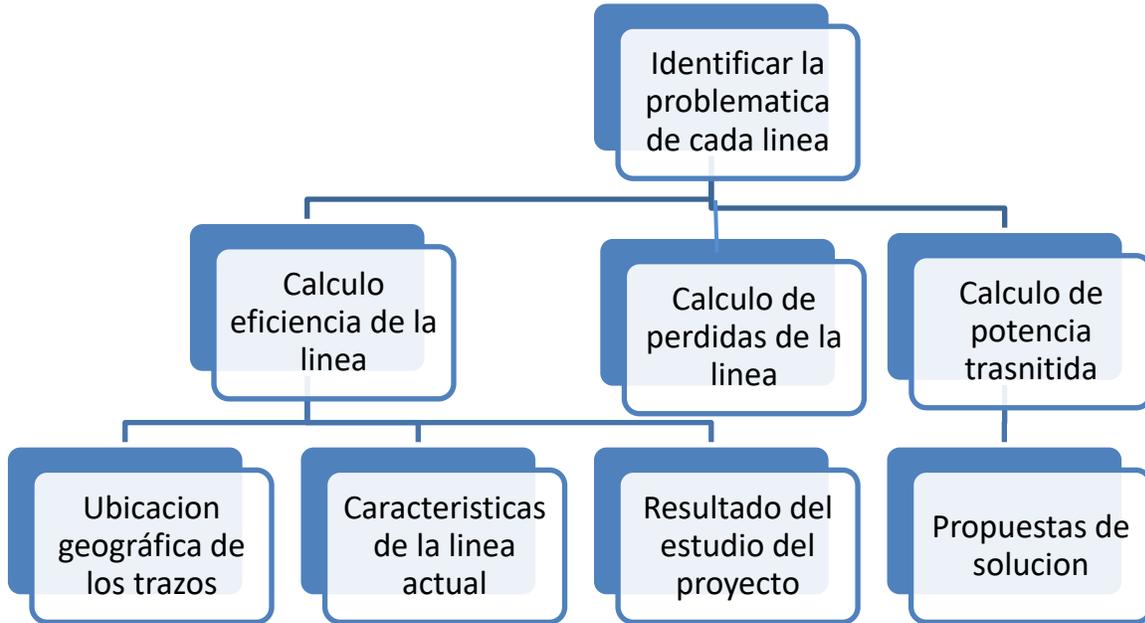
1.4 Objetivos

Proporcionar a los usuarios un servicio de energía eléctrica confiable, mediante la instalación de equipos primarios, ubicados estratégicamente, en cada subestación, para que en caso de alguna perturbación de alguno de éstos, ya sea por causas de fenómenos naturales, por deterioro del equipo, o por causas humanas, el restablecimiento del servicio sea en el menor tiempo posible y así evitar pérdidas económicas considerables

Atender la demanda de energía eléctrica en la capital de Tuxtla Gutiérrez Chiapas. Proporcionar la capacidad al sistema para satisfacer la demanda programada a futuro. Crear infraestructura eléctrica que se integre al Sistema Eléctrico Nacional

Este proyecto traerá consigo el beneficio a los habitantes de Tuxtla Gutiérrez Chiapas, garantizando el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencia, con la confiabilidad y seguridad requerida.

1.5 Metodología



Capítulo 2 fundamento teórico

2.1 Subestación eléctrica

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

Una subestación eléctrica es una de las partes que interactúa en el proceso de generación, transporte y consumo de la energía eléctrica, por lo cual se puede enunciar la siguiente definición:

Es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que permiten cambiar las características de la energía eléctrica sin cambiar de frecuencia, y tienen la función de transmitir o distribuir la energía eléctrica de manera continua y segura, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

Los elementos primarios que constituyen una subestación, son los siguientes:

1. Transformador.
2. Interruptor de potencia.
3. Restaurador.
4. Cuchillas fusibles.
5. Cuchillas des conectadoras y cuchillas de prueba.
6. Apartar rayos.
7. Tableros dúplex de control.
8. Condensadores.
9. Transformadores de instrumento.

Sus respectivas definiciones, clasificaciones y (en algunos casos) elementos se exponen a continuación:

2.2 Transformadores de potencia

Un transformador es un aparato eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos a la misma frecuencia, usualmente aumentando o disminuyendo los valores de tensión y corriente eléctrica.

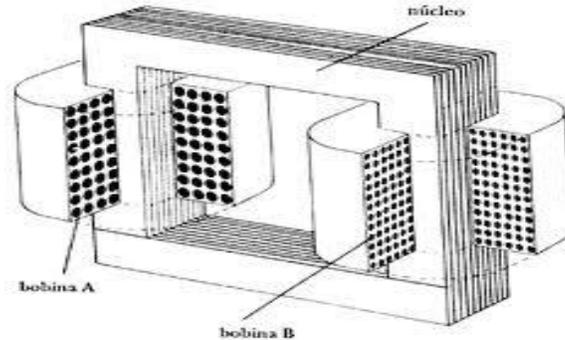


Figura 1: Partes internas de un transformador.

Los elementos básicos de un transformador de potencia son los siguientes:

1. Núcleo de circuito magnético.
2. Devanados.
3. Aislamiento.
4. Aislantes.
5. Tanque o recipiente.
6. Boquillas.
7. Ganchos de sujeción.
8. Válvula de carga de aceite.
9. Válvula de drenaje.
10. Tanque conservador.
11. Tubos radiadores.
12. Base para rolar.
13. Placa de tierra.
14. Placa de características.
15. Termómetro.
16. Manómetro.
17. Cambiador de derivaciones

Cabe mencionar que, debido al diseño del transformador, puede tener más elementos o menos de los mencionados.

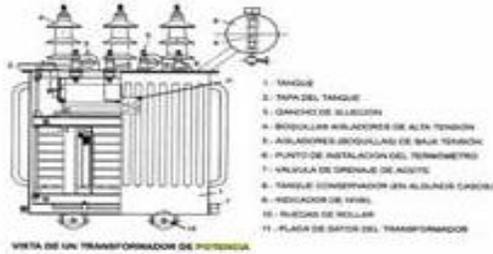


Figura 2: Vista de lado de alta de transformador de potencia.

Clasificación de transformadores.

Los transformadores se pueden clasificar por:

a) La forma de su núcleo.

- 1. Tipo columnas.
- 2. Tipo acorazado.
- 3. Tipo envolvente.
- 4. Tipo radial.

b) Por el número de fases.

- 1. Monofásico.
- 2. Trifásico.

c) Por el número de devanados.

- 1. Dos devanados.
- 2. Tres devanados.

d) Por el medio refrigerante.

- 1. Aire.
- 2. Aceite.
- 3. Líquido inerte.

e) Por el tipo de enfriamiento.

- 1. Enfriamiento O A.
- 2. Enfriamiento O W.
- 3. Enfriamiento O W /A.
- 4. Enfriamiento O A /A F.
- 5. Enfriamiento O A /F A/F A.
- 6. Enfriamiento F O A.
- 7. Enfriamiento O A/ F A/F O A.
- 8. Enfriamiento F O W.
- 9. Enfriamiento A/A.
- 10. Enfriamiento AA/FA.

f) Por la regulación.

1. Regulación fija.
2. Regulación variable con carga.
3. Regulación variable sin carga.

g) Por la operación.

1. De potencia.
2. Distribución
3. De instrumento
4. De horno eléctrico
5. De ferrocarril

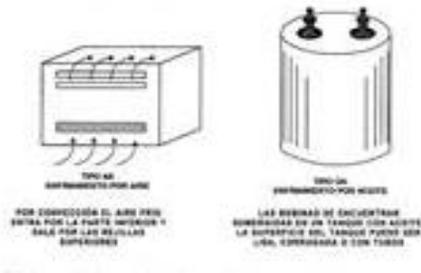
Tipos de enfriamiento en transformadores.

Para prevenir el rápido deterioro de los materiales aislantes dentro de un transformador, se deben proveer los medios de enfriamiento adecuados, tanto para el núcleo como para los devanados.

Los transformadores con potencias inferiores a 50 KVA se pueden enfriar por medio del flujo de aire circundante a los mismos. La caja metálica que los contiene se puede habilitar con rejillas de ventilación, de manera que las corrientes de aire puedan circular por convección sobre los devanados y alrededor del núcleo. Los transformadores un poco mayores se pueden construir de la misma manera, pero se puede usar la circulación forzada de aire limpio llamados tipo seco y se usan por lo general en el interior de edificios, retirados de las atmósferas hostiles.

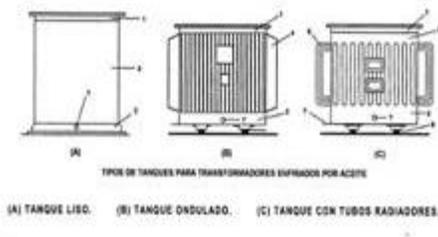
Los transformadores del tipo distribución, menores de 200 KVA, están usualmente inmersos en aceite mineral y encerrados en tanques de acero. El aceite transporta el calor del transformador hacia el tanque, donde es disipado por radiación y convección hacia el aire exterior del transformador. Debido a que el aceite es mejor aislante que el aire, se usa invariablemente en los transformadores de alta tensión.

Transformadores con enfriamiento tipo AA y OA.



En el caso de los transformadores enfriados por aceite, se construyen de lámina o placa de acero común. Estos tanques pueden ser lisos, con paredes onduladas o con tubos radiadores, según sea la capacidad de disipación deseada.

Tipos de tanques para transformadores enfriados por aceite.



De la figura anterior:

- 1. Tapa del tanque.
- 2. Base del tanque.
- 3. Cuerpo del tanque.
- 4. Aletas (en su caso).
- 5. Tubos radiadores.
- 6. Ruedas de rolar.
- 7. Puntos de apoyo para maniobra.

Por tanto, los tipos de enfriamiento para transformadores se clasifican en:

Tipo OA.

Sumergido en aceite con enfriamiento propio. Por lo general en transformadores de más de 50 Kv se usan tubos radiadores o tanques corrugados para disminuir las pérdidas; En capacidades mayores de 3000 Kv se usan radiadores del tipo desmontable. Este tipo de transformador con voltajes de 46kv o menores puede tener como medio de enfriamiento líquido inerte aislante en vez de aceite.

El transformador OA es el tipo básico y sirve como norma para capacidad y precio de otros.

Tipo OA/FA.

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado. Este básicamente un transformador OA con adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor.

Tipo OA/FA/FOA.

Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado. Este transformador es básicamente un OA, con adición de ventiladores y bombas para la circulación de aceite

Tipo FOA.

Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado. Este tipo de transformadores se usa únicamente donde se desea que operen al mismo tiempo las bombas de aceite y los ventiladores; tales condiciones absorben cualquier carga a pico a plena capacidad.

Tipo OW.

Sumergido en aceite y enfriado con agua. En este tipo de transformadores el agua de enfriamiento es conducida por serpentines, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador. El aceite circula alrededor de los serpentines por convección natural.

Tipo AA.

Tipo seco, con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento; son usados en voltajes nominales menores de 15 Kv en pequeñas capacidades.

Tipo AFA.

Tipo seco, enfriado por aire forzado. Estos transformadores tienen una capacidad simple basada en la circulación de aire forzado por ventiladores o sopladores.

1.2.3 Aislamientos en transformadores.

Los tipos de aislamientos para transformadores de potencia se dividen en 4:

Clase A: Diseñados para operar a no más de 55°C de elevación de temperatura, que es el próximo al punto de ebullición del agua, pero en el caso de los transformadores tipo seco, previene accidentes con materiales combustibles en el área con el transformador.

Clase B: La elevación de temperatura puede no exceder los 80°C en las bobinas, por lo general estos transformadores son más pequeños que los que usan aislamientos clase A.

Clase F: Se relaciona con elevaciones de temperaturas en las bobinas de hasta 115°C.

Clase H: Permiten diseñar para elevaciones de temperatura de 150°C cuando está operando el transformador a una temperatura ambiente de 40°C, para que alcance hasta 190°C y con el punto más caliente no exceda a 220°C.

Control de temperatura del transformador.

La temperatura de un transformador se lee por medio de termómetros de mercurio y, en algunos casos, por medio de termopares colocados en los devanados que alimentan a milivóltmetros calibrados en °C.

Existen varios métodos para controlar la temperatura; los más modernos son el control de temperatura por medio del dispositivo de imagen térmica con relevador T.R.O., y la protección por relevador.

El método de IMEGEN TERMICA se basa en que cualquier sobrecarga o corto circuito dentro del transformador se manifiesta como una variación de corriente. El dispositivo está constituido por una resistencia de calefacción o caldeo; alrededor se encuentra una bobina cuya función es recibir la corriente de falla en los devanados, que se detecta por medio de un transformador de corriente.

La corriente que circula por la bobina, al variar, crea una cierta temperatura en la resistencia, y esto se indica en un milivóltmetro graduado en °C.

El milivóltmetro se conecta por medio de un puntero o un relevador T.R.O. que consiste de 3 micro-switch: el primero opera a una temperatura de terminada y acciona una alarma, el segundo lo hace a una temperatura límite y acciona a la bobina de disparo del interruptor, quedando el transformador fuera de servicio.

También el relevador nos sirve para controlar la temperatura del transformador. Se usa en los transformadores que usan tanque conservador; su principio de operación se basa en que toda falla interna del transformador va acompañada de una producción de gases.

El relevador se conecta en el tubo que va del transformador al tanque conservador, de manera que los gases producidos en aquel hagan que el aceite del tubo suba de nivel.; Al variar el nivel se mueven y los flotadores que tienen en su interior el relevador. Los flotadores, al moverse, accionan un circuito de alarma, y si la falla es mayor accionan el disparo.

La presión en los transformadores se controla normalmente por medio de manómetros que pueden tener accionamiento automático.

El nivel de aceite se controla mediante indicadores de nivel que así mismo pueden tener accionamiento automático. La rigidez dieléctrica del aceite se controla tomando muestras periódicamente del aceite del transformador por medio de la válvula de muestra que se encuentra colocada por lo general en la parte inferior del transformador.

Conexión de transformadores.

Conexión delta-delta.

La conexión delta-delta en transformadores trifásicos se emplea normalmente en lugares donde existen tensiones relativamente bajas; en sistemas de distribución se utiliza para alimentar cargas trifásicas a 3 hilos.

Conexión delta-estrella.

Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en que es necesario elevar voltajes de generación. En sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener 2 voltajes diferentes (fase y neutro).

Conexión de transformadores monofásico en bancos trifásicos.

Los transformadores monofásicos se conectan en bancos trifásicos principalmente en dos tipos de circuitos:

Conexión de transformadores monofásicos en bancos trifásicos.

Los transformadores monofásicos se conectan en bancos trifásicos principalmente en dos tipos de circuitos:

- a) En circuitos de muy alto voltaje.
- b) En circuitos donde se requiera continuidad en el servicio.

Normalmente se dispone de cuatro transformadores monofásicos, tres en operación y uno de reserva.

Las conexiones se hacen en transformadores monofásicos para formar bancos trifásicos son en general las mismas que se llevan a cabo en los transformadores trifásicos.

Conexión estrella-estrella.

Esta conexión se emplea en tensiones muy elevadas, ya que se disminuye la cantidad de aislamiento. Tiene la desventaja de no presentar oposición a las armónicas impares; en cambio puede conectarse a hilos de retorno.

Conexión estrella-delta.

Se utiliza esta conexión en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual; se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 Kv.

Conexión delta abierta-delta abierta.

Esta puede considerarse como una conexión de emergencia en transformadores trifásicos, ya que si en un transformador se quema o sufre una avería cualquiera de sus fases se puede seguir alimentando carga trifásica operando el transformador a dos fases, solo que su capacidad disminuye a un 58.8% aproximadamente.

Los transformadores en V-V se emplean en sistemas de baja capacidad y usualmente operan como auto- transformadores.

Cuchillas y fusibles

Definición y operación de cuchillas desconectadoras. La cuchilla desconectadora es un elemento que sirve para desconectar físicamente un circuito eléctrico. Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

Cuchilla fusible.

La cuchilla fusible es un elemento de conexión y desconexión de circuitos eléctricos. Tiene dos funciones: como cuchilla des conectadora, para lo cual se conecta y desconecta, y como elemento de protección.

El elemento de protección lo constituye el dispositivo fusible, que se encuentra dentro del cartucho de conexión y desconexión. El dispositivo fusible se selecciona de acuerdo con el valor de corriente nominal que va a circular por él, pero los fabricantes tienen el correspondiente valor de corriente de ruptura para cualquier valor de corriente nominal.

Los elementos fusibles se construyen fundamentalmente de plata (en casos especiales), cobre electrolítico con aleación de plata, o cobre aleado con estaño.

Criterios de selección.

Los criterios generales para la selección de las cuchillas son:

Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura. Por lo general, se requiere entre puntos de apertura de la cuchilla un 15 o 20% de exceso en el nivel de aislamiento con relación al nivel de aislamiento a tierra.

Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular en los contactos.

Debe soportar por un tiempo especificado (generalmente 1 segundo) los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito.

Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar sin posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas aún en condiciones atmosféricas desfavorables.

Apartarrayos

Naturaleza de las sobretensiones y sus efectos

Las sobretensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

1. sobretensiones de tipo atmosférico.
2. sobretensiones por fallas en el sistema.

1.5.2 Definición y operación de apartarrayos.

El apartarrayos es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobretensiones de tipo atmosférico.

Las ondas que presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan al equipo si no se tiene protegido correctamente; para la protección del mismo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1. descargas directas sobre la instalación
2. descargas indirectas

De los casos anteriores el más interesante, por presentarse con mayor frecuencia, es el de las descargas indirectas. El apartarrayos, dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente a tierra.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores cuya operación está determinada de antemano de acuerdo a la tensión a la que va a operar.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, basados en el principio general de operación; por ejemplo: los más empleados son los conocidos como "apartarrayos tipo autovalvular" y "apartarrayos de resistencia variable".

El apartarrayos tipo auto valvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variable cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación.

El apartarrayos de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie a una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene mucha aceptación en el sistema de distribución.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión

Presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para las máquinas del sistema.

Las ondas que normalmente se presentan son de 1.5 a 1 ms. (Tiempo de frente de onda). La función del apartarrayos es cortar su valor máximo de onda (aplanar la onda). Las sobretensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a la velocidad de la luz.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para mayor seguridad a las instalaciones contra las cargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

La tensión a que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como tensión de cebado del apartarrayos.

El condensador se emplea como filtro con los apartarrayos de los generadores.

Mantenimiento a equipo primario

Es el cuidado que se debe tener en cualquier tipo de máquinas durante su operación, para prolongar su vida y obtener un funcionamiento correcto.

En el caso particular de los transformadores se requiere poco mantenimiento, en virtud de ser máquinas estáticas. Sin embargo, conviene que periódicamente se haga una revisión de alguna de sus partes, como son:

1. Inspección ocular de su estado externo en general, para observar fugas de aceite, etc.
2. Revisar si las boquillas no están flameadas por sobre tensiones de tipo externo o atmosférico.
3. Cerciorarse de que la rigidez dieléctrica sea la correcta, según las normas.
4. Observar que los aparatos indicadores funcionen debidamente.
5. Tener cuidado que los aparatos de protección y control operen en forma correcta

2.3 Buses de operación.

Las barras los nodos de interconexión de los diferentes elementos de un sistema eléctrico de potencia. Las fallas que pueden ocurrir en ellas son cortocircuitos entre fases o a tierra, o contactos con tierra en el caso de las redes con neutro a o aterrizado aislado o aterrizamiento resonante. Entre las causas más comunes de fallas en barras están: fallos de los equipos, rotura de aisladores, contacto de animales o de objeto extraño, y contaminantes. En la protección de barras se confrontan los problemas más serios de saturación de los transformadores de corriente. Ello se debe a que para fallas externas el transformador de corriente de la línea fallada recibe la corriente total de contribución de la barra de falla, mientras que por los restantes transformadores circulan solamente las contribuciones individuales de las respectivas fuentes de generación.

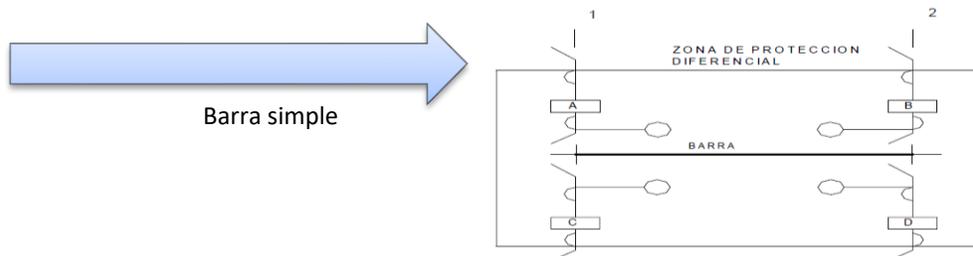
La posibilidad de proteger una barra por la vía digital fue demostrada en la etapa inicial del desarrollo de esta técnica, pero los trabajos en esta dirección se detuvieron prácticamente hasta los últimos años, en que la protección de barras se convirtió en una función del sistema integrado de protección, control y medición de la subestación.

Algoritmos de protección digital de barras

Como se señaló anteriormente, el problema fundamental de los esquemas de protección de barras consiste en garantizar una alta velocidad de operación para fallas internas y evitar la operación incorrecta de la protección para fallas externas por efecto de la saturación de los transformadores de corriente del esquema. Los tipos de protección de barras desarrollados hasta el momento son:

- Protección de porcentaje diferencial.
- Protección diferencial de alta impedancia.
- Protección diferencial por acopladores lineales.
- Protección diferencial por comparación de fase.
- Protección por comparación diferencial.

La protección diferencial de alta impedancia se basa en la conexión en paralelo de los transformadores de corriente en algún punto del patio de la subestación y la aplicación de la corriente resultante a una impedancia no lineal; la única medición requerida en este esquema es la el voltaje en la impedancia no lineal para cada fase. Lo mismo ocurre con la protección por acopladores lineales, en que la única medición es la del voltaje resultante de la conexión en serie de los secundarios de los acopladores lineales para cada fase

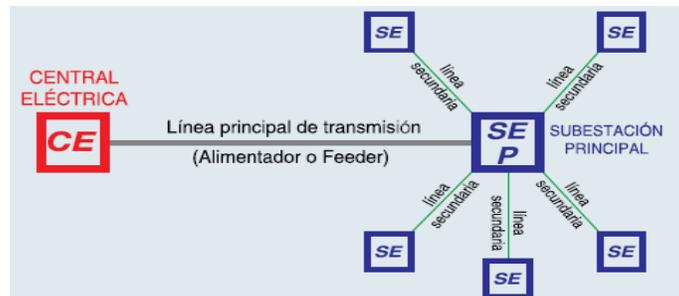


Circuito de distribución

Transmisión y Distribución: La energía eléctrica se elabora en las centrales Eléctricas (“usinas”), y el enlace con los Consumos o Cargas se realiza por medio de conductores que constituyen las líneas de transmisión y distribución. Líneas de Transmisión: Son aquellas que se encargan de transportar la energía en gran escala desde la central Eléctrica hasta los Centros de carga o Centros de Distribución, estos últimos también llamados Subestaciones. Se llaman “líneas de distribución o redes de distribución” a las que se encargan de llevar la energía desde los centros de carga o subestaciones hasta los consumidores propiamente dichos.



En la figura 1 vemos el croquis de una central eléctrica (CE) de la que parte una línea de transmisión que alimenta una subestación (SE), desde la cual parten las redes de distribución que conectan con las cargas. La subestación se procura colocarla en el “centro de gravedad” o “zona de influencia de los consumos”. Este es un caso de “alimentación directa”, mientras que el de la figura 2, es una alimentación radial” desde la subestación principal (SEP).



Construcción de subestaciones

Las subestaciones eléctricas, también se pueden clasificar por el tipo de instalación o construcción, por ejemplo:

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

A continuación se describen cada uno de estos tipos de subestaciones eléctricas:

Tipo intemperie:

Generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) y ocupan grandes extensiones de terreno, por lo general se utilizan en los sistemas de alta tensión.

Las subestaciones de intemperie son las encargadas de regular y gestionar el transporte de la energía eléctrica, su aislante es el aire o espacio que hay entre los elementos.

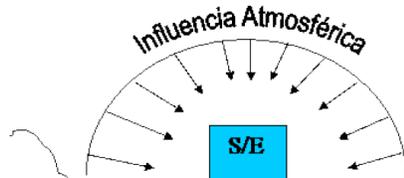


Fig. 1.1 Subestación a la intemperie

Tipo interior:

Son subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina, industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas. En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas están diseñados para operar en interiores, son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias.

Estas subestaciones eléctricas son construidas en el interior de edificios, y no son aptas para operar bajo condiciones atmosféricas.



Fig. 1.2 Subestación al interior

Tipo blindada:

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas están bien protegidos, y el espacio necesario es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y utilización.

La subestación eléctrica blindada más usual es la GIS, (Gas Insulated Switchgear), en ellas el fluido que trabaja como aislante es el gas SF₆, hexafluoruro de azufre.

Este gas es usado en la mayoría de interruptores de subestaciones eléctricas convencionales por sus adecuadas características para la eliminación del arco eléctrico.

En este tipo de instalaciones los interruptores, seccionadores, transformadores de medida y el embarrado que los conecta están encapsulados con el hexafluoruro de azufre. Toda esta instalación puede ir instalada dentro de naves o a la intemperie.

Son numerosos los países que en la actualidad están instalando éste tipo de subestación eléctrica, porque admite un alto grado de tensión de trabajo en un reducido espacio, tienen un mantenimiento muy reducido, y son muy aptas para lugares con ambientes malos, la desventaja es que el hexafluoruro de azufre es un gas con un gran poder de efecto invernadero, por lo que se debe tener mucho cuidado con sus escapes.

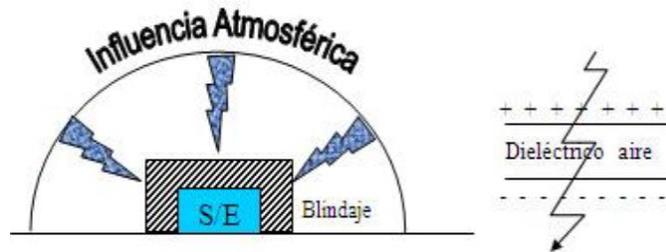


Fig. 1.3 Subestación blindada

3.- Planteamiento del problema.

El suministro de energía eléctrica de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, es a través de 5 subestaciones eléctricas de distribución denominadas Tuxtla Uno (TGU), Tuxtla Dos (TGD), Tuxtla Norte (TXN), Tuxtla Sur (TXS) y Real del Bosque (RDB). Como resultado del pronóstico del Mercado Eléctrico en esta área, los bancos de transformación estarán operando con una demanda coincidente de 163.0 MW en el año 2013, con 203.1 MW de capacidad instalada dentro del área involucrada como se muestra en la figura de abajo.

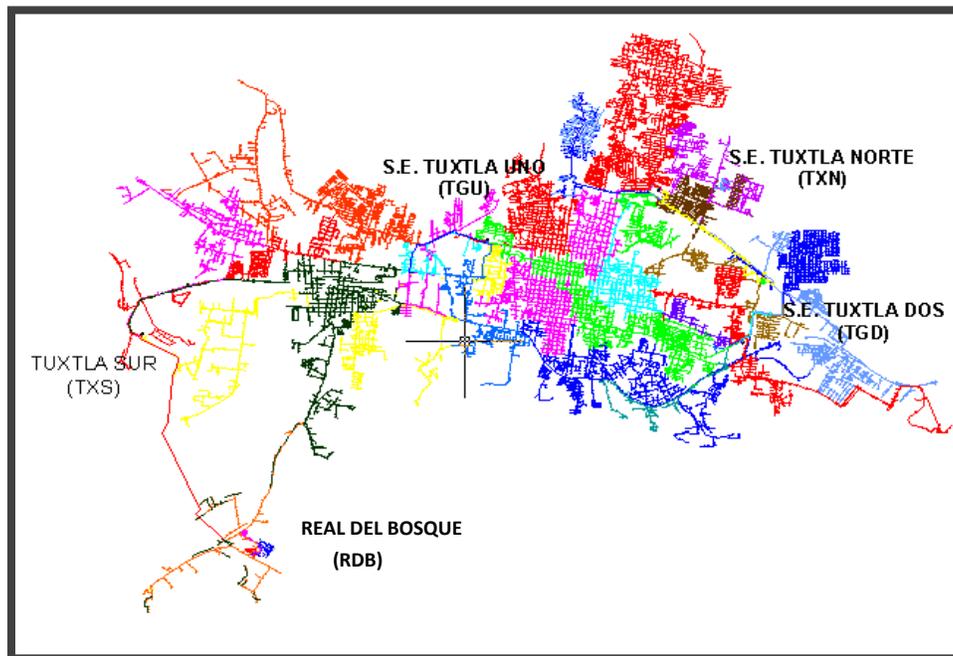


Fig. 1.- Diagrama unifilar de las 5 subestaciones que alimentan a todo el municipio de Tuxtla Gutiérrez, coloreado por circuitos.

Una de las condiciones iniciales de las que se parte para llevar a cabo la construcción de la S.E. Mactumatzá, es el estudio de largo plazo realizado en el 2006, ligado con la actualización del estudio de corto plazo del año 2007.

Dentro de las necesidades y problemas a resolver de la zona de distribución Tuxtla con el estudio de optimización de la red Urbana de Tuxtla Gutiérrez se encuentran las siguientes:

- Reducción de pérdidas técnicas de energía.
- Planeación de operación de la red.
- Situación de contingencia.
-

En el siguiente esquema se muestran las condiciones actuales de operación de la red urbana de Tuxtla Gutiérrez al año 2013.

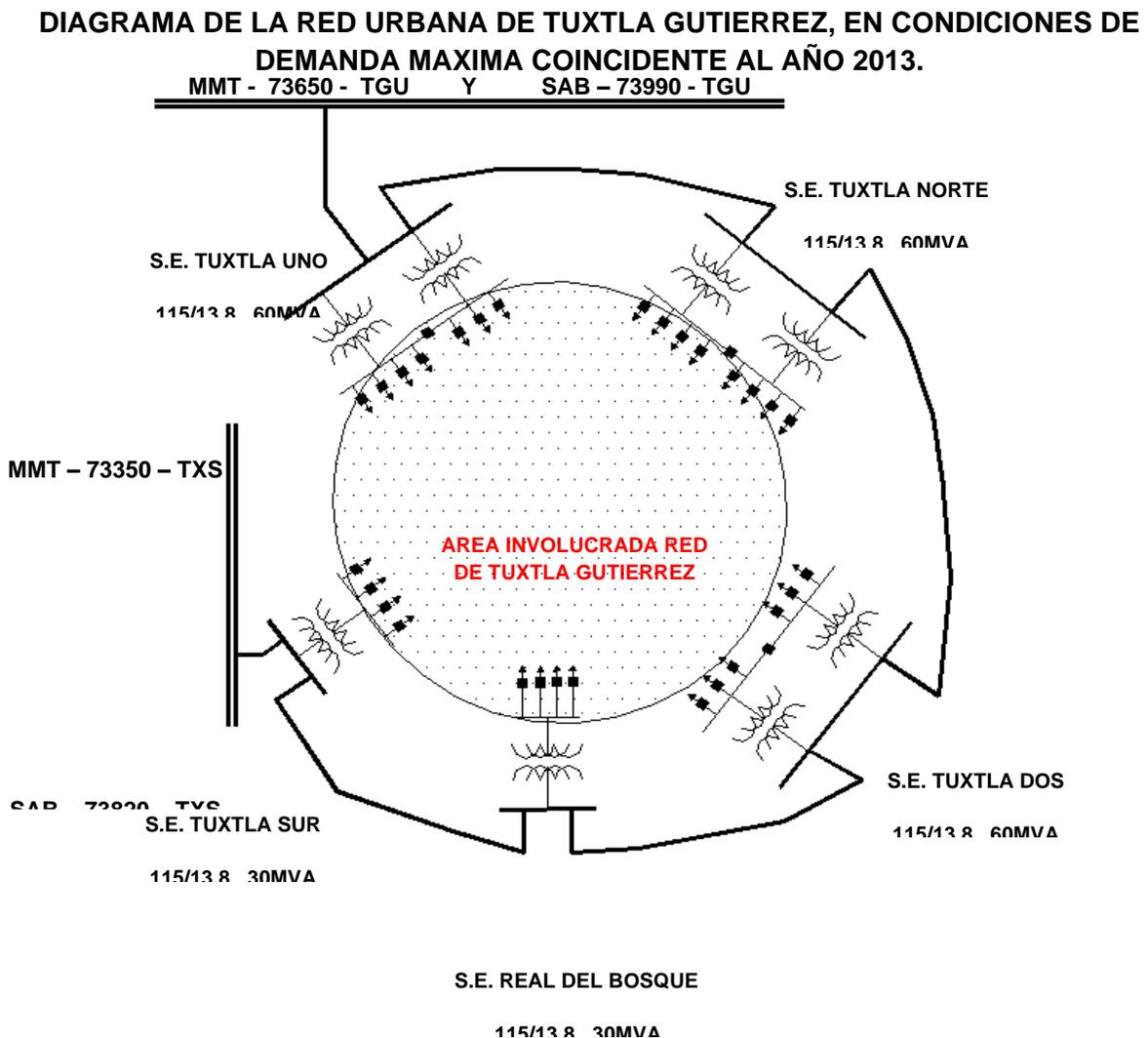


Fig.2.- Diagrama de la red de potencia de Tuxtla Gutiérrez y las 5 subestaciones existentes para el año 2013.

3.1 Información básica

Para el año 2013 se espera tener de acuerdo al mercado eléctrico una demanda coincidente en el área en estudio de 163.0 MW, la demanda de las subestaciones involucradas se desglosan en la siguiente tabla.

Demanda por subestación:

SUBESTACIONES	CARAC.			HISTORIAL (MW)								PRONÓSTICO (MW)									
	BUS	MVA	KV	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
SISTEMA: URBANO 13,8 kV																					
TUXTLA DOS	1	30	13,8	19,4	18,6	19,4	18,7	24,5	19,2	20,2	20,0	20,5	20,9	21,4	21,9	22,5	23,0	23,6	24,1	24,7	
TUXTLA DOS	2	30	13,8	20,1	14,8	16,8	17,2	14,6	19,2	21,8	22,3	22,9	23,4	24,0	24,6	25,2	25,8	26,4	27,0	27,7	
TUXTLA UNO	2	30	13,8	16,7	17,1	17,1	18,5	18,1	18,0	22,5	23,1	23,7	24,4	25,1	25,8	26,6	27,4	28,2	29,0	29,8	
TUXTLA UNO	1	30	13,8	22,4	24,1	23,2	23,5	25,4	25,4	25,3	28,1	28,8	29,4	30,1	30,8	31,6	32,3	33,1	33,9	34,8	
TUXTLA NORTE	1	30	13,8	19,2	22,9	21,8	22,4	25,1	23,8	21,1	21,5	21,8	22,2	22,6	23,0	23,4	23,8	24,2	24,6	25,1	
TUXTLA NORTE	2	30	13,8	11,2	17,1	17,0	16,7	19,6	19,9	20,4	20,9	21,4	21,9	22,5	23,1	23,7	24,3	25,0	25,7	26,4	
TUXTLA SUR	1	30	13,8	17,6	17,5	19,3	23,9	26,5	25,7	23,2	23,9	24,9	26,0	27,1	28,4	29,6	31,0	32,4	33,9	35,5	
Subtotal				126,6	132,1	134,7	141,0	153,7	153,5	160,9	163,0	167,8	172,9	178,2	183,9	189,8	196,2	202,9	210,1	217,8	
Tendencia (%)				4,3	2,0	4,7	9,0	-0,1	4,8	1,3	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7		
Suma Demandas Máximas				126,6	132,1	134,7	141,0	153,7	153,5	160,9	163,0	167,8	172,9	178,2	183,9	189,8	196,2	202,9	210,1	217,8	

Demanda Máx.

La demanda máxima pronosticada de las Subestaciones involucradas para el año 2013, de acuerdo al Desarrollo de Mercado Eléctrico de la Zona Tuxtla es la siguiente:

DEMANDA MÁXIMA AL AÑO 2013

SUBESTACION	CAPACIDAD MVA	CAPACIDAD INST. MW	DEMANDA MAXIMA (MW)
S.E. TUXTLA UNO	60	57.6	51.2
S.E. REAL DEL BOSQUE	30	7.046	6.52
S.E. TUXTLA DOS	60	58.8	42.3
S.E. TUXTLA NORTE	60	57.6	42.4
S.E. TUXTLA SUR	30	29.1	23.9
TOTAL	240	210.146	166.22

Tabla 1.1.- Tabla de capacidades instaladas por subestación y capacidad total instalada. Datos sacados del sistema de la CFE.

3.2 Formulación de propuestas:

Las conclusiones del estudio indican que con las instalaciones actuales sin efectuar ninguna obra (plan libre) al año 2013, se tendría una demanda de 166.22 MVA que representa un 76.09% de los 240 MVA instalados. En consecuencia esta alternativa, se desecha.

La segunda alternativa de estudio contempla las obras consideradas en el POISE a 10 años. Este Plan considera la instalación de la S.E. Tuxtla Centro con un banco de 30 MVA, y el banco 1 de la S.E. Tuxtla Poniente (Tuxtla Sur) 30 MVA, con lo que por cuestión de capacidad, no existe problema para alimentar la demanda incremental, puesto que en este plan al año 2022 se tendrá una capacidad instalada de 270 MVA, contra una demanda al mismo año de 2013.

La tercera opción, es el resultado del pronóstico espacial, y cuyo resultado arroja la construcción de la S.E. Mactumatzá de 30 MVA, que se localiza a las faldas del cerro Mactumatzá.

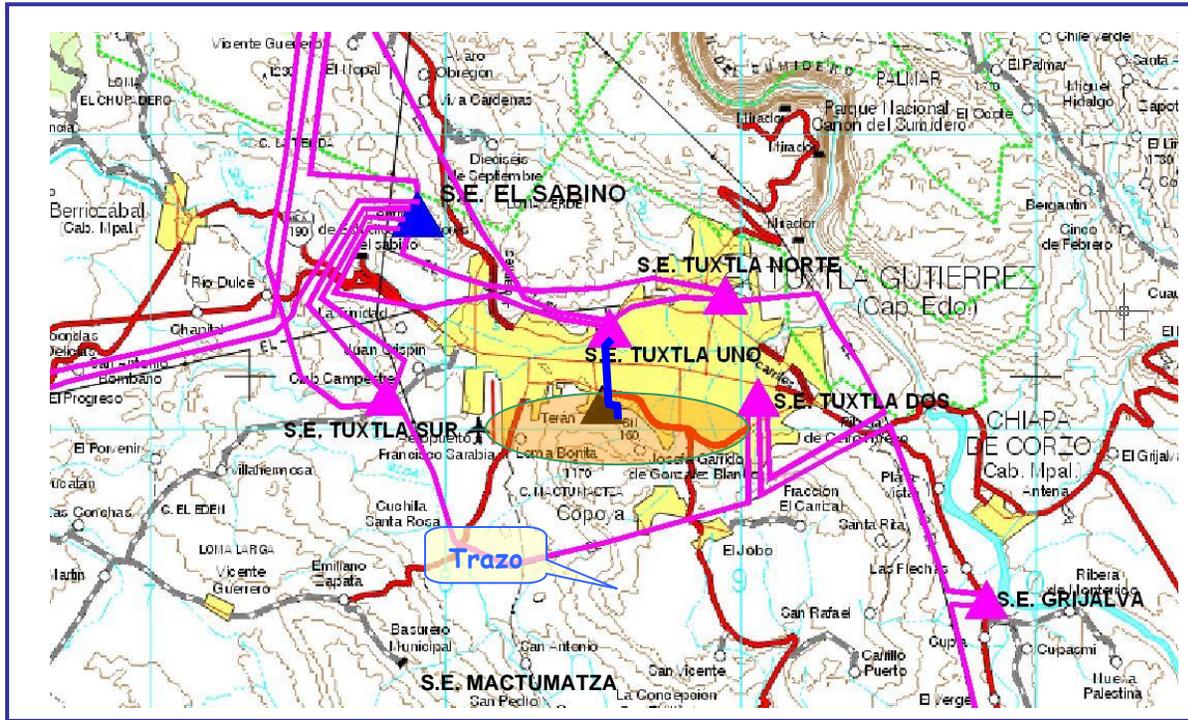
De acuerdo a los resultados del estudio de largo plazo, y al comparar los costos de inversiones derivados del plan de expansión contemplados en el Programa de Obras e Inversiones del sector eléctrico (POISE), la solución técnica-económica resulta ser construir la S.E. Mactumatzá, localizada en las faldas del cerro Mactumatzá de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, en el estado de Chiapas en el año 2013 en el lado Sur-Poniente, con una capacidad instalada de 30 MVA en su último paso de enfriamiento, 2 alimentadores de 115 KV, y 5 circuitos de distribución con voltaje de 13.8 KV.

Para lograr esto, se necesitará construir 3 km de LST Subterránea de 115 KV con conductor de aluminio calibre 1000 MCM, intercalada en la LST SAB-73990-TGU.

3.3 Análisis de la opción de solución

1.- SUBESTACIÓN – NUEVA SUBESTACIÓN INTERCALADA EN ANILLO

NOMBRE: S.E. MACTUMATZA BCO. 1



▲ Subestaciones Existentes en la fecha de entrada de operación del proyecto

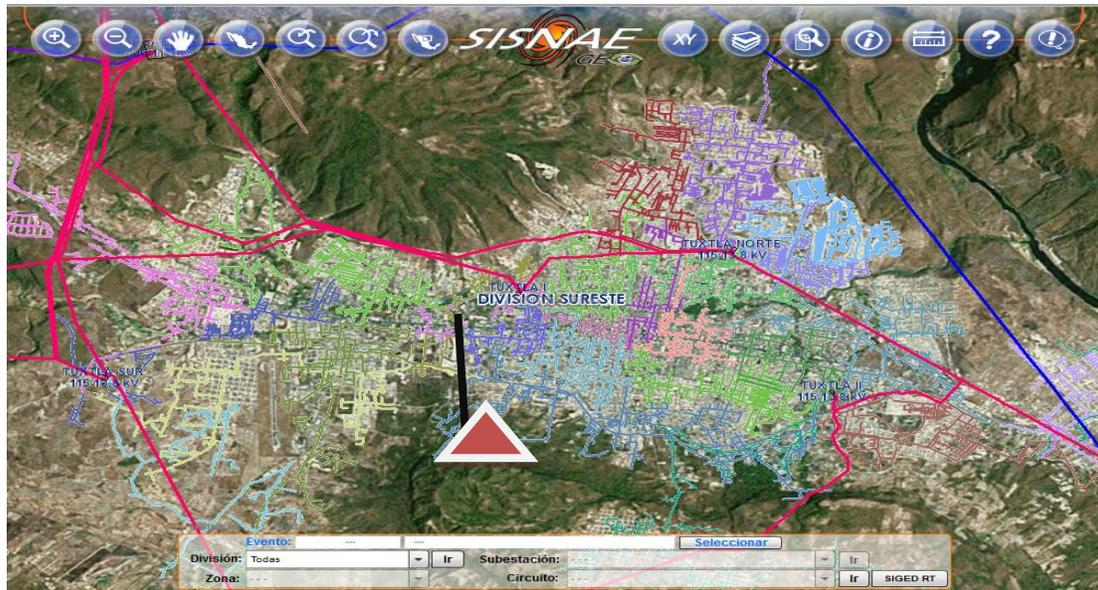


Fig. 1.4.- Fotografía del SISNAE (sistema de nacional de análisis de la red eléctrica), programa de la CFE. Línea de color negro muestra la línea de subtransmisión a 115 Kv a construir de alimentación para la subestación que se muestra en el triangulo de color rojo.

El área de estudio se encuentra localizada en el municipio de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, a una altitud de 550 metros sobre el nivel del mar perteneciente al área de distribución Urbana, con un capacidad total instalada actualmente de 210 MVA, para el año 2014 se propone la entrada en operación de la S.E. Mactumatzá, esta subestación suministrará energía a usuarios tipo doméstico, residencial y comercial.

La nueva subestación que se tiene contemplada esta en un área de 1 hectárea de terreno que se adquirió en el año del 2013, para la construcción del mismo.

Para fines de reconocimiento, se anexa la siguiente imagen:

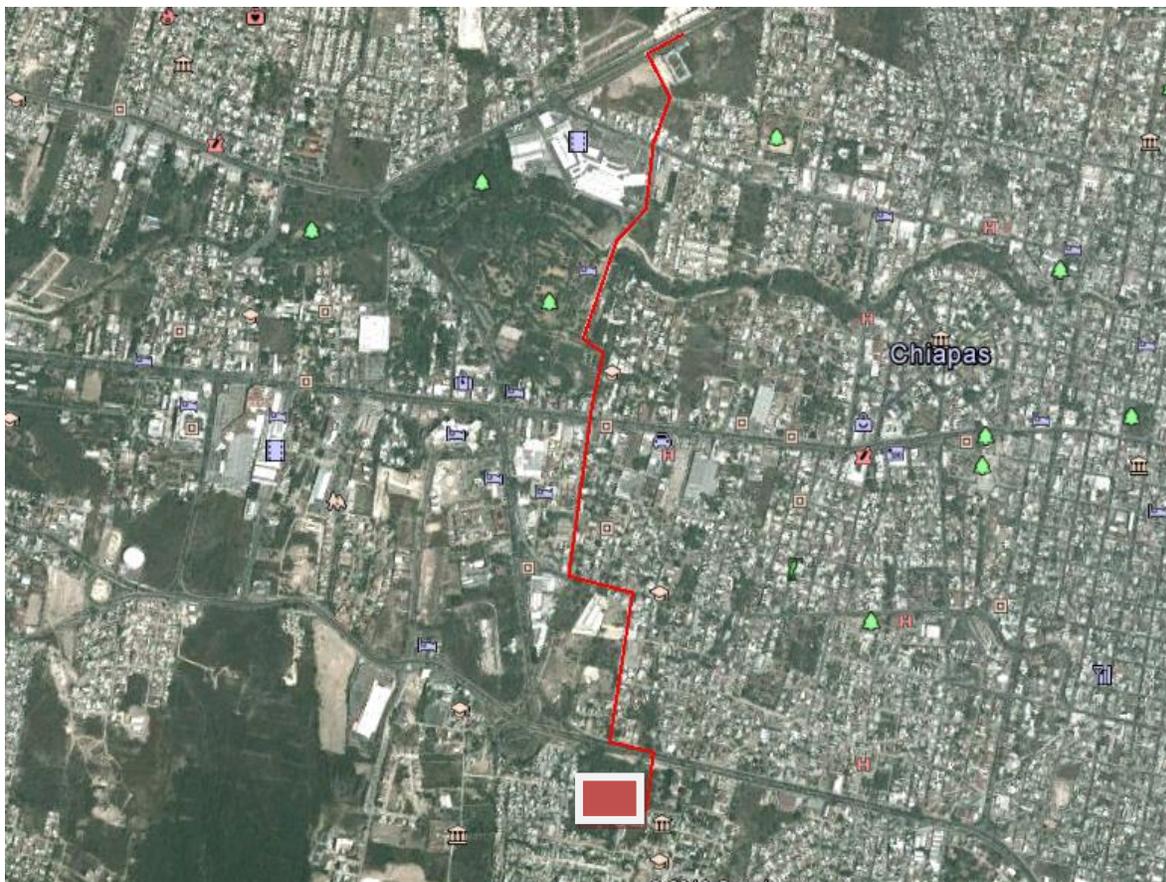


Fig. 1.5.- Con línea roja, trazo de la línea de alimentación de la nueva subestación Mactumatzá, en el recuadro de color rojo, ubicación de la subestación.

La interconexión se realizara en la estructura troncocónica de remate localizada cerca del hospital numero 23 de esta ciudad, por medio de tres cables que irán del punto de conexión a la S.E. Mactumatzá, y luego regresara a la S.E. Tuxtla uno. Por tanto se realizaran dos líneas para dejar interconectada en anillo la subestación que se tiene en proyecto.

3.4 Características.

Para poder realizar una subestación eléctrica, se tiene que priorizar los trabajos y conjuntar todo lo que se va a realizar, para poder tener noción de las magnitudes de los trabajos y de los gastos que se harán.

Por lo que para este proyecto se realiza la siguiente tabla.

Obra	Características de Obra
Subestación Eléctrica	1T-3F-30 MVA-115/13.8 KV 2/5A
Línea de Subtransmisión Subterránea	115KV-1C-3 km-1000 MCM-CS-AL XLP
Línea de Media Tensión Aérea	1C-2.0km-3F-4H-13KV-266.8AWG-ACSR-PC
Línea M.T. Subterránea	5C-0+300 km-3F-4H-15 KV-500AL-XLP

Tabla 1.2.- Tabla de características de obra.

3.4.1 Costo de la inversión:

Esta se obtiene de los estudios técnicos realizados en el Módulo de Inversiones del SIAD, considerando las obras relacionadas con el proyecto.

Descripción	Importe m\$
Actividades Previas:	1,110.08
Adquisición de Terreno:	555.04
Línea de Subtransmisión subterránea	30,265.41
Subestación:	22,916.54
Construcción de circuitos de Distribución:	3,477.4
COSTO TOTAL DEL PEM	58,324.47

Tabla 1.3.- Tabla de costos de inversión para la Nueva subestación.

3.5 Desarrollo del proyecto

RED DE SUBTRANSMISIÓN

La interconexión de la S.E. Mactumatzá se muestra en la siguiente gráfica:

UBICACIÓN DE LA SUBESTACION MACTUMATZÁ BCO. 1 DENTRO DEL SISTEMA DE POTENCIA, SU INTERCONEXION SE REALIZA DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION SABINO Y SE INTERCALA EN ANILLO CON LA SUBESTACION TUXTLA UNO.

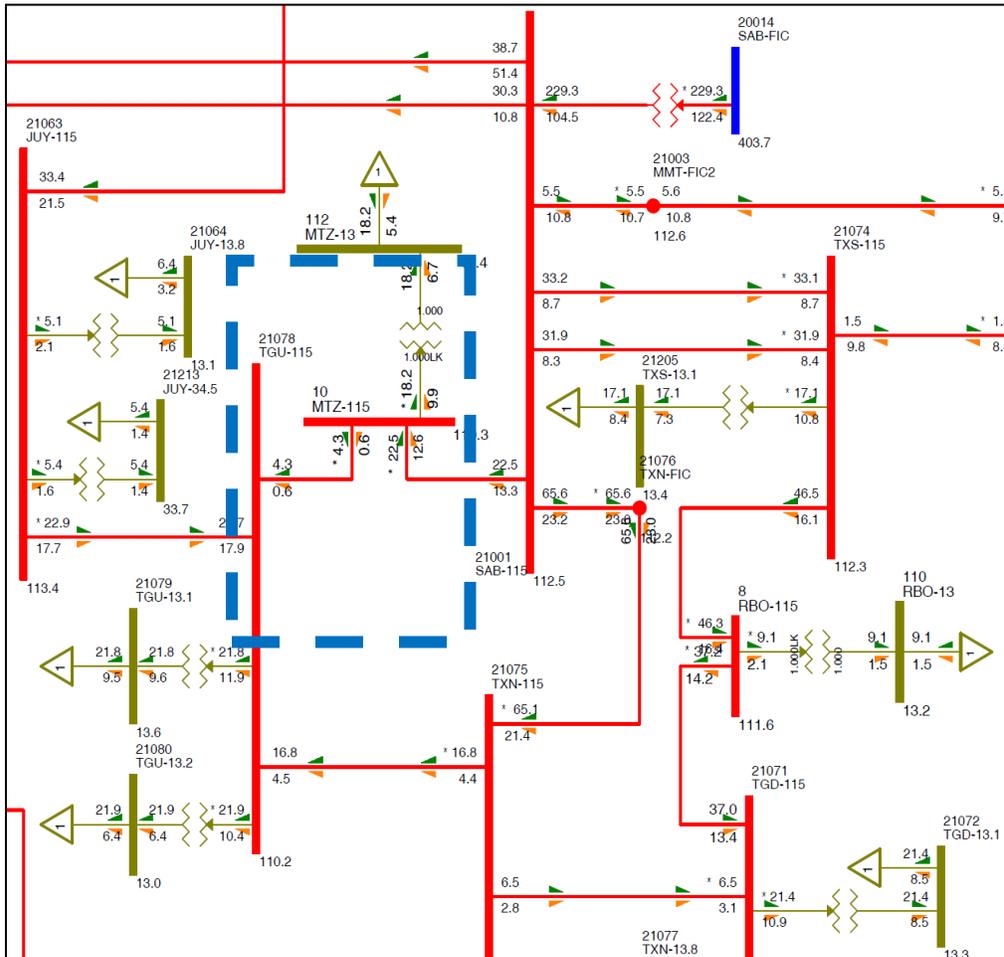


Fig. 1.3.- Diagrama de potencia de la zona Tuxtla, donde se encierra en el recuadro punteado la subestación MTZ (Mactumatzá) y las interconexiones de las que se pretenden conectar.

3.5.1 Corrida para la determinación de pérdidas del sistema pse

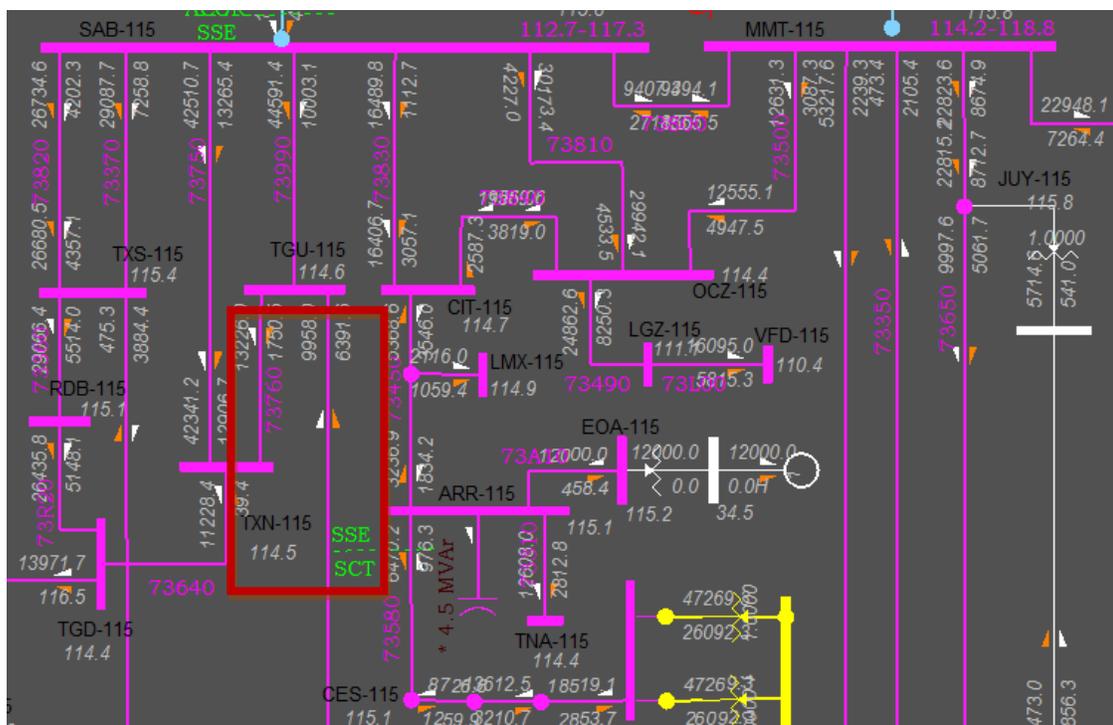


Fig. 1.7.- En el recuadro de color rojo se encierra el tramo que se verá afectado para hacer la nueva subestación. El programa que se utiliza es exclusivo de la CFE.

Se pueden observar que en este caso está en condiciones normales no se le ha hecho ningún tipo de cambio.

Bus Number	Bus Name	Id	Area Number/Name	Zone Number/Name	Owner Number/Name	In Service	Scalable	Pload (MW)	Qload (Mvar)	IPload (MW)	IQload (Mvar)	YPload (MW)	YQload (Mvar)	
21058	BCH-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	10.2850	2.1160	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21061	GIA-34.5	34.500	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	14.6930	1.9300	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21062	GIA-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	12.6440	2.5990	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21064	JUY-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	6.1790	1.3850	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21066	BBN-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	3.1270	1.6920	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21072	TGD-13.1	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	12.1890	1.8770	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21073	TGD-13.2	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	11.4080	2.4270	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21076	CIT-13.2	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	7.4240	1.9190	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21077	TXN-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	24.6960	4.8690	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21079	TGU-13.1	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	23.5410	6.1620	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21080	TGU-13.2	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	17.5330	4.2390	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21082	OCZ-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	9.3000	2.1790	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21084	LGZ-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	8.3870	3.3140	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21088	CIT-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	5.5700	1.0580	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21090	LMX-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	2.1160	0.9770	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21193	OCZ-13.7	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	6.3750	1.1060	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21196	TXN-13.7	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	22.7260	5.0800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21197	VFD-13.7	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	9.6430	2.7710	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21205	TXS-13.1	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	26.1880	6.5410	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21213	JUY-34.5	34.500	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	7.1030	2.1670	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21222	VFD-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	6.4520	1.8470	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21273	RDB-13.1	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	2.5810	0.3980	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
21282	SOY-13.8	13.800	1	2 ORIENTAL	21 SACSE	215 TUXTLA	<input checked="" type="checkbox"/>	Yes	1.5620	0.7100	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000

Fig. 1.8.- En la tabla siguiente se muestran los datos de la subestación que se va a afectar con el cambio de ruta del alimentador. La tabla se obtiene del mismo programa con que se hacen las corridas.

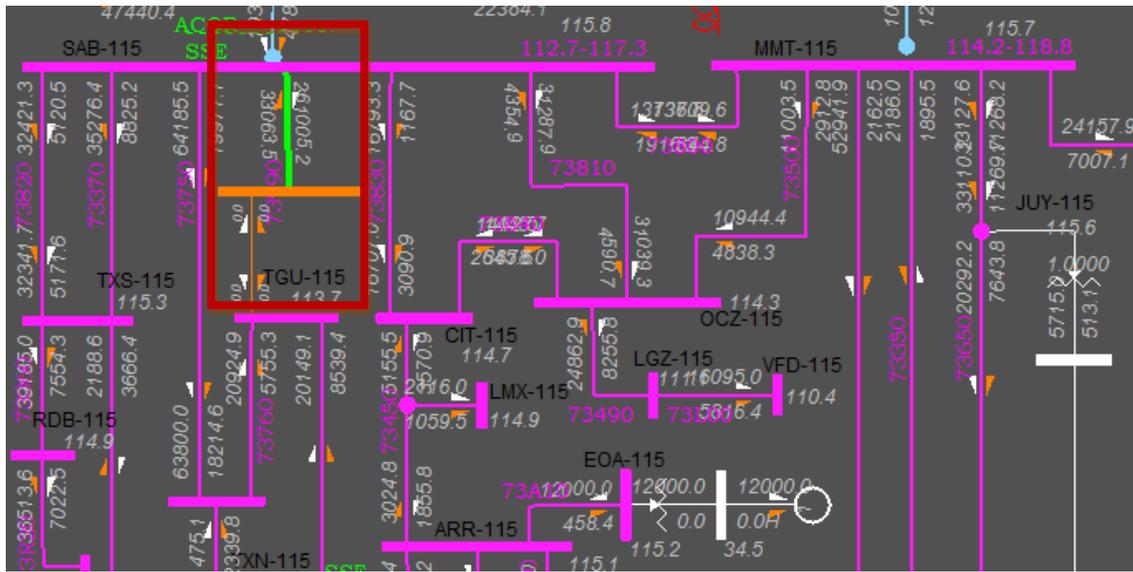


Fig.1.9.- En la siguiente imagen, en el recuadro de color rojo, se ve colocada la nueva subestación de color anaranjada y de verde el bus de alimentación.

Para este caso de la nueva subestación, se tiene que tener los cálculos que a continuación se realizan.

3.6 Cálculos de la nueva subestación:

Factor de carga:

Es el valor medio aritmético según se muestra en la siguiente fórmula

$$F.C. = \frac{\sum[(F.C._1 \times DemMax_1) + (F.C._2 \times DemMax_2) + (F.C._3 \times DemMax_3) + \dots + (F.C._n \times DemMax_n)]}{\sum(DemMax_1 + DemMax_2 + DemMax_3 + \dots + DemMax_n)}$$

Donde:

F.C. 1, F.C. 2 F.C.n = Es el factor de carga de los circuitos involucrados en el área de estudio. Dem Max1, Dem Max2 Dem Maxn = Es la demanda máxima de los circuitos involucrados en el área de estudio, en este caso son todos los circuitos de la red de Tuxtla Gutiérrez.

$$F.C. = \frac{\sum[(0.62 \times 22500) + (0.65 \times 25300) + (0.75 \times 20200) + (0.63 \times 21800) + (0.74 \times 21100) + (0.72 \times 20400) + (0.72 \times 23200)]}{\sum(22500 + 25300 + 20200 + 21800 + 21100 + 20400 + 23200)} =$$

$$F.C. = \frac{106285}{154500}$$

$$F.C. = 0.68$$

3.6.1 Masa de crecimiento promedio MT.

Se consideró la tasa de crecimiento de los 10 años obtenida en el DMED de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, siendo está del 3.07%, obteniéndolo de la siguiente manera:

$$T.Cr. = \sqrt[10]{\frac{Dmf}{Dmb}} - 1$$

Donde:

Dmf: Demanda Máxima pronosticada en el año 10

Dmb: Demanda Máxima del año base.

T. Cr.: Tasa de Crecimiento pronosticada en al área de estudio.

$$T.Cr. = \sqrt[10]{\frac{\text{DemandaMáxal año10}}{\text{DemandaMáxal año base0}}} - 1 = \sqrt[10]{\frac{217.8}{160.9}} - 1 = 0.030742499$$

3.6.2 Factor de potencia.

Para estos cálculos, se necesita saber las potencias activas y reactivas con los que va a contar la nueva subestacion. Por lo que debemos de considerar la capacidad instalada la cual será de 30 MVA'S y la potencia instalada que agarrara la subestacion que entrara en operación que será de de 29.1 MW considerando como que tomara la carga del mayor de las subestaciones existentes con la capacidad igual instalada, tenemos que:

$$FP = MW/MVA = 29.1 MW/30MVA = 0.97$$

3.6.3 Cálculos de potencia.

La potencia que se tiene en las líneas, se tiene con la siguiente fórmula:

$$P = v * i * fp$$

Donde:

P = potencia activa medida en MW.

V= el voltaje de líneas.

Fp= factor de potencia de la red

Calculando tenemos:

Calculando la corriente sabiendo y teniendo en cuenta que ya se tiene en consumo en mega watts.

$$I = P/v*fp$$

$$I = 30 \text{ GW}/(115 \text{ KV})(0.97)=268.9376 =270 \text{ AMPERES entre líneas.}$$

Por tanto la potencia es igual a:

$$P = I*V*fp$$

$$P = (268.93 \text{ A})(115 \text{ KV})(0.97) = 30 \text{ MW}$$

Se observa que se si se tiene un factor de potencia aceptable para las líneas de alta tensión. Por lo que por este caso en todas las subestaciones se conecta un banco de capacitores a las salidas de los circuitos para mejorar más el factor de potencia y así se disminuyan más las perdidas técnicas de energía. A continuación se presenta la siguiente tabla, donde se presenta el historial por bancos de las subestaciones teniendo como base el año 2012 (año cero) y como año 10 el año 2022, en el cual se calcula por el crecimiento que tiene cada banco que pronostico de demanda tendrá y por tanto cuando llegaran al límite de su capacidad las subestaciones por lo que a partir de eso, se diseña la nueva subestación Mactumatza.

SUBESTACIONES	CARAC.			HISTORIAL (MW)								PRONÓSTICO (MW)									
	BUS	MVA	KV	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
SISTEMA: URBANO 13,8 kv																					
TUXTLA DOS	1	30	13,8	19,4	18,6	19,4	18,7	24,5	19,2	20,2	20,0	20,5	20,9	21,4	21,9	22,5	23,0	23,6	24,1	24,7	
TUXTLA DOS	2	30	13,8	20,1	14,8	16,8	17,2	14,6	19,2	21,8	22,3	22,9	23,4	24,0	24,6	25,2	25,8	26,4	27,0	27,7	
TUXTLA UNO	2	30	13,8	16,7	17,1	17,1	18,5	18,1	18,0	22,5	23,1	23,7	24,4	25,1	25,8	26,6	27,4	28,2	29,0	29,8	
TUXTLA UNO	1	30	13,8	22,4	24,1	23,2	23,5	25,4	25,4	25,3	28,1	28,8	29,4	30,1	30,8	31,6	32,3	33,1	33,9	34,8	
TUXTLA NORTE	1	30	13,8	19,2	22,9	21,8	22,4	25,1	23,8	21,1	21,5	21,8	22,2	22,6	23,0	23,4	23,8	24,2	24,6	25,1	
TUXTLA NORTE	2	30	13,8	11,2	17,1	17,0	16,7	19,6	19,9	20,4	20,9	21,4	21,9	22,5	23,1	23,7	24,3	25,0	25,7	26,4	
TUXTLA SUR	1	30	13,8	17,6	17,5	19,3	23,9	26,5	25,7	23,2	23,9	24,9	26,0	27,1	28,4	29,6	31,0	32,4	33,9	35,5	
Sub total				126,6	132,1	134,7	141,0	153,7	153,5	160,9	163,0	167,8	172,9	178,2	183,9	189,8	196,2	202,9	210,1	217,8	
Tendencia (%)					4,3	2,0	4,7	9,0	-0,1	4,8	1,3	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7	
Suma Demandas Máximas				126,6	132,1	134,7	141,0	153,7	153,5	160,9	163,0	167,8	172,9	178,2	183,9	189,8	196,2	202,9	210,1	217,8	

Demanda Máxima
Año 0

Demanda Máxima
Año 10

3.6.4 Demanda máxima de las subestaciones involucradas en M.T.

Se considera la suma de la demanda máxima coincidente de las subestaciones que forman parte del área en el estudio, es decir, de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez, para el año en que entrará en operación el proyecto, la cual es de 163.0 MW, de acuerdo al pronóstico del Mercado eléctrico de Distribución, como se muestra a continuación.

SUBESTACIONES	CARAC.			HISTORIAL (MW)								PRONÓSTICO (MW)								
	BUS	MVA	KV	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SISTEMA: URBANO 13,8 kV																				
TUXTLA DOS	1	30	13,8	19,4	18,6	19,4	18,7	24,5	19,2	20,2	20,0	20,5	20,9	21,4	21,9	22,5	23,0	23,6	24,1	24,7
TUXTLA DOS	2	30	13,8	20,1	14,8	16,8	17,2	14,6	19,2	21,8	22,3	22,9	23,4	24,0	24,6	25,2	25,8	26,4	27,0	27,7
TUXTLA UNO	2	30	13,8	16,7	17,1	17,1	18,5	18,1	18,0	22,5	23,1	23,7	24,4	25,1	25,8	26,6	27,4	28,2	29,0	29,8
TUXTLA UNO	1	30	13,8	22,4	24,1	23,2	23,5	25,4	25,4	25,3	28,1	28,8	29,4	30,1	30,8	31,6	32,3	33,1	33,9	34,8
TUXTLA NORTE	1	30	13,8	19,2	22,9	21,8	22,4	25,1	23,8	21,1	21,5	21,8	22,2	22,6	23,0	23,4	23,8	24,2	24,6	25,1
TUXTLA NORTE	2	30	13,8	11,2	17,1	17,0	16,7	19,6	19,9	20,4	20,9	21,4	21,9	22,5	23,1	23,7	24,3	25,0	25,7	26,4
TUXTLA SUR	1	30	13,8	17,6	17,5	19,3	23,9	26,5	25,7	23,2	23,9	24,9	26,0	27,1	28,4	29,6	31,0	32,4	33,9	35,5
Subtotal				126,6	132,1	134,7	141,0	153,7	153,5	160,9	163,0	167,8	172,9	178,2	183,9	189,8	196,2	202,9	210,1	217,8
Tendencia (%)					4,3	2,0	4,7	9,0	-0,1	4,8	1,3	3,0	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7
Suma Demandas Máximas				126,6	132,1	134,7	141,0	153,7	153,5	160,9	163,0	167,8	172,9	178,2	183,9	189,8	196,2	202,9	210,1	217,8

Demanda Máx.

3.6.5 Capacidad instalada de las subestaciones o bancos involucrados en la fecha de entrada en operación sin proyecto M.T. (KW)

Se considera la capacidad de transformación instalada de la subestaciones (AT/MT) involucradas expresadas en Kw del cierre del DMED 2012

SUBESTACION	CAPACIDAD INS. KVA	F.P.	CAPACIDAD INST. kW
S.E. TUXTLA UNO	60 000	0.96	57 600
S.E. TUXTLA DOS	60 000	0.98	58 800
S.E. TUXTLA NORTE	60 000	0.96	57 600
S.E. TUXTLA SUR	30 000	0.97	29 100
TOTAL	210 000		203 100

3.6.6 Capacidad instalada de las subestaciones o bancos involucrados en la fecha de entrada en operación con proyecto MT (KW)

Se considera la capacidad de transformación instalada de la red de Tuxtla Gutiérrez más la capacidad de la nueva subestación siendo está la S.E. Mactumatzá.

SUBESTACION	CAPACIDAD INS. KVA	F.P.	CAPACIDAD INST. kW
S.E. TUXTLA UNO	60 000	0.96	57 600
S.E. TUXTLA DOS	60 000	0.98	58 800
S.E. TUXTLA NORTE	60 000	0.96	57 600
S.E. TUXTLA SUR	30 000	0.97	29 100
S.E. MACTUMATZA	30 000	0.98	29 400
TOTAL	240 000		231 600

A continuación se presentan el comparativo del resultado de pérdidas de potencia con y sin proyecto de la optimización de la red de Tuxtla Gutiérrez, así también la tabla de las obras a realizar para la integración de la S.E. Mactumatzá.

3.7 Pérdidas de potencia sin proyecto MT (KW).

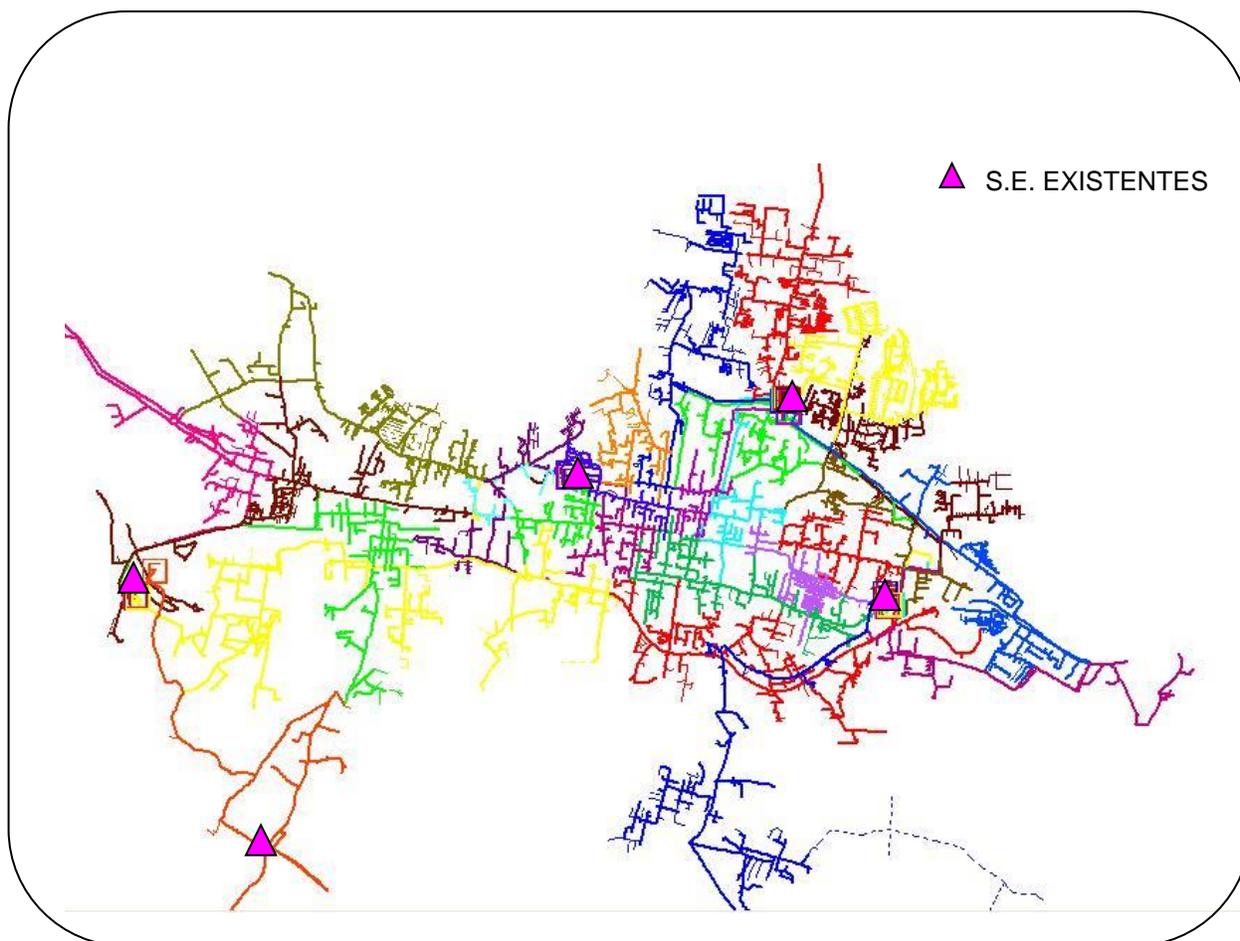
Para poder determinar las pérdidas totales se toman en cuenta todos los bancos que se tiene en Tuxtla Gutiérrez. Las pérdidas que tendría el sistema sin proyecto se obtuvieron del la tabla siguiente. Tomando los datos que reporta el SIMOSE (Sistema de Monitoreo del Sistema Eléctrico) nos proporciona los datos de la potencia real y reactiva, el factor de potencia, factor de carga real, y las pérdidas de cada banco y las pérdidas anuales por banco. Tenemos como resultado los datos que nos genera la siguiente tabla:

Nueva Subestación intercalada en anillo S.E. Mactumatzá Bco. 1 - Zona Tuxtla

SUBESTACION	CIRCUITO	DEMANDA MAXIMA			FACTOR DE CARGA REAL	FACTOR DE PERDIDAS	PERDIDAS DE POTENCIA KW	PERDIDAS DE ENERGIA MWH/AÑO
		KW	KVAR	FACTOR DE POTENCIA				
TUXTLA UNO	TGU-4030	8 790	2 889.13	0.95	0.56	0.35	181.00	560.39
	TGU-4040	6 117	2 010.56	0.95	0.65	0.46	47.00	189.02
	TGU-4050	7 542	2 478.94	0.95	0.59	0.38	152.00	509.57
	TGU-4060	11 929	3 920.87	0.95	0.68	0.49	574.00	2 459.39
	TGU-4100	2 639	769.71	0.96	0.64	0.45	16.00	62.54
		37 017					970.00	3 780.90
	TGU-4010	4 609	935.90	0.98	0.60	0.40	26.00	90.60
	TGU-4020	6 386	1 600.48	0.97	0.68	0.50	135.00	589.20
	TGU-4070	7 980	1 999.98	0.97	0.57	0.36	85.00	266.66
	TGU-4080	2 525	829.93	0.95	0.65	0.45	8.00	31.85
	21 500					254.00	978.32	
TUXTLA DOS	TGD-4010	5 462	2 645.37	0.90	0.66	0.46	48.00	195.15
	TGD-4020	2 972	1 174.61	0.93	0.66	0.46	17.00	69.12
	TGD-4030	4 484	1 123.80	0.97	0.74	0.58	82.00	417.39
	TGD-4040	6 204	1 554.87	0.97	0.64	0.45	71.00	279.82
	TGD-4050	7 850	2 849.17	0.94	0.67	0.49	311.00	1 329.34
		26 972					529	2 290.82
	TGD-4060	4 591	1 150.61	0.97	0.63	0.43	42.00	157.40
	TGD-4070	1 482	717.77	0.90	0.68	0.50	7.00	30.58
	TGD-4090	5 750	1 167.59	0.98	0.64	0.44	466.00	1 806.40
	TGD-4100	6 169	879.03	0.99	0.63	0.43	145.00	548.61
	17 992					660.00	2 542.98	
TUXTLA NORTE	TXN-4010	9 381	1 904.89	0.98	0.68	0.50	261.00	1 141.81
	TXN-4020	7 644	2 512.46	0.95	0.61	0.41	122.00	434.01
	TXN-4030	9 050	2 974.59	0.95	0.55	0.34	310.00	912.49
	TXN-4040	8 517	2 799.40	0.95	0.67	0.48	400.00	1 675.18
		34 592					1 093.00	4 163.50
	TXN-4050	5 661	1 860.68	0.95	0.64	0.44	69.00	265.30
	TXN-4060	12 827	4 655.58	0.94	0.73	0.56	1 439.00	7 018.52
	TXN-4070	6 049	1 228.30	0.98	0.67	0.48	86.00	359.29
	TXN-4080	6 316	1 282.52	0.98	0.60	0.40	153.00	533.37
TXN-4090	3 370	1 535.42	0.91	0.60	0.40	40.00	138.76	
	34 223					1 787.00	8 315.24	
TUXTLA SUR	TXS-4010	11 756	3 428.83	0.96	0.64	0.45	1 082.00	4 229.47
	TXS-4020	8 169	2 685.02	0.95	0.68	0.49	354.00	1 514.95
	TXS-4030	10 006	3 954.62	0.93	0.65	0.46	1 363.00	5 452.05
	TXS-4040	5 942	1 489.21	0.97	0.74	0.57	264.00	1 327.72
	TXS-4052	5 001	712.60	0.99	0.67	0.48	163.00	691.40
		40 874.00					3 226.00	13 215.60
	213 170.00					8 519.00	35 287.36	

Tabla 1.4.- Tabla de resultados de valores con pérdidas de todos los circuitos por banco de las subestaciones. En el recuadro naranja se señala el total de las perdidas sin la subestación Mactumatzá.

RED DE TUXTLA GUTIERREZ AL AÑO 2013 SIN LA S.E. MACTUMATZÁ.

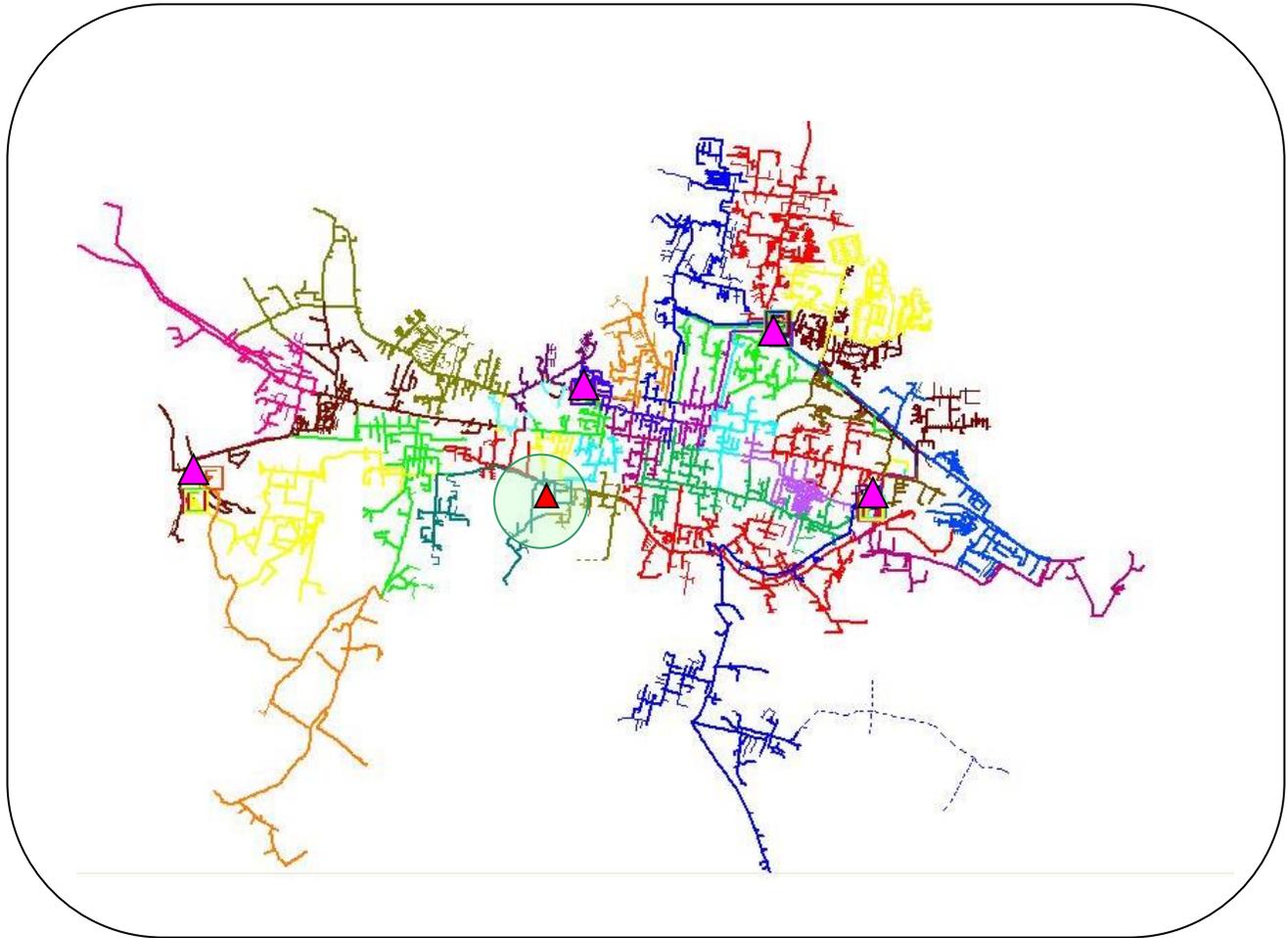


Movimientos a realizar para la construcción de los circuitos de la S.E. Mactumatzá:

String Id	Name	Area Id	Initial Status	Final Status	Operation	Observaciones
I213	I213	SAN JOSE TERÁN	Closed	Open	New Switch	
Line 22	Line 22	SAN JOSE TERÁN	Closed	Open	New Switch	Abrir puentes
Line 39	Line 39	SAN JOSE TERÁN	Open	Closed	Switch Closed	
Line 14886	Line 14886	SERFIN	Closed	Open	New Switch	
Line I5179	Line I5179	SERFIN	Closed	Open	New Switch	
Line Line 22	Line Line 22	SERFIN	Open	Closed	Switch Closed	
Line Line 43	line Line 43	SERFIN	Open	Closed	New Switch	cerrar puentes
Line Line I92	Line Line I92	PLAZA CRISTAL	Open	Closed	Switch Closed	
Line I3501	Line I3502	PLAZA CRISTAL	Closed	Open	New Switch	
Line Line 15	Line Line 15	CLUB DE LEONES	Closed	Open	New Switch	
Line Line 11	Line Line 11	ZONA HOTELERA	Closed	Open	Switch Open	
Line Line 193	Line Line 193	AREA 0	Closed	Open	New Switch	Construir 250 metros circuito MTZ-4040
Line I494	Line I494	FRACC. CAMPANARIO	Closed	Open	New Switch	
Line 404	Line 404	AREA 0	Closed	Open	New Switch	
Line Line 410	Line Line 410	AREA 0				Construir 150 metros circuito MTZ-4050
Line Line I191	Line Line I191	Plaza Cristal				Entronce circuito MTZ-4030
Line 380	Line 380	AREA 0				Construir 180 metros

*Nota: Estos son los movimientos a realizar en el año 2014 previo a la puesta en servicio de la S.E. Mactumatza.

RED DE TUXTLA GUTIERREZ AL AÑO 2013 CON LA S.E. MACTUMATZÁ.



▲ S.E. EXISTENTES

▲ S.E. MACTUMATZÁ

*Nota: Estos son los circuitos que ya existen en Tuxtla Gutiérrez, para la nueva subestación se seleccionaran los circuitos que se interconectaran y donde quedaran los nuevos circuitos.

3.8 Pérdidas de potencia con proyecto MT (KW).

Las pérdidas que tendría el sistema con proyecto son de 7352 kW y se obtuvieron del estudio del modelo del sistema para el año 2013 en SynerGEE.

ESTUDIO DE PERDIDAS AÑO 2013 CON PROYECTO

SUBESTACION	CIRCUITO	DEMANDA MAXIMA			FACTOR DE CARGA REAL	FACTOR DE PERDIDAS	PERDIDAS DE POTENCIA KW	PERDIDAS DE ENERGIA MWH/AÑO
		KW	KVAR	FACTOR DE POTENCIA				
TUXTLA UNO	TGU-4030	6 725	2 210.40	0.95	0.56	0.35	115	356.05
	TGU-4040	6 117	2 010.56	0.95	0.65	0.46	47	189.02
	TGU-4050	2 872	943.98	0.95	0.59	0.38	11	36.88
	TGU-4060	11 929	3 920.87	0.95	0.68	0.49	574.00	2 459.39
	TGU-4100	2 639	769.71	0.96	0.64	0.45	16.00	62.54
		30 282					763.00	3 103.87
	TGU-4010	4 609	935.90	0.98	0.60	0.40	26.00	90.60
	TGU-4020	6 386	1 600.48	0.97	0.68	0.50	135.00	589.20
	TGU-4070	5 007	713.46	0.99	0.57	0.36	24.00	75.29
	TGU-4080	2 525	1 222.91	0.90	0.65	0.45	8.00	31.85
	18 527					193.00	786.95	
TUXTLA DOS	TGD-4010	5 462	2 645.37	0.90	0.66	0.46	48.00	195.15
	TGD-4020	2 972	1 174.61	0.93	0.66	0.46	17.00	69.12
	TGD-4030	4 484	1 123.80	0.97	0.74	0.58	82.00	417.39
	TGD-4040	6 204	1 554.87	0.97	0.64	0.45	71.00	279.82
	TGD-4050	7 850	2 849.17	0.94	0.67	0.49	311.00	1 329.34
		26 972					529	2 290.82
	TGD-4060	4 591	1 150.61	0.97	0.63	0.43	42.00	157.40
	TGD-4070	1 482	717.77	0.90	0.68	0.50	7.00	30.58
	TGD-4090	5 750	1 167.59	0.98	0.64	0.44	466.00	1 806.40
	TGD-4100	6 169	879.03	0.99	0.63	0.43	145.00	548.61
	17 992					660.00	2 542.98	
TUXTLA NORTE	TXN-4010	9 381	1 904.89	0.98	0.68	0.50	254.00	1 111.19
	TXN-4020	7 644	2 512.46	0.95	0.61	0.41	122.00	434.01
	TXN-4030	9 050	2 974.59	0.95	0.55	0.34	310.00	912.49
	TXN-4040	8 517	2 799.40	0.95	0.67	0.48	400.00	1 675.18
		34 592					1 086.00	4 132.88
	TXN-4050	5 661	1 860.68	0.95	0.64	0.44	69.00	265.30
	TXN-4060	12 827	4 655.58	0.94	0.73	0.56	1 336.00	6 516.15
	TXN-4070	6 049	1 228.30	0.98	0.67	0.48	86.00	359.29
	TXN-4080	6 316	1 282.52	0.98	0.60	0.40	153.00	533.37
TXN-4090	3 370	1 535.42	0.91	0.60	0.40	40.00	139.44	
	34 223					1 684.00	7 813.55	
TUXTLA SUR	TXS-4010	4 645	1 354.79	0.96	0.64	0.45	95.00	371.35
	TXS-4020	8 169	2 685.02	0.95	0.68	0.49	354.00	1 514.95
	TXS-4030	10 006	3 954.62	0.93	0.65	0.46	1 363.00	5 452.05
	TXS-4040	5 942	1 489.21	0.97	0.74	0.57	264.00	1 327.72
	TXS-4052	5 001	712.60	0.99	0.67	0.48	163.00	691.40
		33 763.00					2 239.00	9 357.48
MACTUMATZA	MTZ-4010	2 925	593.95	0.98	0.64	0.44	36.00	140.07
	MTZ-4020	4 670	1 170.41	0.97	0.59	0.38	46.00	154.89
	MTZ-4030	3 831	1 259.19	0.95	0.57	0.36	35.00	110.89
	MTZ-4040	2 914	415.22	0.99	0.56	0.35	31.00	95.20
	MTZ-4050	2 479	353.24	0.99	0.64	0.44	6.00	23.35
		16 819.00					154.00	524.39
	213 170.00					7 307.00	30 552.93	

Tabla 1.4.- Tabla de resultados de valores con pérdidas de todos los circuitos por banco de las subestaciones. En el recuadro naranja se señala el total de las pérdidas sin la subestación Mactumatza.

Se observa que en comparación con la otra tabla, se reduce las pérdidas en proporción de 1212.00 KW de recuperación 10.617 GW al año, generando mayor ganancia y reduciendo las pérdidas al año.

3.8.1 Pantalla de captura de insumos EEPRI:

Base de Datos: **SIAD** Revisión: **8.0.3**

Variables Proyectos Ventana Ayuda Cerrar_Sistema

Insumos Resultados al primer año Tabla VPN CERRAR EVALUACIÓN

DK - DIVISION DE DISTRIBUCION SURESTE

04 - TUXTLA

004/2005 TUXTLA URBANA No de proyecto **19**

001/2011 CONSTRUCCION DE LA S.E. MACTUMATZA Propuesta de solución **1**

Area de Influencia **8 - CENTRAL CFE**

Tipo de evaluación **Especifica** Formato **Nueva SE intercalada en anillo**

Inversión (miles pesos) **\$58 952,43** **\$71 338,00**

Descripción: S.E. MACTUMATZA 2013

Insumos para el cálculo de beneficios en media tensión

Factor de carga (P.U.) **0.68**

Factor de pérdidas (P.U.) **0.495**

Tasa de crecimiento promedio (P.U.) **0.052**

Demanda máxima coinci. de las subestaciones o bancos(kW) involucradas en la fecha de entrada en operación. **192 600**

	Sin proyecto	Con proyecto
Capacidad de las subest. (kW) o bancos involucrados en la FEO.	202 200	231 600
Pérdidas de potencia (kW)	8 519	7 307

Año saturación energía incremental **4**

VISUALIZAR OPCIONES

Este programa nos ayuda para meter las nuevas obras en construcción y toda la información relacionada, con el proyecto del que se tenga.

3.8.2 Pantallas de evaluación:

Después de efectuar el cálculo de la evaluación económica se obtiene la Tabla VPN

Evaluación económica de proyectos de inversión (EEPRI rev.8.0.3)

Descripción: S.E. MACTUMATZA 2013
 Formato: Nueva SE intercalada en anillo
 Tipo de evaluación: Especifica Clave EEPRI: DK041119E-1
 No. de proyecto: 19 Alternativa económica: 1
 Año de variables: 2011 Area de influencia: 8 - CENTRAL CFE
 Inversión (miles \$): 58 952 Soluciona problemas de: Caída de tensión

Insumos para el cálculo de beneficios de:

Insumos para el cálculo de beneficios en media tensión

Demanda máxima de las subestaciones involucradas (kW):..... 192 600,0

		sin proyecto	con proyecto
Factor de carga (P.U.):	0,68	Capacidad instalada (kW) 202 200,0	231 600,0
Factor de pérdidas (P.U.):	0,495	Pérdidas potencia (kW) 8 519,0	7 307,0
Tasa de crecimiento (P.U.):	0,052		
Año de saturación energía incremental:	4		

Costos marginales y precios medios

Costo operación y mantenimiento (%): 0,01

Media tensión

Costo marginal potencia (\$/kW): 2 151 Costo marginal energía (\$/kWh): 0,71111
 Cto. energ. aguas arriba (\$/kWh): 0,98742 Cto. energ. aguas abajo (\$/kWh): 0,10428
 Precio medio de la energía MT(\$/kWh): 2,21143 Distribución de la energía MT : 0,52200
 Precio medio de la energía BT(\$/kWh): 2,52662 Distribución de la energía BT : 0,47800
 Costo medio de la energía ponderado : 2,36209

Resultados, Costos y Beneficios al primer año

	Energía (MWh/año)	Costos (miles \$)	Beneficios (miles \$)
Operación y mantenimiento		589,5	
Energía incremental MT	2 473,3		5 842,1
Energía incremental aguas arriba		2 442,1	
Energía incremental aguas abajo		257,9	
Reducción pérdidas energía MT	5 255,9		3 737,5
		Potencia (MW)	
Reducción pérdidas potencia MT	1,21		2 607,5
TOTAL		3 289,6	12 187,1

Indicadores Económicos de la Evaluación Económica de CFE al año 30

Benef/Costo :	2,10
V.P.N. (miles \$):	1432 745,86
TIR (%) :	117,17

OBSERVACIONES:

TABLA RESUMEN DE RESULTADOS DE EVALUACIÓN

CONCEPTOS	Resultados
DESCRIPCION	<i>Subestación Mactumatzá Banco 1, 115/13.8 KV, 18/24/30 MVA.</i>
TIR %	117.17
B/C	2.10
VPN (M\$)	1 432 745.86
AÑO (+)	1

4.- CONCLUSIONES:

Con el resultado obtenido de los indicadores de la evaluación económica y los resultados de largo plazo realizados con anterioridad, se determina la viabilidad de construir la subestación eléctrica Mactumatzá, que además de tener buenos resultados también tiene beneficios en reducción de pérdidas de energía y asegura el suministro de servicio por demanda incremental por lo menos por otros 10 años más, haciendo este proyecto rentable para la C.F.E. y para toda la población que se beneficiara de esta nueva construcción.

De esta manera se contribuye al crecimiento de nuestra localidad y ponemos en modo operación segura las 5 subestaciones eléctricas ya existentes, porque nos beneficia, también en caso de contingencias meteorológicas y contingencias que puedan suceder por cuestiones operativas.

Para este caso la nueva subestación Mactumatzá, viéndola desde el diagrama de potencia, quedara de la manera como se explica en el siguiente diagrama.

4.1 DIAGRAMA DE LA RED URBANA DE TUXTLA GUTIERREZ, EN CONDICIONES DE DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE AL AÑO 2014, CON LA SUBESTACION MACTUMATZA PUESTA EN SERVICIO.

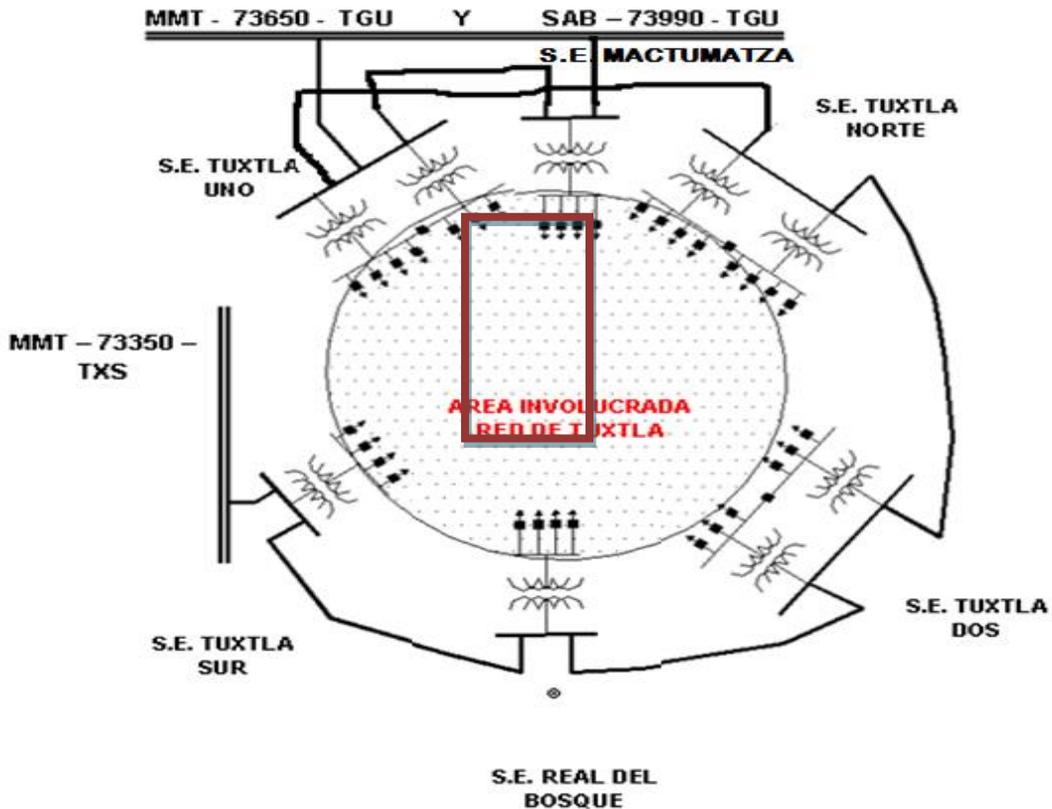


Fig. 1.6.- En el recuadro se señala la nueva subestación, con los circuitos que tendrá y de que circuitos de alta se enlaza.

ANEXOS

Subestaciones eléctricas

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia, donde su principal funciones: "Transformar tensiones y derivar circuitos de potencia".

Pueden ser:

→De corriente alterna (A.C)

→De corriente directa (C.D.)

Denominación de las subestaciones eléctricas

Las subestaciones se pueden denominar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

1- Subestaciones variadores de tensión

→Subestación Elevadora

Es una subestación de transformación en la cual la potencia de salida de los transformadores está a una tensión más alta que la potencia de entrada.

→Subestación Reductora

Estación de transformación en la cual la potencia que sale de los transformadores tiene una tensión más baja que la potencia de entrada.}

2- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito

3- Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

Subestaciones eléctricas de acuerdo a la potencia y la tensión que manejan.

➤ SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN SUBESTACIONES

Son las que operan con tensiones comprendidas entre 230 Kv y 765 kv, considerados de Extra Alto Voltaje (EAV-EHV), aun que se están planeando la construcción de subestaciones que operen a voltajes más altos de 1100 kV hasta 1500 kV considerados a un nivel de Ultra Alto voltaje (EAV-UHV)

Localización de una subestación

Para la localización de una subestación eléctrica depende o se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Muchos factores influyen para la correcta selección del tipo de subestación para una aplicación dada. El tipo de subestación más apropiado depende de factores tales como el nivel del voltaje, capacidad de carga, consideraciones ambientales, limitaciones de espacio en el terreno y necesidades de derecho de vía de la línea de transmisión.

Pasos para la localización

1-Planeación

2-Ciclo de carga distribuida

3-Alimentación eléctrica
4-Cargas Máximas

5-Numero de transformadores

6-Capacidad instalada en KVA

7-% de crecimiento a 10 años

8-Futura expansión

9-Área de terreno en m²

Objetivos de una subestación

Una subestación Eléctrica debe ser confiable, económica, segura y con un diseño tan sencillo como sea posible; éste último debe proporcionar un alto nivel de continuidad de servicio y contar con medios para futuras ampliaciones, flexibilidad de operación y bajos costos inicial y final.

Debe estar equipada con lo necesario para dar mantenimiento a líneas, interruptores automáticos y disyuntores, sin interrupciones en el servicio ni riesgos para el personal y los consumidores.

CAPACIDAD DE UNA SUBESTACIÓN

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en **KVA**, más el incremento en el crecimiento, obtenido por extrapolación, durante los siguientes **10 años**, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones.

PROTECCIÓN CON RELEVADORES

Las subestaciones emplean muchos sistemas de protección con relevadores para proteger los equipos asociados con las estaciones, los más importantes son:

- 1-Líneas de transmisión que emanan de la estación
- 2-Trasformadores elevados y reductores
- 3-Barras de estación
- 4-Falla del interruptor automático
- 5-Reactores en paralelo
- 6-Capacitores en paralelo y en serie

Conexiones a tierra de las subestaciones eléctricas

La conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, estructuras, tanques de transformadores, calzadas metálicas, cercas, montajes de acero estructural de edificios, tableros de conmutación, secundarios de transformadores de medida, etc., garantizan que una persona que toque el equipo se encuentre cerca del mismo, no pueda recibir descarga peligrosa si un conductor de alto voltaje relampaguea o entra en contacto con cualquier equipo energizado.

Importancia de las conexiones a tierra de las subestaciones eléctricas

Proporcionar la conexión a tierra para el neutro a tierra para transformadores, reactores y capacitores.

Constituyen la trayectoria de descarga apararrayos de barra, protectores, espinterómetros y equipos similares.

Garantizan la seguridad del personal de operación al limitar las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación.

Mantenimiento a las subestaciones eléctricas

Mantenimiento preventivo

Es el más utilizado y se realiza antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema.

Protección con relevadores

Las subestaciones emplean muchos sistemas de protección con relevadores para proteger los equipos asociados con las estaciones, los más importantes son:

- 1-Líneas de transmisión que emanan de la estación
- 2-Trasformadores elevados y reductores
- 3-Barras de estación
- 4-Falla del interruptor automático
- 5-Reactores en paralelo
- 6-Capacitores en paralelo y en serie

Conexiones a tierra de las subestaciones eléctricas

La conexión a tierra de todas las partes metálicas de interruptores, estructuras, tanques de transformadores, calzadas metálicas, cercas, montajes de acero estructural de edificios, tableros de conmutación, secundarios de transformadores de medida, etc., garantizan que una persona que toque el equipo se encuentre cerca del mismo, no pueda recibir descarga peligrosa si un conductor de alto voltaje relampaguea o entra en contacto con cualquier equipo energizado.

Importancia de las conexiones a tierra de las subestaciones eléctricas

Proporcionar la conexión a tierra para el neutro a tierra para transformadores, reactores y capacitores.

Constituyen la trayectoria de descarga apartarrayos de barra, protectores, espinterómetros y equipos similares.

Garantizan la seguridad del personal de operación al limitar las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación.

Mantenimiento a las subestaciones eléctricas

Mantenimiento preventivo

Es el más utilizado y se realiza antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema.

Mantenimiento correctivo

Es el aplicado cuando ocurre una falla o avería inesperada, se efectúa bajo condiciones de riesgo y se estudia el origen del error en el sistema que causó la falla.

Pasos a seguir en el mantenimiento a las subestaciones eléctricas

- Dejar fuera cargas

Este paso consiste en bajar cada uno de los interruptores principales con que se cuente en el lugar donde se esté prestando el servicio, con la finalidad de no averiar instrumentos o dañar el sistema eléctrico.

- Solicitud de libranza

Se tramita con el ente de comisión de electricidad, 2 semanas antes de realizar el mantenimiento preventivo y se les comunica a los consumidores la interrupción del servicio