

203
101



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"AUMENTO DE LA CAPACIDAD
INSTALADA DE ENERGIA ELECTRICA
EN LA CIUDAD DE CUERNAVACA"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A :

José Ignacio López Moguel

DIRECTOR DE TESIS:

Ing. César M. López Portillo Alcerreca



México, D. F.

1994

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

RECONOCIMIENTO

A todos mis amigos, compañeros del trabajo y escuela,
por su desinteresada colaboración, en la aportación
de su experiencia y conocimientos, para hacer posible
la culminación de este trabajo y mi carrera.

I N D I C E

I.-	INTRODUCCION.....	PAG. 1
II.-	ANTECEDENTES.....	PAG. 5
A).-	Capacidad instalada y situación actual de demanda en los Bancos.	
B).-	Areas atendidas con 6 y 23 KV	
III.-	ALTERNATIVA PROPUESTA AL SISTEMA.....	PAG. 21
A).-	Construcción de una Subestación y Líneas de 230 KV para respaldo del sistema.	
B).-	Cambio de Voltaje de 6 a 23 KV	
C).-	Construcción de una línea de 85 KV, para respaldo de la subestación Cuernavaca	
IV.-	CONSIDERACIONES GENERALES DE LA SOLUCION.....	PAG. 81
A).-	Solución Técnica a largo plazo	
B).-	Flexibilidad de operación del sistema	
V.-	ESTUDIO ECONOMICO.....	PAG. 88
VI.-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	PAG. 107

CAPITULO I

INTRODUCCION

Entre 1900 y 1910 quedaron fundadas en nuestro país las grandes Compañías Eléctricas, que posteriormente formarían la Industria Eléctrica Nacional. Frederik Stark Pearson estudió las posibilidades de los recursos hidráulicos de la zona de Necaxa ("Habitantes del Cajete del Agua").

A iniciativa suya se organizó en 1902, en Ottawa, Canadá, la **Mexican Light and Power Co.**, empresa cuyo primer paso consistió en adquirir los derechos de explotación de los Ríos Xaltepuxtla, Necaxa y Tenango, en el distrito de Huauchinango, Puebla. La concesión federal fue publicada en el Diario Oficial de la Federación Número 125 del 26 de Mayo de 1903.

En la actualidad es de suma importancia el uso de la energía eléctrica, a tal grado que, casi para cualquier actividad que se proponga realizar el ser humano es necesaria. Se cuenta con los recursos técnicos, humanos y materiales para producirse y distribuirse, sin embargo la demanda de este energético es mayor cada día en la industria, comercio y uso doméstico.

La ciudad de Cuernavaca es la cabecera del Municipio del mismo nombre y es la Capital del Estado de Morelos. (fig. 1)

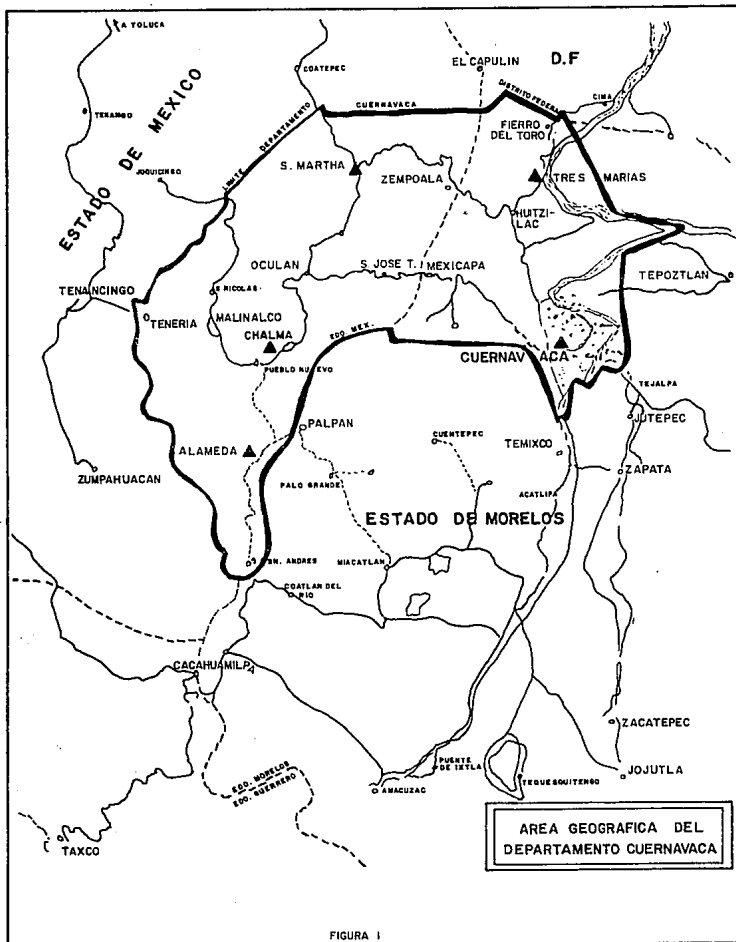


FIGURA I

Geográficamente está situada a los 18° 05 de latitud norte y 99° 06 de longitud occidental, su altitud es de 1542 metros sobre el nivel del mar y se encuentra básicamente en la región noroccidental del Estado.

El Municipio a su vez colinda con el Estado de México por el occidente, al norte con el Municipio de Huitzilac; al noroeste con el Municipio de Tepoztlán; al oriente con el Municipio de Jiutepec y al sur y suroeste con los Municipios de Temixco y Miacatlan, respectivamente.

De acuerdo con los datos obtenidos en la dependencia del Municipio llamada " Planeación Municipal de Desarrollo ", que basa sus datos en estadísticas y censos, se tiene la tabla siguiente:

H A B I T A N T E S

AÑO	1992	2000	2012
POBLACION FIJA	532,000	1,100,000	2,250,000
POBLACION FLOTANTE	186,200	385,000	787,500
TOTAL POBLACION	718,200	1,485,000	3,037,500

Se espera tener un crecimiento para dentro de 20 años de 1.718.000 habitantes fijos, desde el año de 1992 hasta el año 2012 y si se considera la población flotante, se tendrá una población de 2.319.300 habitantes de incremento.

Cabe mencionar que se ha considerado un 35 % más de población flotante sobre la fija a estadísticas del Municipio.

Si se considera el índice de crecimiento, la importancia actual de la Ciudad de Cuernavaca y su situación geográfica con respecto a la Ciudad de México, se verá que no existe una reserva de energía eléctrica, tan necesaria, para un futuro próximo y mucho menos a más largo plazo.

El siguiente trabajo presenta la posible solución para aumentar la capacidad instalada de potencia eléctrica en la Ciudad de Cuernavaca, que ha venido aumentando su demanda tanto por el crecimiento propio demográfico, como por la descentralización de la industria en el Distrito Federal y las Dependencias Oficiales de Gobierno.

Por lo antes expuesto y analizando que actualmente se tiene una sola Subestación, con solo 140 MVA de capacidad de potencia eléctrica y por las posibilidades económicas de la empresa, solamente se pueden tomar de inmediato las consideraciones para la instalación de una subestación

de 230 KV y cambio de voltaje de 6 KV a 23 KV, sin dejar de hacer el planeamiento en vista de las necesidades futuras de expansión, de crear dos nuevos Centros de Distribución de energía eléctrica, como se verá en los capítulos siguientes.

CAPITULO II

ANTECEDENTES

El departamento de Cuernavaca, perteneciente a la Cia. de Luz y Fuerza, cuenta con el siguiente apoyo en energía eléctrica (fig. 2):

- a).- Subestación Cuernavaca.
- b).- Subestación Grutas.
- c).- Subestación Coronas.
- d).- Subestación María Candelaria. (Tipo Rural)

y las Plantas de:

Alamedas y Temascaltepec.

El sistema Cuernavaca fue alimentado por dos circuitos de 60 KV (Planta Alameda), y dos de 85 kv (S.E. Magdalena). Posteriormente y debido a la construcción de la S.E. Zapata actualmente se alimenta en forma radial desde esta subestación, con dos líneas de 85 KV de 11.3 KM de longitud y 120 MVA de capacidad de transmisión cada una.

Las líneas Magdalena fueron retiradas, pero se conservo el derecho de vía para poderse utilizar en la construcción de alguna línea que pueda dar respaldo a la necesidad de energía eléctrica en la Ciudad de Cuernavaca.

SUBESTACIONES DE APOYO DEL DEPARTAMENTO CUERNAVACA

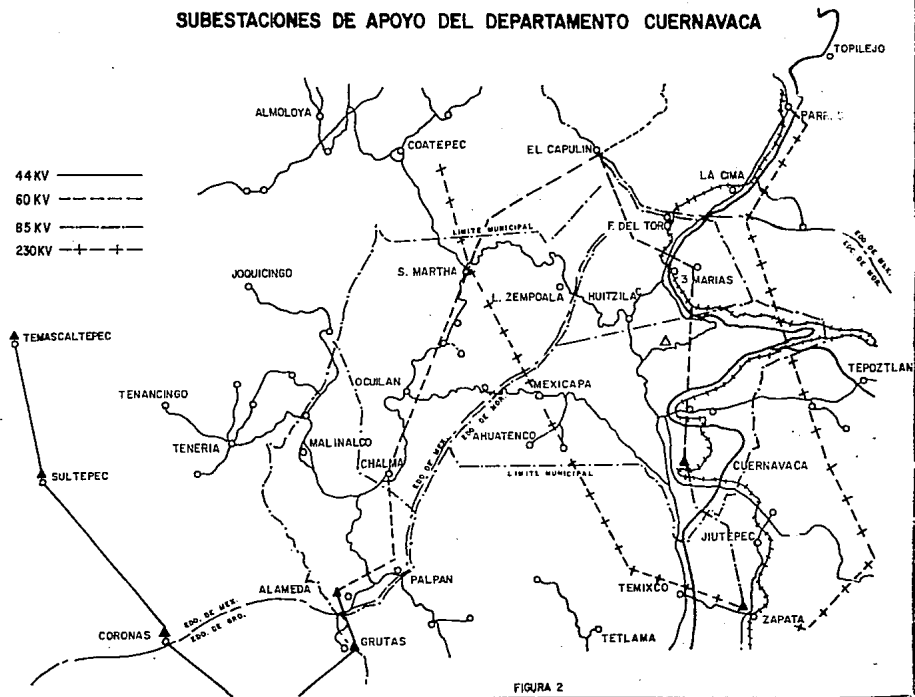
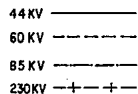


FIGURA 2

La generación de las plantas Alamedas y Temascaltepec se aprovecha localmente y sirven como soporte en las horas pico de carga.

La subestación Cuernavaca tiene tres Bancos 82 de 30 MVA cada uno con transformadores monofásicos y un Banco de 30 MVA trifásico; un Banco 86 de 30 MVA y un Banco 866 de 20 MVA con transformadores monofásicos, y para las necesidades de distribución, 9 circuitos de 23 KV y 11 de 6 KV. Como se ve la Subestación Cuernavaca, es una subestación radial, sin flexibilidad de alimentación de otras líneas de respaldo ó interconexión en alta tensión.

a).- CAPACIDAD ACTUAL INSTALADA

En la subestación Cuernavaca se tiene una capacidad instalada de 140 MVA, distribuidas de la siguiente manera:

1º Un Banco de 30 MVA, 85/6 KV (Banco 86), con tres transformadores monofásicos y uno extra.

A este Banco están conectados los 11 alimentadores de 6 KV con voltaje regulado cada uno de ellos y se denominan:

Circuitos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11. Existe un arreglo de doble barra de 6 KV para los alimentadores y un equipo extra denominado auxiliar que puede sustituir a cualquiera de los propios, que por efecto de mantenimiento ó falla quede fuera.

Cada alimentador tiene su propio tablero de control, protección y medición, teniendo una capacidad de distribución de 400 amperes, de acuerdo con el ajuste de los relevadores de protección de sobrecarga y tierra, haciendo notar que no llevan su carga límite.

El Banco suministra una corriente total promedio en horario normal de 2,100 amperes y en las horas de mayor demanda 2,750 amperes. Si consideramos que la corriente nominal es de 2,631 amperes se observa que está operando con una sobrecarga de 1.045 %.

2° Tres Bancos 82 de 30 MVA cada uno, 85/23 KV con 6 transformadores monofásicos y denominados Banco 82-A , Banco 82-B y Banco 82-C con conexión Delta-Estrella.

A estos Bancos se encuentran conectados 3 alimentadores a cada uno de ellos por barras colectoras separadas, que pueden estar conectadas en paralelo por condiciones especiales de operación.

Los alimentadores se denominan:

Para el Banco 82-A:

CUE - 21, CUE - 23 Y CUE - 25.

Para el Banco 82 - B:

CUE - 22, CUE - 24 Y CUE - 26.

Para el Banco 82-C:

CUE - 27, CUE - 28, CUE - 29

Cada uno de los alimentadores tiene desde luego su propio sistema de control, protección y medición convencionales de sobrecarga y tierra.

Asimismo la capacidad de distribución de cada alimentador es de 400 amperes, de acuerdo con el ajuste de los relevadores de sobrecarga y tierra y la selección de la relación de los transformadores de corriente. Se hace notar que no están llevando su corriente nominal de 400 amperes.

Banco 82 - A

Este Banco suministra una corriente total promedio en horario normal de 340 amperes y en las horas de mayor demanda de 533 amperes, si consideramos que la corriente nominal es de 753 amperes, se tiene que opera con 71 % de su capacidad nominal.

Banco 82 - B

Este Banco suministra una corriente total promedio en horario normal de 460 amperes y en las horas de mayor demanda de 590 amperes, si consideramos nuevamente su capacidad nominal de 753 amperes, se tiene que opera con 78 % de capacidad nominal.

Banco 82 - C

Este Banco se construyó en el año de 1991, y vino a descargar la necesidad de energía que tanta falta hace a la Ciudad de Cuernavaca.

Suministra una corriente total promedio en horario normal de 330 amperes y en las horas de mayor demanda 470 amperes, si consideramos nuevamente su capacidad nominal de 753 amperes, se tiene que opera con un 62 % de su capacidad nominal.

Si se analiza la situación de cargas de los Bancos 85/23 KV, A, B y C desde el punto de vista de operación y mantenimiento, se ve que no existe flexibilidad para una continuidad en el suministro de energía

eléctrica, ya que, por falla propia de cualesquiera de los Bancos 85/23 Kv, ó necesidades de mantenimiento, es imposible que uno de ellos pueda soportar la carga total del otro y entre los dos restantes estarían trabajando al 110 % de su capacidad.

Las consideraciones que podemos hacer respecto al Banco 85/6 son más críticas, puesto que es el único soporte de energía en los alimentadores de 6 KV y no existe posibilidad alguna de cambios por operación para el suministro de energía en este voltaje.

Este último análisis es una razón más, para pasar la mayor parte de energía de distribución a 23 KV, ya que de acuerdo con la política técnica de la empresa, como veremos adelante tiende a desaparecer el sistema de distribución de 6 KV.

El arreglo general de la subestación Cuernavaca es de tipo convencional intemperie, doble barra en 85 KV e interruptor de amarre.

Los Bancos de transformadores son tipo intemperie así como el equipo de 23 KV y el equipo de los alimentadores de 6 KV es de tipo interior.

El diagrama unifilar de la subestación en su estado actual se muestra en la figura 3 .

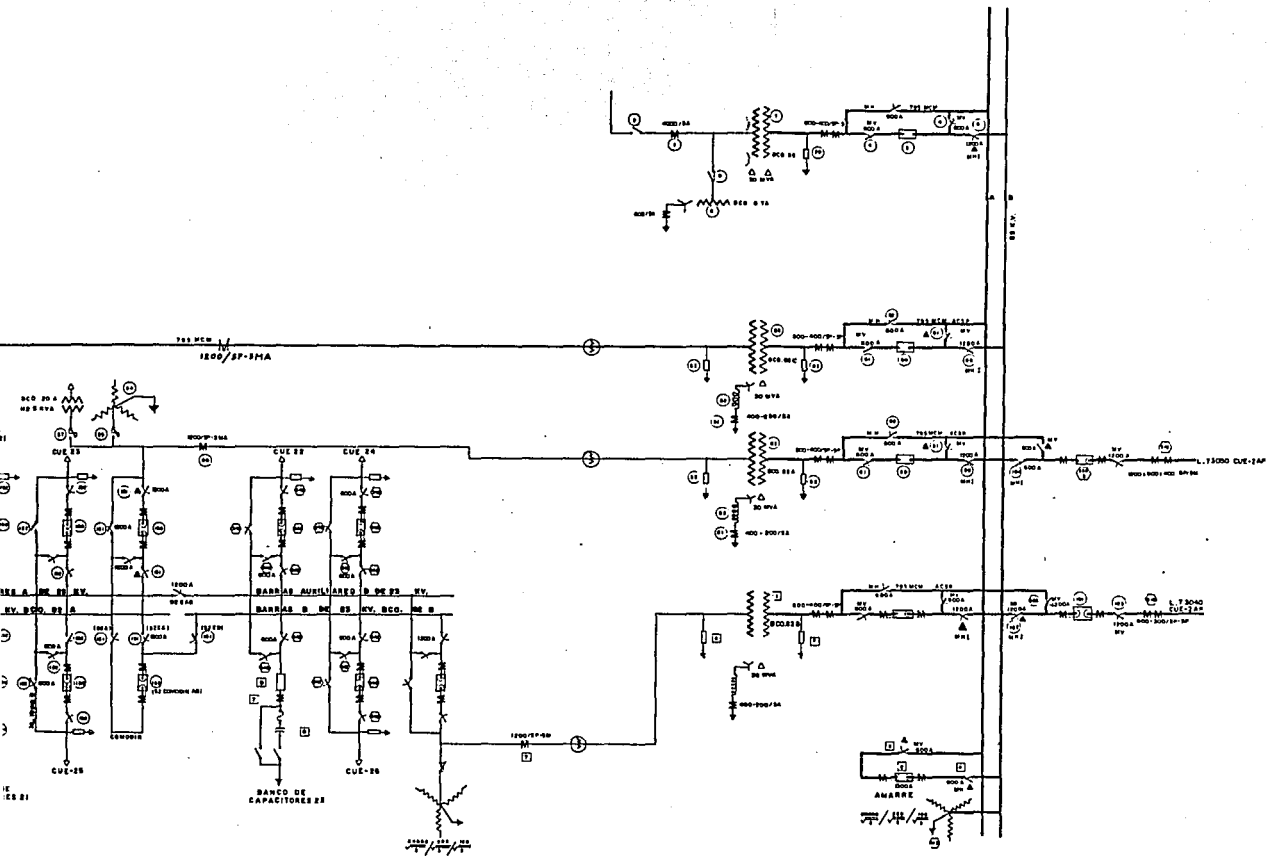


FIGURA 3

	DIAGRAMA UNIFILAR
	S. E. GUERNAVACA
FIGURA Nº 10	

b).- AREAS ATENDIDAS CON ALIMENTADORES DE 6 KV Y 23 KV.

EL principal objetivo de las empresas de energía eléctrica, esta el dar a los consumidores un servicio de calidad, y atender la demanda de los nuevos consumidores, es por esto que se encontró que la tensión de distribución a 6 KV no es suficiente para cubrir estos objetivos, ya que las Subestaciones y los alimentadores de 6 KV, con su equipo, son obsoleto y por tanto existen dificultades para encontrar refacciones en el mercado, no siendo posible ampliarse más, tanto en subestaciones como en las redes, lo cual da origen al cambio de tensión por la densidad de carga de 6 KV a 23 KV, esto permitirá elevar en forma considerable y eficaz la capacidad disponible del sistema de distribución, sin perjudicar el servicio ó modificar notablemente las instalaciones ya existentes.

Los sistemas de distribución de corriente alterna tal como se conocen y aplica actualmente, es decir transportando grandes cantidades de energía en alta tensión a lugares distantes, donde se encuentran transformadores de distribución que reducen el voltaje a baja tensión, fueron diseñados por J. Gaulard y J. D. Gibs en el año de 1892.

Ahora bien, un sistema de potencia se divide en tres partes principales que son:

Generación, Transmisión y Distribución.

A su vez distribución se divide en:

Redes primarias, transformadores de distribución, redes secundarias, acometidas y medición que son el servicio al cliente, y cada uno de ellos esta íntimamente ligado a los demás.

Los alimentadores primarios son los elementos encargados de distribuir la energía eléctrica de la subestación de potencia hasta la carga, generalmente adoptan configuraciones que permiten hacer movimientos de carga con relativa facilidad, llevar a cabo ampliaciones en la red con un mínimo de modificaciones, asegurar el máximo de continuidad y operar en la manera más eficiente.

Las tensiones de operación de los alimentadores primarios están en función de:

El valor de la carga ha alimentar, las perdidas, el costo de instalacion, el costo de mantenimiento y las restricciones de espacio de la via publica que presentan los reglamentos en vigor de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica y Manual de Instalaciones.

Las tensiones más comúnmente usadas en la República Mexicana para los alimentadores primarios son:

- a).- 3,000 normalmente se utiliza para el sistema de bombeo en minas y fabricas muy viejas.
- b).- 6,600 se conserva como voltaje de distribución, ya que tiene mucho tiempo de instalado, y se ha ido reemplazando poco a poco.
- c).- 13,200 se utiliza comúnmente en electrificaciones rurales.
- d).- 23,000 es el voltaje de distribución normalizado.

La Compañía de Luz y Fuerza utiliza solamente 6,600 y 23,000 volts. Los elementos principales de estas redes son:

Transformadores, seccionadores, cuchillas, interruptores en aire, restauradores, aisladores y cables principalmente, estos elementos son instalados en postes o estructuras de diferentes materiales.

Los movimientos de carga se llevan a cabo con juegos de interruptores en aire de operación manual, que son instalados de una manera conveniente para poder efectuar maniobras tales como:

Trabajos por emergencia, ampliación de la red, atender nuevos servicios sin tener la necesidad de operar el interruptor general de la subestación, ya que existen servicios importantes como hospitales, edificios públicos, fabricas que por su naturaleza del proceso no permiten la falta de energía eléctrica en ningún momento y es por esto también que se procura tener redes de doble alimentación ya sea con dos alimentadores de las misma subestación ó posibilidades de conexión con otra subestación (Zapata de C.F.E.).

Cabe mencionar que las líneas de los alimentadores antiguos de 6 KV, en su mayoría están construidas con conductores de cobre y las líneas de 23 KV con conductores de aluminio lo que las hace más económicas.

Básicamente con 11 alimentadores de 6 KV y 9 de 23 KV se suministra la energía eléctrica a la Ciudad de Cuernavaca, los alimentadores se distribuyen como se muestra en la figura N° 4.

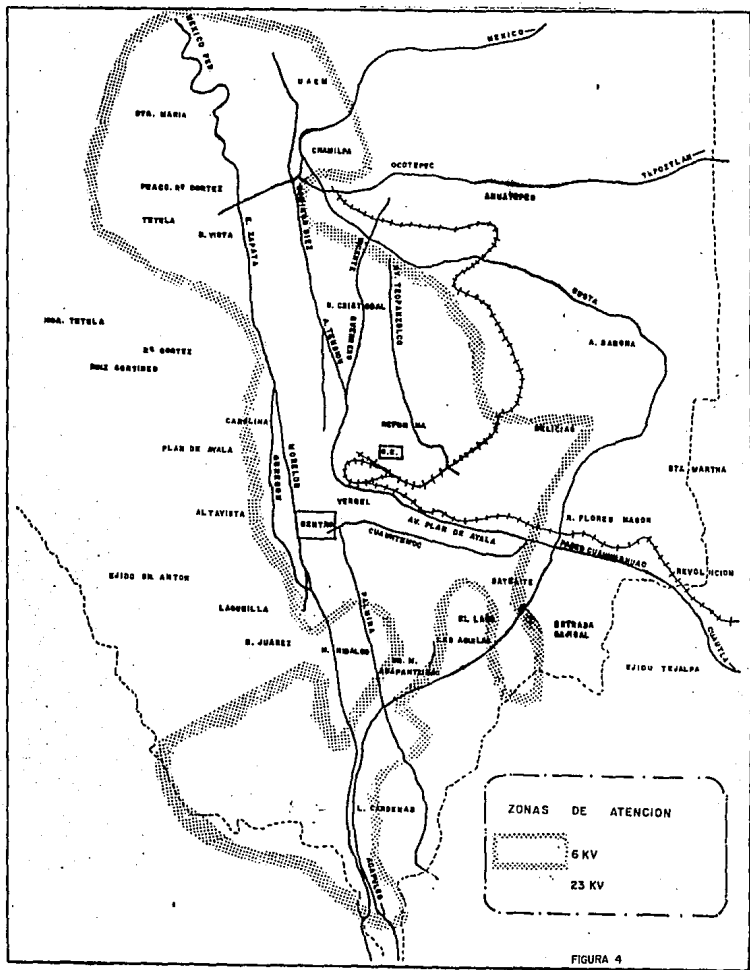


FIGURA 4

Asimismo, es digno mencionar que el Municipio de Huitzilac que incluye las poblaciones de Tres Marias, Santa María Ahuacatlán, Rancho Cortes y Fraccionamiento de Real de Monte Casino, tienen la energía a través de una subestación rural 23/6 KV de 1.000 KVA, que se la proporciona la energía del alimentador CUE - 21, observándose un gran número de problemas por mala regulación y consiguiente bajo voltaje.

Además se ha venido registrando un alto índice de crecimiento en la demanda de energía de esta zona. También se tienen condiciones de bajo voltaje por condiciones de carga y distancia en la zona sur de la Ciudad.

A continuación se presenta un cuadro con cada uno de los alimentadores de 6 y 23 KV. En la tabla se manifiesta también en KVA, y amperes de energía la capacidad de cada uno de ellos.

BANCO 86

ALIMENTADORES DE 6 KV

Nº CIRCUITO	CAPACIDAD DEL CIRCUITO KVA	CARGA ACTUAL EN AMPERES	CARGA ACTUAL EN KVA
1	4,000	290	3,015
2	4,000	280	2,909
3	4,000	235	2,441
4	4,000	200	2,078
5	4,000	235	2,441
6	4,000	300	3,117
7	4,000	300	3,117
8	4,000	145	1,506
9	4,000	280	3,909
10	4,000	245	2,545
11	4,000	240	2,494
TOTAL:	44,000	2,750	28,572

Banco 86: Tiene 57 % de su capacidad nominal
Esto es considerando el Banco 86 con 30 MVA y el Banco 866 con 20 MVA

ALIMENTADORES DE 23 KV

BANCO 82 - A

CIRCUITO	CAPACIDAD DEL CIRCUITO KVA	CARGA ACTUAL EN AMPERES	CARGA ACTUAL EN KVA
CUE - 21	10,000	175	6,971
CUE - 23	10,000	250	9,951
CUE - 25	10,000	108	4,298
T O T A L :	30,00	533	21,220

Banco 82 - A. Tiene 71 % de su capacidad nominal

BANCO 82 - B

CIRCUITO	CAPACIDAD DEL CIRCUITO KVA	CARGA ACTUAL EN AMPERES	CARGA ACTUAL EN KVA
CUE - 22	10,000	150	5,975
CUE - 24	10,000	220	8,763
CUE - 26	10,000	220	8,763
T O T A L :	30,000	590	23,500

Banco 82 - B. Tiene 78 % de su capacidad nominal.

BANCO 82 - C

CIRCUITO	CAPACIDAD DEL CIRCUITO KVA	CARGA ACTUAL EN AMPERES	CARGA ACTUAL EN KVA
CUE - 27	10,000	170	6,764
CUE - 28	10,000	110	4,382
CUE - 29	10,000	190	7,563
T O T A L :	30,000	470	18,709

Banco 82-C.- Tiene un 62 % de su capacidad nominal.

De los cuadros de carga anteriores podemos deducir que:

Banco 86.- Como se había mencionado, se encuentra operando con un margen que es relativo, ya que la longitud de los alimentadores no permite tener una buena regulación y la caída de potencial esta en el limite que se necesita para dar un buen servicio.

Banco 82 - A.- En este Banco la energía se encuentra distribuida en forma homogénea con excepción del alimentador CUE - 25 que se encuentra en una zona nueva y de expansión de la Ciudad de Cuernavaca, en tanto el incremento de la población crezca podrá absorber la carga restante disponible del Banco. Aún así se deduce también que el alimentador CUE - 23, esta al limite de la capacidad nominal de distribución de 10 MVA.

Banco 82 - B.- La situación de cargas de este Banco, se considera crítica, puesto que tiene el 78 % de su capacidad nominal y la sobrecarga del alimentador CUE - 24 hace difícil la regulación.

Banco 82 - C.- Con el apoyo de los alimentadores de este Banco, se están dando los nuevos servicios, además de servir como soporte del cambio de voltaje.

Debido a las diferentes zonas de influencia de los otros alimentadores es difícil por el momento tener un buen balance de cargas, por este motivo se está trabajando para modificar físicamente en las calles y por medio de la instalación de interruptores, cuchillas, restauradores, seccionadores, etc., para lograr este balance.

Es importante hacer notar que la Red de Distribución es mixta, es decir, se tienen servicios en red aérea y subterráneo, con lo cual es necesario tener un sistema que permita la flexibilidad para dar mantenimiento.

Como en todas las ciudades en crecimiento las redes mixtas están íntimamente ligadas, ya que, el aumento de las densidades de carga industrial, comercial, y doméstica, ha obligado al sector eléctrico a ampliar sus sistemas de cables subterráneos, con el fin de reducir, al mínimo las interrupciones causadas por rayos, tormentas, vientos, choques de vehículos, etc. a los cuales están expuestas las redes aéreas.

En la Ciudad de Cuernavaca se tienen los siguientes servicios en Cables Subterráneos.

DESCRIPCION	6 K.V.	23 K.V.	TOTAL
CENTROS COMERCIALES	5	6	11
BANCOS	0	3	3
UNIDADES HABITACIONALES	0	12	12
OFICINAS DE GOBIERNO	4	5	9
FABRICAS	0	5	5

CAPITULO III

ALTERNATIVA PROPUESTA AL SISTEMA

Como solución inmediata a la problemática de falta de energía eléctrica para distribución y flexibilidad de operación, de acuerdo con la demanda actual y considerando las posibilidades económico-políticas de desarrollo de la empresa, se propone en este capítulo como proyecto, los siguientes.

- A).- Construcción de una Subestación y Línea de 230 KV para respaldo del sistema.
- B).- Cambio de voltaje de 6 a 23 kv.
- C).- Construcción de una línea de 85 kv, para respaldo de la Subestación Cuernavaca.

Actualmente los Bancos 82-A, 82-B, 82-C y 86, se encuentran conectados por el lado de 85 KV a dos barras colectoras que se denominan barras base y barras auxiliares, estas últimas, son por flexibilidad de operación, que a través de un interruptor comodín de amarre pueden operar en paralelo, o bien este "comodín" puede sustituir en operación a cualquiera de los interruptores de 85 KV de los Bancos, uno a la vez

haciéndose la transferencia de protecciones al mismo desde los tableros de control y protección.

La sustitución puede hacerse mediante las cuchillas "Y" de cada Banco al Bus auxiliar.

El arreglo convencional por el lado de 23 KV, cada Banco tiene su propio interruptor y este por medio de cuchillas esta conectado a sus barras colectoras principales o barra base. También se cuenta con barras colectoras auxiliares y un interruptor comodín que puede sustituir operativamente a cualquier interruptor de Banco o alimentador.

Es tan flexible el sistema que por medio de este interruptor comodín se puede efectuar un amarre paralelo de Bancos.

Esto es, teniendo la carga de uno de ellos por las barras colectoras auxiliares y el otro por sus propias barras base, para así efectuar esta conexión paralelo por medio del interruptor "comodín", ya que las características eléctricas de los transformadores son iguales. El problema de este paralelo es que aumenta el corto circuito y si falla un Banco en los otros opera la sobrecarga.

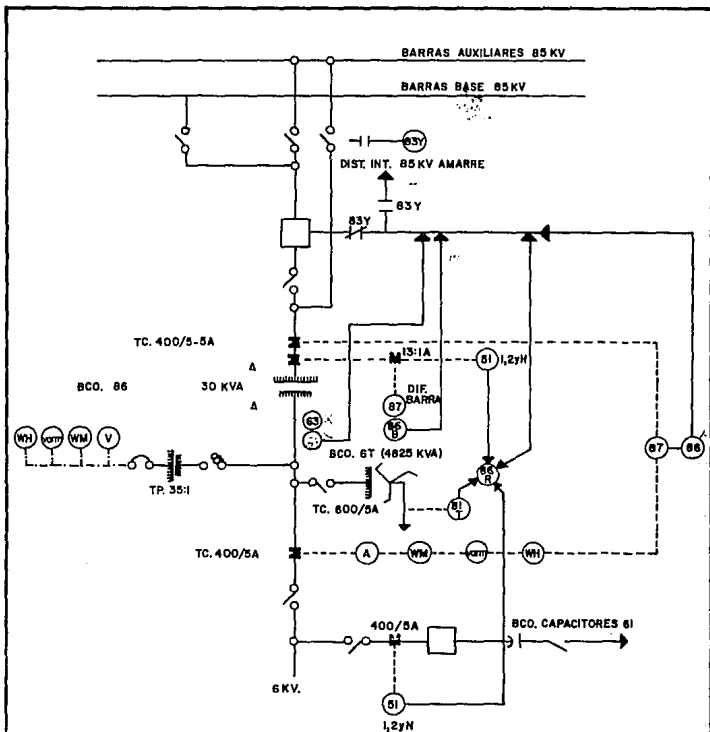
Cabe mencionar que en todos los casos de sustitución del interruptor comodín por otro, existen los sistemas de transferencia de protecciones desde el salón de tableros de control, protección y medición.

Las protecciones eléctricas de los Bancos son de sobre-corriente de fase y tierra, diferencial y Buchholz básicamente y desde luego todos los sistemas de alarma conectados a un gabinete con señalización de alta temperatura, bajo el nivel de aceite, para el sistema de enfriamiento, baja presión de aire en los interruptores, etc.

En las figuras N°s: 5, 6, 7, 8, y 9 se muestran los diagramas esquemáticos de las protecciones de los Bancos 82-A, B, C y 86, comodín de 23 Kv, alimentadores de 6 y 23 KV, así como el diagrama esquemático general de protecciones de la subestación.

A).- Construcción de una Subestación y Líneas de 230 KV para respaldo del sistema.

Es necesario que la Subestación Cuernavaca tenga interconexión con otro punto de la Red Nacional, ya que, como se menciono anteriormente esta radial con la S.E. Zapata, perteneciente a la C.F.E. (fig. 10). Originalmente se pensó en la posibilidad de instalar una subestación en el



ARREGLO: DOBLE BARRA CON INT. AMARRE EN 85 KV.

FIGURA N° 5

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DEL BANCO 86 CON DIFERENCIAL DE BANCO, SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA: Y PROTECCION BUCHOLZ.

S. E.
CUERNAVACA

ARREGLO: BUS SECCIONADO DE 23 KV.

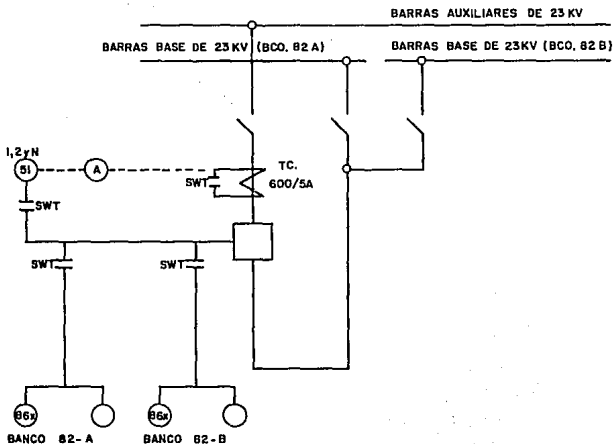


FIGURA No 6

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DEL COMODIN DE 23KV CON SOBRECORRIENTE Y TIERRA.

S.E.
CUERNAVACA

ARREGLO: BUS SECCIONADO DE 23 KV.

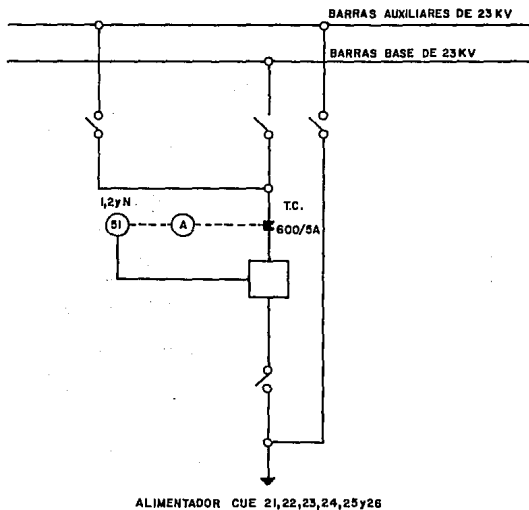


FIGURA No 7

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DE LOS ALIMENTADORES DE 23KV CON SOBRECORRIENTE Y TIERRA.

S.E.
CUERNAVACA

ARREGLO: DOBLE BARRA DE 6 KV

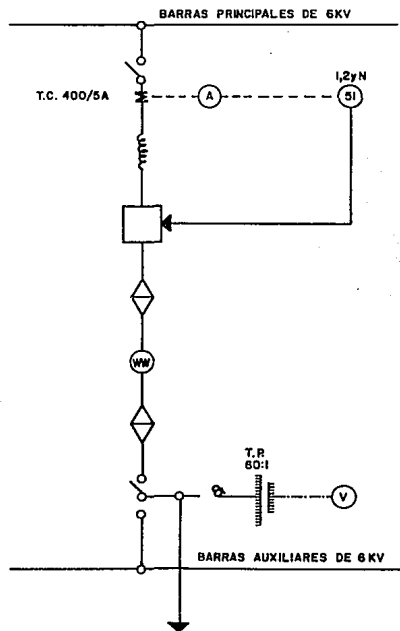


FIGURA No. 8

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DE LOS ALIMENTADORES DE 6 KV CON SOBRECORRIENTE Y TIERRA.

S.E.
CUERNAVACA

ARREGLO: DOBLE BARRA CON INT. AMARRE EN 85 KV Y DOBLE BARRA SECCIONADA
CON INT. COMODIN POR 23 KV.

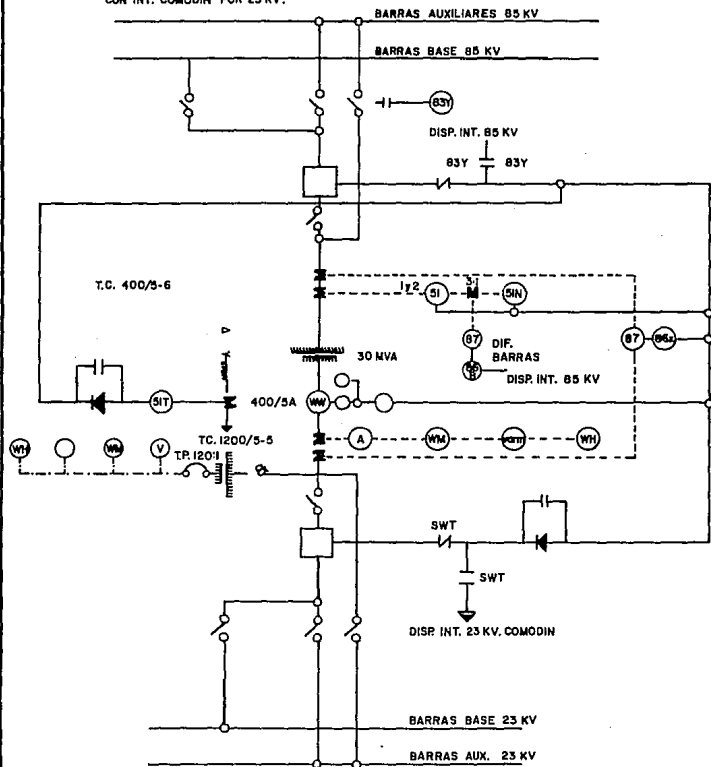


FIGURA 9

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE PROTECCION Y MEDICION DE LOS BANCOS 82 A Y B CON DIFERENCIAL DE BANCO SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA, Y PROTECCION BUCHOLZ.

S.E.
CUERNAVACA

SITUACION ACTUAL S.E. CUERNAVACA

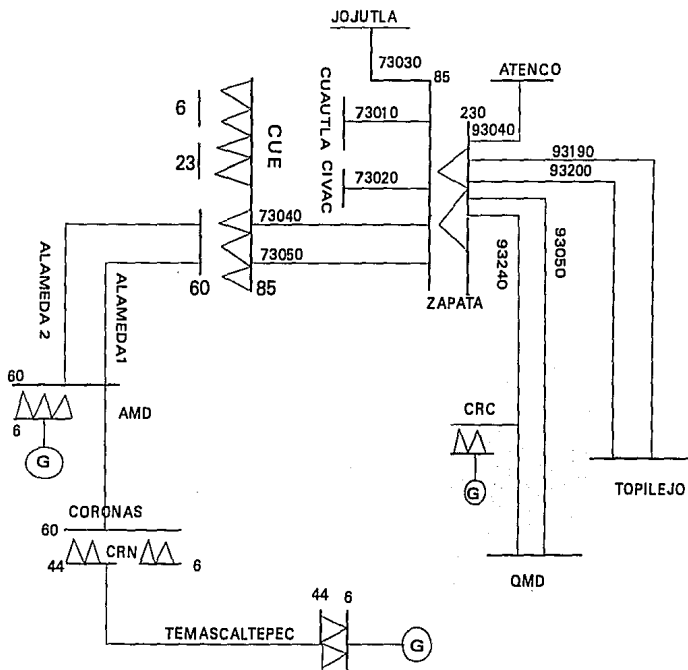


Figura 10

Poblado de Tres Marias por la cercanía que tiene con la Ciudad de México, así como con Cuernavaca. Por diversas causas esta opción fue rechazada y se planteó la posibilidad de construir la nueva subestación dentro de la Ciudad de Cuernavaca.

Debido al crecimiento demográfico de la Ciudad de Cuernavaca y a la gran demanda de energía eléctrica; se contempla la posibilidad de construir una subestación en Hexafluoruro de Azufre (SF₆) de 230/23 KV con dos Bancos de 60 MVA cada uno y un Banco de 100 MVA 230/85 KV para atender la demanda que día a día aumenta en la Ciudad de Cuernavaca (fig. 11). Con esta capacidad instalada tenemos una capacidad firme de 144 MVA, aceptando una sobrecarga de 20 % en dos de los transformadores, cuando el otro está fuera de servicio.

Las subestaciones se diseñan para alimentar inicialmente con dos transformadores trifásicos, de 60 MVA, una carga constituida por 8 alimentadores de 23 KV, con una capacidad de 9 MVA, cada uno, lo que da una carga total máxima de 72 MVA.

Capacidad instalada = 2 Transformadores de 60 Mva c/u = 120 MVA

Capacidad firme = 60 MVA x 1.2 = 72 MVA

8 Alimentadores x 9 MVA = 72 MVA

S.E. MORELOS

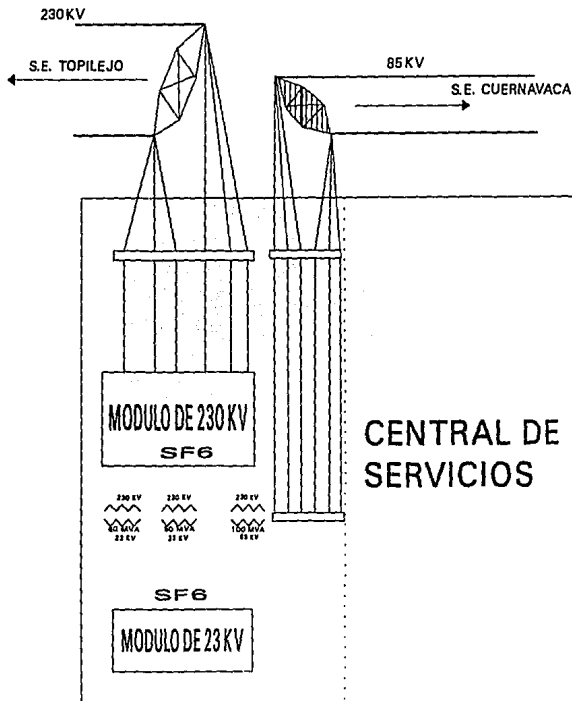


Figura 11

La capacidad máxima será cuando se tengan tres transformadores trifásicos de 60 MVA, y podrán añadirse cuatro alimentadores de 23 KV más para hacer un total de doce.

El equipo e instalaciones de la sección de 23 KV, tiene capacidad suficiente para una carga de 12 MVA por alimentador.

Capacidad instalada = 3 Transformadores de 60 Mva c/u = 180 MVA

Capacidad firme = 60 MVA x 1.2 x 1.2 = 144 MVA

12 Alimentadores x 12 MVA = 144 MVA.

Los Bancos de 230/23 KV tendrán, como se demostró anteriormente, cada uno cuatro alimentadores de 23 KV con lo que se resolvería el problema de energía eléctrica para los próximos 20 años.

CARACTERISTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

Transformadores trifásicos de 60 MVA, 230/23 KV, con el primario de 230 KV conectado en estrella con el neutro directamente a tierra, dos secundarios de 23 KV, con capacidad de 30 MVA cada uno conectado en estrella y cada neutro conectado a tierra a través de una reactancia de 0.4 Ohms.

Las características generales son las siguientes:

Capacidad : 43/51/60 MVA

Clase de enfriamiento : OA/FA/FOA

Número de fases : 3

Voltaje entre fases en vacío : 220 KV \pm 10% con
cambiador de derivaciones automático y bajo carga

Conexión : Estrella con neutro sacado fuera del
tanque.

Nivel Básico de aislamiento al impulso : 900 KV

Regulación de Voltaje : Los transformadores 230/23 KV, 60 MVA, tienen un cambiador de derivaciones bajo carga del lado de alta tensión, controlado por un sistema de regulación de voltaje que lo mantiene adecuado en las terminales del devanado de 23 KV, en función de la carga conectada. El Banco de 230/85 sería para dar flexibilidad a la subestación Cuernavaca con respecto al Sistema Central y no estar radial como lo esta actualmente.

La subestación se construirá en la parte central de la Ciudad (fig. 12), lo que permite una mejor distribución de la energía eléctrica, amarras adecuadas con los alimentadores existentes, y un soporte para la zona de influencia del Departamento Cuernavaca.

Debido a la alta plusvalía del predio, el construir una subestación de SF6 permite utilizar el terreno en forma más óptima, ya que, se aprovechará parte del mismo para construir un centro de distribución, talleres y oficinas para dar un mejor servicio al usuario.

La construcción de las subestaciones en SF6 en Cia. de Luz y Fuerza, es cada día más frecuente porque son más confiables que las convencionales.

ANTECEDENTES

El SF6 fue sintetizado por primera vez en la Facultad de Farmacología en París por Moisson y Lebeau en 1900. Produjeron flúor por electrólisis, que al reaccionar con azufre se observó una fuerte reacción exotérmica, debido a la formación de un compuesto sumamente estable e inerte.

En 1937 se realizaron las primeras investigaciones enfocadas hacia la industria por la General Electric Co., la cual sugirió su uso en equipo

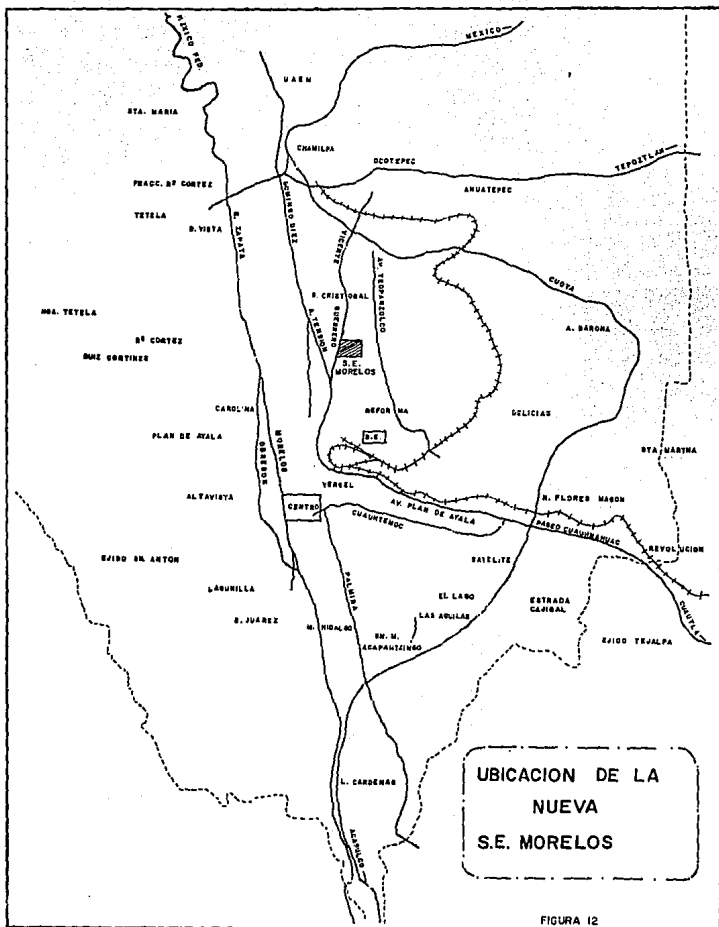


FIGURA 12

eléctrico debido a su alta rigidez dieléctrica, la cual es el doble que la del aire.

En ese mismo año Thomson-Houston plantearon el uso de SF6 para aislar cables y capacitores. En 1947 se publicaron trabajos en el aislamiento de Transformadores. En 1948 se desarrolló un proceso industrial para la producción de SF6 por la Allied Chemical Corp.. En 1960 se establece una mercadotecnia para el uso del SF6 en equipo eléctrico, así como el lanzamiento del primer Interruptor para altos y bajos voltajes.

En la actualidad el uso de SF6 no solo se usa en Interruptores, sino que se han desarrollado cables, buses y subestaciones aisladas con lo cual se reducen los espacios de operación e instalación de este tipo de equipo.

PROPIEDADES FISICAS

Es un gas incoloro, inodoro, insípido, no tóxico y no flamable.

Fórmula	SF6
Peso Molecular	146.05
Temp. de Sublimación a 1 Atm. °C	-63.9
Punto de Fusión a 34.5 psias	-50.8

Densidad a 21.1 °C 1 Atm. g/l	6.139
Tensión superficial a -20 °C dinas/cm	8.02
Viscosidad cp líquido a 13.52 °C	0.305
gas a 31.16 °C	0.0157
Indice de refracción a 0 °C 760 mm Hg	1.000783
Temperatura critica Tc. °K	318.8
Presión Critica, Pc bars	2735.8
Atm	36.557
Volumen Critico, Vc cm/g	1.356
litros/g. mol	0.198
Solubilidad a 1 Atm. en :	
Aceite para Transformador a 27 °C	0.408
Agua a 24.85 °C	0.0055
Solubilidad en agua % por peso	0.0097

Analizando los datos de esta tabla, vemos que es uno de los gases mas pesados que se conocen, es casi 5 veces mas pesado que el aire, es insoluble en el agua. Debido a su alta densidad, su calor especifico es 3.7 veces mayor que el aire. Su baja temperatura de sublimación aseguran que los equipos no fallaran por condensación a bajas temperaturas.

PROPIEDADES ELECTRICAS

Rigidez Dieléctrica (rel N2 = 1) a	60 HZ - 1.2 MHZ
	2.3 - 2.5
Constante Dieléctrica a 25 °C 1 Atm.	1.002049
Perdidas (Tangente Delta) tan 1 Atm	2×10^{-2}

El SF6 posee excelentes propiedades dieléctricas, en las mismas condiciones que el aire, su rigidez es 2.5 mayor.

Estas propiedades se deben a la naturaleza electro-negativa de la molécula SF6 que capta los electrones libres y retarda el fenómeno de avalancha que origina la disrupción. La misma razón lo hace un buen agente extintor del arco eléctrico, cuya eficiencia se puede estimar a más de 10 veces la del aire. El SF6 es 100 veces más efectivo que el aire en condiciones similares para la interrupción de la corriente.

El SF6 no sufre fracturas permanentes como los dielectricos solidos; cuando se rompe se recupera al desaparecer el arco eléctrico (elevada temperatura). El esfuerzo dieléctrico no varia con la frecuencia a 3G HZ trasmite 10 veces más que el aire.

PROPIEDADES TERMODINAMICAS

Calor de sublimación, cal/g-mol	5640
Calor de fusión, cal/g-mol	1200
Calor de vaporización a 25 °C cal/g	15.767
Conductividad térmica 30 °C cal/seg-cm °C	3.36×10^{-2}
Entalpia a 21.1 °C, 1 Atm cal/g	34.4155
Entropia a 21.1 °C, 1 Atm cal/g °K	0.15887

Como se puede apreciar de acuerdo con la tabla, el SF6 es un gran transmisor de calor, transfiere 50 % más calor que el H2. El contenido de agua recomendable para el SF6 es de -45 °C de punto de rocío el cual corresponde a 8.9 p.p.m. por peso ó bien 71 p.p.m. por volumen.

PROPIEDADES QUIMICAS

El SF6 es un gas muy estable, está formado por la unión de dos elementos muy activos con la disipación de una gran cantidad de calor, lo que confirma su gran estabilidad química. La estructura molecular del Hexafloruro de azufre es la de un octaedro regular, en la cual sus 6 esquinas están ocupadas por átomos de flúor.

El flúor es el elemento más electro-negativo que se conoce. El SF6 puede calentarse hasta 500 °C sin sufrir descomposición, no es inflamable, no reacciona con el hidrógeno, cloro, oxígeno, los ácidos, los alcalis y el amoníaco. Otras de las ventajas del SF6 es que no deja depósitos de carbono como sucede con el aceite.

La eliminación de la humedad implica la estabilidad del SF6. Es recomendable que el punto de rocío en el gas se mantenga abajo de 0 °C.

APLICACIONES

En la industria eléctrica es donde mayor uso tiene el SF6; este es utilizado como aislante en Transformadores de Potencia, Barras, de fases aisladas, Cuchillas desconectadoras, Barras de transmisión, equipos de rayos X, Interruptores, Tubos de microondas, etc.

DESCOMPOSICION DEL SF6 DURANTE UN ARCO ELECTRICO

Cuando el SF6 se somete a descargas eléctricas se disocia y se ioniza pero en muy poco tiempo después de la extinción del arco se recombina y forma nuevamente SF6.

Esta recombinación no sucede con el 100 % del gas involucrado, debido principalmente a la presencia de aire y algunos metales como Tungsteno, cobre, aluminio, etc. ya que es necesario recordar que hablamos de una

cámara de extinción de arco eléctrico en un interruptor de potencia en la que existen todo este tipo de materiales.

Debido a lo anterior los diseñadores de estos equipos incluyen en las cámaras del arqueo elementos que actúen como absorbentes ó neutralizadores de aquellos compuestos que pueden ser dañinos al equipo o a la salud de quienes estén en contacto con ellos.

MEDIDAS DE SEGURIDAD Y MANEJO DEL SF6

Es recomendable en los trabajos de mantenimiento en algún equipo que utilice SF6 como medio aislante, emplear las siguientes precauciones:

- 1.- Antes de iniciar un trabajo en algún equipo con sospecha de fuga SF6 y de productos de descomposición, ventilar cuando menos unos 5 minutos.
- 2.- El gas en estado puro es incoloro, inodoro, no es tóxico y no es inflamable.
- 3.- El SF6 es mas pesado que el aire y tiende a permanecer en las partes más bajas y aunque no haya sido sometido a un arqueo eléctrico no es tóxico, sin embargo desplaza al oxígeno del aire y puede causar asfixia.
- 4.- Los productos de descomposición del gas SF6 oxigenados en un arco eléctrico son tóxicos.

5.-Purge o releve en alguna forma el SF6 a través de conductos o tuberías que salgan hacia la atmósfera o releve el gas bombeándolo a través de filtros y almacénalos en cilindros ó en el equipo especial para su manejo y tratamiento.

6.-Durante el arqueo eléctrico la presencia de humedad da lugar a la formación del ácido fluorhídrico (HF) el cual tiene un olor característico a huevo podrido.

7.- Los medios de seguridad que el personal de mantenimiento debe utilizar son: Guantes largos de hule para las manos y brazos, mandil de plástico para el cuerpo, mascarilla para gases y polvos tóxicos, protector para la cara.

8.-Si por algún descuido una persona entra en contacto con el polvo blanco de fluoruros metálicos, es recomendable lavarse perfectamente con agua.

ALMACENAMIENTO

El gas SF6 se almacena en cilindros pintados con aluminio y una franja media verde. No es recomendable que los cilindros queden expuestos a los rayos de sol, el lugar debe estar libre de explosivos así como de

materiales inflamables, nunca debe almacenarse sumergidos en agua o en contacto con la humedad.

Las subestaciones encapsuladas aisladas con SF₆ tienen además las siguientes ventajas:

1).- Debido a que todas las partes con tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina la probabilidad de un contacto accidental con un elemento con tensión y en esta forma se aumenta la seguridad del personal y la continuidad del servicio.

2).-La construcción encapsulada protege a la instalación de los efectos de la contaminación atmosférica (polvo, niebla, salinas, humo, etc.), disminuye los efectos de la subestación sobre el medio ambiente, evitando la radio-interferencia y el nivel de ruido debido a la operación de interruptores.

SISTEMA DE TIERRAS

Al diseñar una subestación, el aspecto principal para limitar a valores tolerables al cuerpo humano las corrientes producidas por fallas de fase a tierra y a las sobre-tensiones debidas a descargas atmosféricas, es la instalación de un sistema de tierras, que sirve para drenar las

sobretensiones y sobre-corrientes producidas, y mejorar la calidad del servicio.

A dicha red deben ir conectados todos los neutros de los equipos, con el fin de que siempre se encuentren al potencial de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierras en las subestaciones es que cumplan con:

a.- Contar con una longitud de conductor enterrado y una disposición o diseño adecuados para proporcionar un circuito de muy baja impedancia que conduzca en forma segura las corrientes de fase a tierra y las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, entre otros.

b.- Evitar que durante la circulación de las mencionadas sobre-corrientes, se produzcan sobretensiones que sean mayores que las toleradas por el cuerpo humano.

c.- Al instalar relevadores detectores de corriente de secuencia cero, eliminen las fallas de fase a tierra.

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE TIERRAS

1).- El cable debe ser continuo al rodear el perimetro de la subestación.

2).- La malla debe estar constituida por cables dispuestos en forma paralela y perpendicular con espaciamentos dados por el cálculo de dicha red.

3).- Se usara cable de cobre Cud 4/0 AWG, para la malla y los conductores de puesta a tierra.

4).- Los electrodos, conectores, así como el cable que forman la malla, deben tener su punto de fusión alto, para permanecer sin alteraciones en las más severas de las fallas.

5).- La resistencia total de la malla debe ser menor a 10 Ohms.

La resistividad del suelo, también conocida como resistencia específica, es la propiedad que tiene el suelo para conducir electricidad, la cual esta determinada por el tipo de suelo, el contenido de humedad, su composición química y la temperatura entre otros factores.

La resistividad se mide en Ohms-metro, Ohms-cm, etc. Existen dos formas para determinarla, una es empírica mediante tabulación y conocimiento del terreno y la otra efectuando la medición directamente en el terreno.

Una clasificación general del terreno es:

Tierra orgánica húmeda	10 Ohms - metro
Tierra húmeda	100 Ohms - metro
Tierra seca	1000 Ohms - metro
Roca	5700 Ohms - metro

Medición de la resistividad.- Es necesario hacer circular una corriente por el suelo, el método mas usual es el de Frank-Wenner denominado también " de los cuatro electrodos", el equipo utilizado es el Megger de tierra y la medición se efectúa como se indica en la figura 13.

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2+4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2+4b^2}}}$$

resistividad en Ohms - metro

a = Separación de electrodos en metros

R = Lectura del Megger en Ohms

Se recomienda una relación: a/b = 20

Donde b es generalmente de 0.50 metros y " a " de 10 metros , entonces

la resistividad será :

$$\rho = 2 \phi ar \quad \text{Ohms - metro}$$

DIAGRAMA DEL EQUIPO DE MEDICION DE TIERRAS

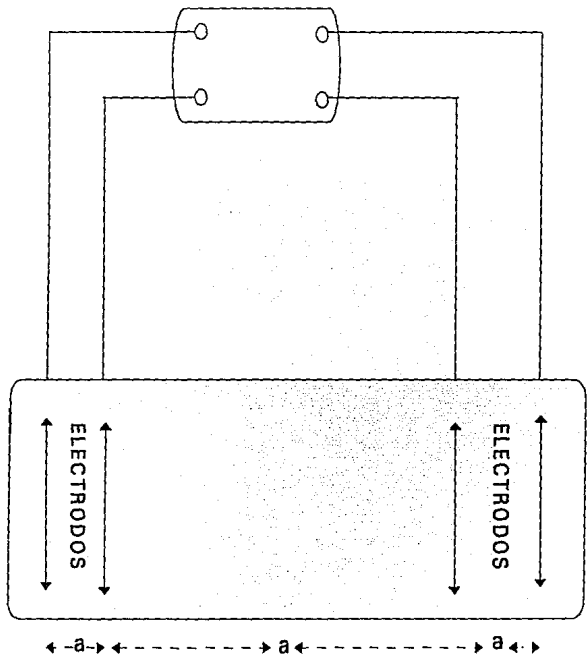


Figura 13

Se deben efectuar varias mediciones dependiendo del tamaño del terreno.

Resistencia a tierra.- El suelo es un conductor eléctrico y su conductividad depende de su composición, para el estudio que nos ocupa consideramos la resistividad del terreno como Tierra seca, ya que la subestación va a estar en un terreno que contiene roca y tepetate.

Determinación del número de electrodos de tierra.- Para calcular el número de electrodos a tierra se utiliza la siguiente fórmula:

$$N_e = 1.125 R_e$$

donde:

$$R_e = \frac{\rho}{1.915L} \left(\log \frac{96L}{d} - 1 \right)$$

L = Longitud del electrodo ; 3 mts.

d = Diámetro del electrodo ; 0.0159 mts.

ρ = Resistividad del terreno ; 1200 Ohms-metro

Por lo tanto se tiene:

$$R_e = \frac{1200}{1.915 \times 3} \left(\log \frac{96 \times 3}{0.0159} - 1 \right)$$

$$R_e = 680$$

y sustituyendo en Ne :

$$Ne = 1.125 \times (680) = 765$$

$$Ne = 765$$

Para el circuito específico que se está analizando, se instalarán 760 electrodos, ya que la zona está considerada de riesgo por tener un alto índice de descargas atmosféricas.

Medición de Resistencia a tierra.

Consiste en circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar (C2) y el otro el de prueba (C1), midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar (P2) y el electrodo bajo medición (P1), este segundo electrodo auxiliar se va desplazando y conforme se mueve se van tomando lecturas.

Actualmente se encuentran equipos de medición que solo traen tres bornes de prueba, con cables calibrados a cierta distancia y se conectan de la siguiente manera; verde al electrodo de prueba (C1/P1), amarillo al electrodo auxiliar (P2) y rojo al electrodo auxiliar (C2).

La lectura en estos casos es directa. En los casos en que el electrodo de prueba se encuentra conectado de alguna forma al hilo de guarda, será necesario desconectarlo para efectuar la medición.

En algunos casos en que la resistividad del terreno es muy alta, se utilizan elementos químicos que nos ayudan a obtener la resistividad adecuada.

Algunos de los elementos usados son los siguientes:

Carbón Mineral.- Sustituyo al carbón vegetal por tener mejores cualidades, un ejemplo de aplicación fue un electrodo con un valor de 34 Ohms que se redujo a 21 Ohms al colocar carbón mineral, con una eficiencia del 40 % , el promedio de vida útil es de 25 años.

Bentonita.- Es un método bastante eficiente, se empezó a usar con estos fines en Hungría y Checoslovaquia, es ampliamente usada con fines diferentes, por ejemplo en perforaciones profundas para pozos de agua se usa para ademes y evitar derrumbes, en canales se usa para evitar filtraciones, etc.

La bentonita es una arcilla y su principal propiedad es la capacidad de absorber agua y retenerla, se coloca alrededor del electrodo y forma un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra.

Método para calcular una malla de tierras con electrodos Horizontales

Formula de Laurent.- En este método se considera a la red de tierras como si estuviera en disposición circular, aprovechando que los circuitos en anillo tienen una configuración similar.

Los datos que se requieren para hacer uso de esta formula son: La resistividad del terreno (ρ), la longitud del circuito de media tensión y en el cual se debe alojar el cable de tierra (L), el radio aproximado del anillo (r).

la formula es:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde R es el valor de la resistencia a tierra de la red.

La construcción de las S.E. de SF6, es cada día más frecuentes debido a su versatilidad, capacidad y sobre todo al poco espacio que necesitan para su instalación.

La desviación de la Línea de Transmisión y el uso de postes tronco-cónicos en lugar de torres para disminuir la contaminación óptica, es una muestra de la creciente necesidad de encontrar nuevos sistemas que

permitan proporcionar los beneficios de la energía eléctrica a las ciudades y poblados , tratando de ocupar el menor espacio posible.

La dualidad de poder instalar postes y subestaciones de SF6, con la seguridad que requiere el sistema de las compañías suministradoras de la energía eléctrica, ha hecho posible asegurar un mejor suministro al usuario con un menor costo de mantenimiento y mayor seguridad para el personal operativo.

Todas las S.E. de SF6 son telecontroladas, lo que permite una mayor versatilidad en su operación sin exponer a riesgos innecesarios al personal.

Los sistemas de tierra en los terrenos de alta resistividad necesitan contar con los elementos que las ayuden a bajar su índice de resistencia y puedan permear la corriente en caso de corto circuito o descarga atmosférica con los que nos permiten:

- 1.-Mejorar la confiabilidad del servicio.
- 2.-Proporcionar seguridad al personal operativo.
- 3.-Asegurar un buen funcionamiento de los equipos.
- 4.-Obtener una operación de las protecciones contra sobre-corriente y sobretensiones.

EQUIPO NECESARIO PARA LA CONSTRUCCION DE UNA SUBESTACION DE 230 KV EN SF6.

Las plantas generadoras están alejadas de los centros de consumo y conectadas a estos a través de una red de alta tensión. La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada.

La elevación y reducción de la tensión y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realizan en las subestaciones, que constituyen los nudos de la red, cuyas ramas están constituidas por las líneas.

De acuerdo a su función las subestaciones se pueden clasificar en:

- a).- Subestaciones elevadoras de las plantas generadoras.
- b).- Subestaciones de interconexión de la red de alta tensión.
- c).- Subestaciones reductoras para alimentar los sistemas de subtransmisión ó de distribución.

La subestación propuesta caería dentro de las que están en los incisos b y c.

Desde el punto de vista de la continuidad del servicio, es indispensable, que una falla trifásica en un punto de la red de 230 KV sea desconectada en menos de 15 ciclos, o sea menos de 0.3 segundos, para evitar que se produzca un fenómeno de inestabilidad entre los generadores del sistema y, como consecuencia, una interrupción total. Por otra parte la desconexión del sistema de 230 KV afectada por la falla no debe provocar la desconexión por sobrecarga de otras secciones y en esta forma, por un proceso en cascada, la interrupción total del sistema.

Para satisfacer la primera condición, es necesario que cada elemento de la red (líneas, transformadores y barras colectoras) quede protegido por un sistema de protección rápido, selectivo y confiable, formado por una protección primaria y una protección de respaldo.

En el sistema de 230 KV se han adoptado las siguientes protecciones primarias para las líneas: Una protección de onda portadora de comparación de fases ó una protección de hilo piloto. Para los transformadores, una protección diferencial y un relevador por acumulación de gas. Para las barras colectoras protección diferencial.

Para satisfacer la segunda condición, se ha diseñado el sistema de 230 KV de la siguiente forma:

Todas la líneas son de doble circuito trifásico, las cuales operan normalmente en paralelo; cada circuito tiene capacidad para llevar, en condiciones de emergencia, la carga de los dos circuitos.

En la subestación, la capacidad instalada en transformadores es suficiente para permitir que se desconecte un transformador trifásico sin que los otros transformadores se sobrecarguen mas allá de lo límites permitidos. Por lo tanto, la desconexión de un circuito de una línea o de un transformador trifásico no causa ningún trastorno de importancia al sistema.

Para los fines de protección por relevadores, se considera, que una subestación eléctrica está constituida principalmente por los siguientes elementos o áreas a proteger

TRANSFORMADORES

LINEAS DE TRANSMISION

BARRAS COLECTORAS

LINEAS DE DISTRIBUCION

Es conveniente mencionar que para nuestros fines, básicamente analizaremos la protección de los transformadores, de las barras colectoras y líneas de distribución. Los transformadores solo pueden sufrir cortos-

circuitos o sobrecargas, circuitos abiertos y sobre-calentamientos en los arrollamientos.

En la práctica no está previsto relevador de protección contra circuitos abiertos trifásicos debido a que estos en si no son perjudiciales. Otra protección que no esta prevista para disparo automático de los interruptores de los transformadores es por sobre-calentamiento, sin embargo existen accesorios térmicos para operar una alarma o controlar el equipo de enfriamiento.

Puede considerarse la protección de respaldo para fallas externas como una forma de protección de sobre-carga, pero esta protección es por lo general muy elevada para dar una protección eficaz en el transformador, excepto en el caso de corto circuito.

Las protecciones eléctricas más usadas en los transformadores, son las siguientes:

FUSIBLES

RELEVADORES DE SOBRE-CORRIENTE

RELEVADORES DIFERENCIALES

RELEVADORES DE PRESIÓN

DISPOSITIVOS DE TEMPERATURA

Los dispositivos mencionados pueden actuar conjuntamente o en forma individual, tomando en cuenta el costo de la protección, por lo que, para determinar la protección adecuada para el transformador, así como para todo el sistema de potencia se deben considerar unos factores relacionados con el transformador como:

La capacidad en KVA de los transformadores dependen de las normas y prácticas usadas por las empresas eléctricas y se puede tomar un criterio de aplicación como guía:

Transformadores de hasta 5,000 KVA pueden protegerse en una forma general con solo fusibles para corto-circuito.

Transformadores de 5,000 a 10,000 KVA, ya es deseable el uso de relevadores de sobre-corriente, desde el punto de vista de sensibilidad y coordinación con otros relevadores de protección del sistema, tanto en los lados de alto y bajo voltaje. Asimismo ya es recomendable relevadores diferenciales.

Transformadores mayores de 10,000 KVA es recomendable la protección por relevadores diferenciales, relevadores de presión y/o temperatura, además de tener una adecuada coordinación con el resto de los elementos de protección del sistema.

Podríamos generalizar también que cuando se cuenta con mayor tensión de operación, es necesario una mejor protección, debido a que es importante detectar y eliminar las fallas con un mínimo de tiempo, para evitar mayor daño al equipo.

Para los transformadores que usen protección contra sobre-corriente por medio de relevadores, tomando en cuenta criterios anteriores; las corrientes de disparo se deben especificar con las siguientes consideraciones:

Transformadores enfriados por aceite (corriente de disparo = $2.5 \times$ corriente de placa).

Transformadores enfriados por aceite pero con aire forzado entre el 6 % y 10 % (corriente de disparo = $4 \times$ corriente de placa).

PROTECCIONES.- Generalmente los transformadores disponen de un dispositivo para detectar la temperatura y se encuentra instalado en la parte superior del tanque, ya que a través de este se detecta la temperatura que es indicativa de la carga del transformador.

Este dispositivo tiene contactos, uno para energizar y accionar los ventiladores o las bombas, según sea el caso, si se usa circulación de aire forzado con radiadores o con las bombas que cumplan circulación

forzada de aceite. El otro contacto se utiliza como protección, para disparo del interruptor general.

Cuando se desea protección con disparo, adicionalmente al censor de temperatura mencionado antes, se equipa el transformador con un censor que toma temperatura de los devanados, que es del tipo resistencia con 10 Ohmios sobre 25 °C y que esta alimentado por un transformador de corriente. Esto es lo que constituye una imagen térmica básicamente y ésta equipada con tres contactos para operar respectivamente en 80, 85 y 105 °C, en transformadores con elevación de temperatura de 55°C.

Las protecciones que se adoptan contra corto-circuito son:

BUCHHOLZ

DIFERENCIAL

CONTRA FALLAS A TIERRA

PROTECCION BUCHHOLZ. - El principio de operación de este tipo de protección se basa en la presencia de gases dentro del transformador que origina a su vez un aumento de presión interna, por lo que también son llamados relevadores de presión.

Esta protección se aplica a transformadores del orden de 10 MVA hacia arriba que usan tanque conservador, ya que se instala este dispositivo en el tubo de conexión del tanque principal al tanque conservador de aceite.

El relevador Buchholz es una combinación de un detector de presencia de gases y uno de sobre-presión, debido a que por la temperatura, los aceites tienden a descomponerse presentándose gases que a su vez producen desplazamiento de aceite por sobre-presión, que es la que actúa sobre los elementos del relevador.

PROTECCION DIFERENCIAL.- La protección diferencial de los transformadores se basa en el principio general de comparación de valores en los extremos del elemento protegido, que en este caso es el transformador de potencia. Por lo general esta protección se aplica para transformadores con capacidades de 5 MVA o mayores.

En los transformadores de potencia generalmente la zona protegida son los devanados y en ocasiones se cubre hasta las boquillas o se puede ampliar hasta la zona de barras colectoras, dependiendo de la ubicación de los transformadores de corriente.

El relevador opera cuando una corriente llamada diferencial, cuyo valor es la diferencia entre las corrientes de entrada y salida al transformador exceden a un valor fijado previamente.

El relevador puede operar principalmente debido a los siguientes factores:

- a).- Una corriente de magnetización inicial.
- b).- Errores en los transformadores de corriente instalados en ambos extremos del transformador protegido.
- c).- A un error en la selección de la relación de los transformadores de corriente.
- d).- A un corto-circuito entre devanados o entre espiras de un mismo devanado.

Para considerar las tres primeras causas de operación de los relevadores diferenciales y que son imputables a fallas del transformador, se recomienda el uso de los llamados relevadores compensadores o porcentuales.

Es importante también, tomar en consideración que debido a que los transformadores de potencia se encuentran conectados, por lo general, en Delta-Estrella para nuestro caso de 230/23, existe un defasamiento

de 30° en sus corrientes, por lo que es necesario compensar este desplazamiento con la conexión de los transformadores de corriente, de manera que los TC'S que se conecten en el lado de la Delta del transformador de potencia, se conecten en Estrella y los TC'S que se conecten en el lado de la Estrella del transformador de potencia, sean conectados por su lado secundario.

Una consideración importante a considerar para la selección y ajuste de relevadores es que:

El relevador no debe operar para sobrecarga o fallas externas a su zona de operación.

El relevador solo debe operar para fallas severas.

PROTECCIONES DE SOBRE-CORRIENTE AL NEUTRO.- Para los transformadores que tengan algunos de sus devanados en conexión Estrella aterrizada y no tengan el tanque aislado a tierra, sino conectado en la forma normal a la red de tierra, se deberá proteger contra posibles fallas de corriente a tierra que lleguen al transformador a través del neutro, por medio de un relevador de corriente, que opera exclusivamente para sobre corriente que pasa del neutro al transformador.

PROTECCION DE RESPALDO POR SOBRE-CARGA.- Esta protección entra como respaldo a las protecciones del Banco (diferencial 87, Buchholz, fallas a tierra 51-N), cuando se presenta alguna condición anormal en algún elemento de los adyacentes al transformador, del tipo de sobre-corriente; esta protección se efectúa mediante un relevador de sobre-corriente temporizado (50/51).

Cabe mencionar que en las protecciones analizadas, con los relevadores propios de cada una de las protecciones, se encuentran dispositivos auxiliares de contacto con diferentes posiciones, según el caso para disparo de interruptores o bloqueo de cierres por seguridad en tanto no se restablezcan estos. Dichos auxiliares se conocen comúnmente por relevadores tipo HEA.

Continuando con la protección de sobrecorriente, podemos decir que es la que actúa cuando la corriente que fluye por un circuito es mayor que un valor predeterminado.

Es necesario abrir un interruptor, cuando una cierta cantidad de corriente mayor que la normal fluye por el transformador. Cuando se desea tener mayor retardo de tiempo, al cerrar los contactos del relevador, para propósitos de coordinación con otros relevadores de

protección, se usa el relevador de disco de inducción. El tiempo de cierre de los contactos varía inversamente a la corriente.

Tales características se representan gráficamente por una familia de curvas tiempo-corriente para variaciones múltiples de la corriente de iniciación de operación (corriente de pick-up).

Los intervalos de tiempo entre la actuación de los relevadores sucesivos deben ser iguales al tiempo que tarda el interruptor en despejar la falla desde que recibe la señal de actuación del relevador más el tiempo de sobremarcha del relevador y un margen de seguridad que esta comprendido entre 0.25 y 0.4 segundos.

Los relevadores de sobrecorriente se utilizan normalmente en la protección de sistemas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en las instalaciones eléctricas industriales.

Generalmente se emplean conjuntos de 3 relevadores para la protección de fallas entre fases y otro relevador para la protección de fallas a tierra.

Otras de las ventajas de las subestaciones de SF6 es la disminución del terreno que ocupan en relación a las subestaciones convencionales.

En la figura 14, se comparan las dimensiones de una subestación de 230/23 KV, con tres transformadores trifásicos de 60 MVA, realizada utilizando una instalación abierta convencional con las dimensiones resultantes utilizando una instalación blindada aislada con SF6 para la sección de 230 KV.

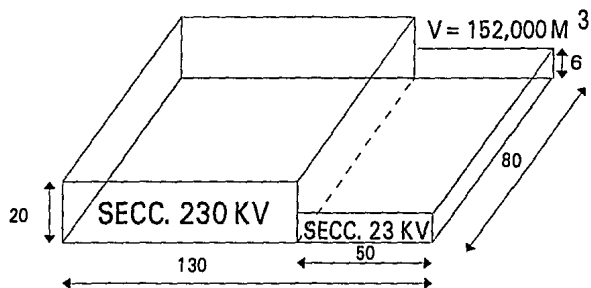
A.- EQUIPO ELECTRICO:

1.- Módulo para salida de transformador que consta de :

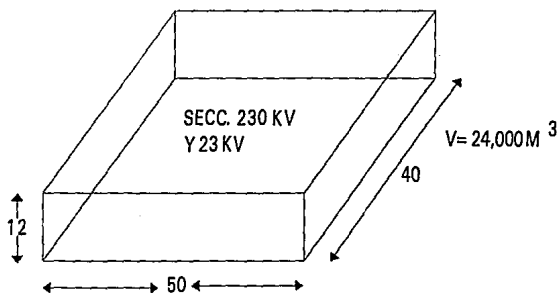
- a).- Un Interruptor de potencia 230 KV 2,000 A, 15,000 MVA de interrupción.
- b).- Dos Juegos de cuchillas desconectoras 2,000 A.
- c).- Dos Juegos de cuchillas de puesta a tierra.
- d).- Dos Juegos de barras.
- e).- Seis transformadores de corriente de relación múltiple.
- g).- Cajas de mando, conexiones, etc.

2.- Módulos para llegada de cables de 230 KV que consta de:

- a).- Un Interruptor de potencia de 230 KV. 2,000 A, 15,000 MVA Int.
- b).- Tres Juegos de cuchillas desconectoras 2,000 A.
- c).- Tres Juegos de cuchillas de puesta a tierra.
- d).- Dos Juegos de barras de 2,000 A.



S.E. Convencional 230/23 KV, 3 Bcos de 60 MVA, doble barra en 230 KV, alimentadores en anillo en 23 KV.
(Volumen Aprox. incluyendo el salon de tableros).



S.E. en SF6 mismas características eléctricas.

Aproximadamente 6.3 veces menor en volumen el SF6

FIGURA 14

e).- Seis Transformadores de corriente de relación múltiple.

f).- Dos Mufas terminales.

g).- Cajas de mando, conexiones, etc.

3.- Módulo de amarre que consta de:

a).- Un Interruptor de potencia de 230 KV. 2.000 A. 15.000 MVA Int.

b).- Dos Juegos de cuchillas desconectadoras 2,000 A.

c).- Dos Juegos de cuchillas de puesta a tierra.

d).- Dos Juegos de barras de 2,000 A.

e).- Seis Transformadores de corriente de relación múltiple.

f).- Seis Transformadores de potencia de 230 KV relación múltiple.

g).- Cajas de mando, conexiones, etc.

B.- LLENADO DE GAS:

Gas y llenado para:

a).- Tres Módulos Transformador.

b).- Dos Módulos cable.

c).- Un Módulo de amarre.

C.- MATERIAL ELECTRICO MISCELANEO:

a).- Un Lote de red de tierras.

b).- Un Lote de alumbrado propio para la subestación

c).- Un Lote de cable de control y fuerza.

D.- ESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES:

a).- Un Lote de Estructuras, Cimentaciones y nivelación del terreno.

CONSTRUCCION DE LA LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV.

Las características generales de la Desviación de la Línea de Transmisión de 230 kv Topilejo - Zapata - Morelos (fig. 15) son las siguientes:

INSTALACION

ESTRUCTURAS (Disposición Horizontal)

a).- 94 Torres estructurales con un peso promedio de 12 Toneladas cada una y una altura de 43 metros. (figs. 16 Y 17)

b).- 8 Postes Tronco-cónicos, con un peso aproximado de 16 toneladas y una altura de 36 metros. (fig. 18)

El diseño de las estructuras en las líneas de transmisión de la Cia. de Luz se basa en las consideraciones siguientes:

1.- Distancia mínima de las partes vivas a tierra.

En estructuras de 85 Kv: 0.96 m.

En estructuras de 230 Kv: 2.14 m.

En estructuras de 400 Kv: 3.38 y 2.92 m.

SITUACION ACTUAL

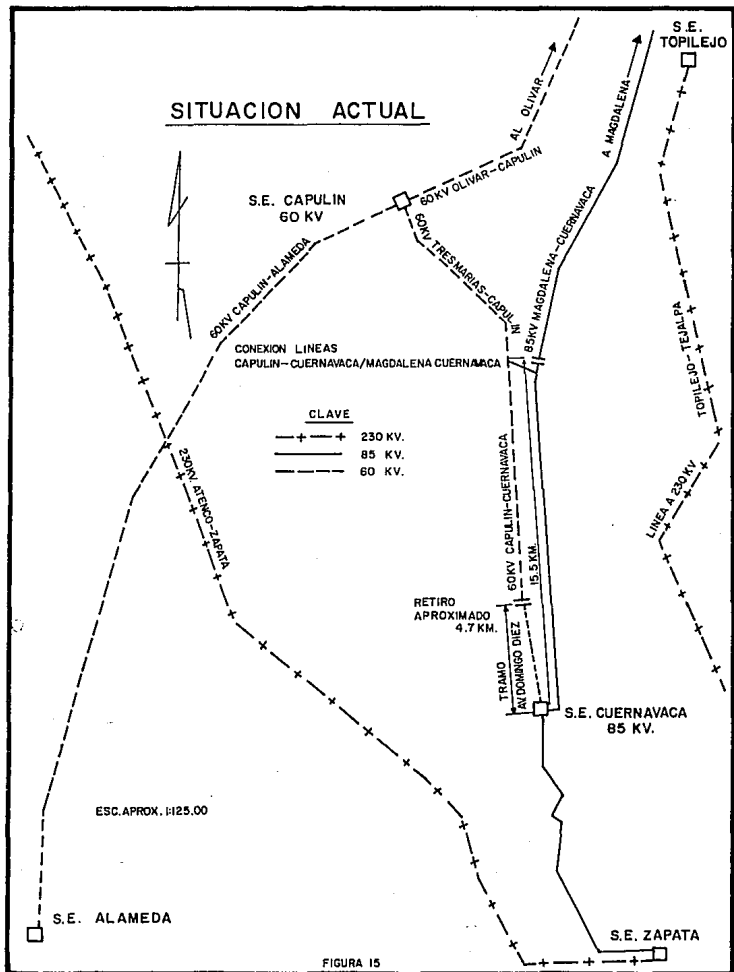
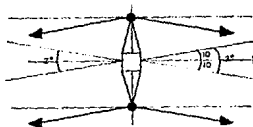
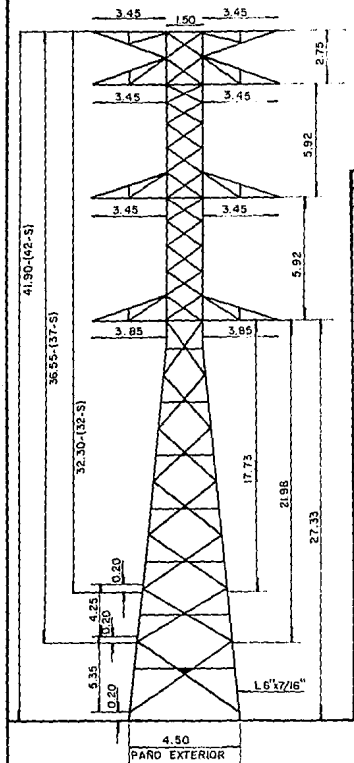


FIGURA 15

LINEAS DE TRANSMISION

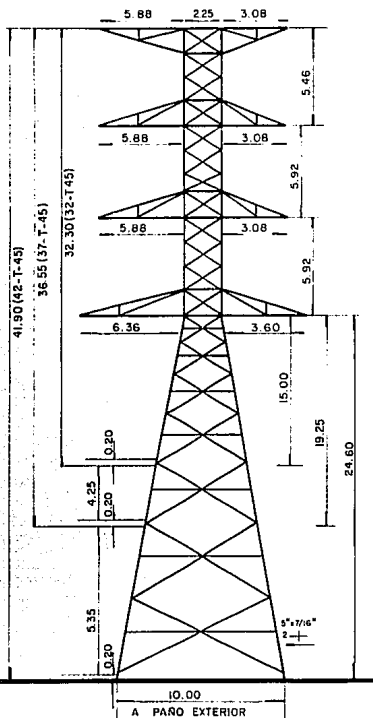
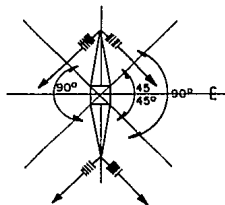


D A T O S			
CONCEPTO	SUELO SIMBOLO	PLANO Nº	CARACTERISTICAS S
ESTRUCTURA		0808-11468	
PEBOS			3310 Kg, 642IKg, 775I Kg
CIMENTACION	S, D, R	0808-14625 ⁰	SUAVE, DURO, RGCA.
"	T.M.R	0808-16048	TERRAZO MUY RESISTENTE
"	H.B - 2	0808-16708	HIPERBOLICA $r=27/m^2$
"	H - 2	0808-18798	$r=27/m^2$
"	P. NINC	0808-21173	PILOTES HIRCADOS.
"	"	0808-21174	"
"	P. COL.	0808-21175	PILOTES COLADOS EN SITIO
"	"	0808-21176	"
CALC. ESTRUCT.			EXP-LTT-250-CC-18
CALC. CIMENT.			EXP-LTT-230-CC-5
"			EXP-LTT-230-CC-8
"			EXP-LTT-250-CC-13
VOL. OBRA. CIM.			EXP-LTY-250-V5
TENSION H.S.	1	CONDUCTOR X FASE	HILO GUARDA-1300Kg
TENSION COND.	1	CONDUCTOR X FASE	CONDUCTOR-4300Kg
CLARO MAX.			800m
TENSION H.S.	2	CONDUCTORES X FASE	HILO GUARDA-1500Kg
TENSION COND.	2	CONDUCTORES X FASE	CONDUCTOR-2800Kg
CLARO MAX.			310m.
PESO H. GUARDA			0.408 Kg/m
PESO CONDUC.			1.624 Kg/m ACSR-795
PESO AISLADOR			90 Kg
DEF. MAX.			$\Delta = 2^\circ$
TEMPERATURA			-5° C
PRES. VIENTO			24 Kg/m ²

FIGURA 16

TORRES DE 230 KV 32-S, 37-S, 42-S

LINEAS DE TRANSMISION

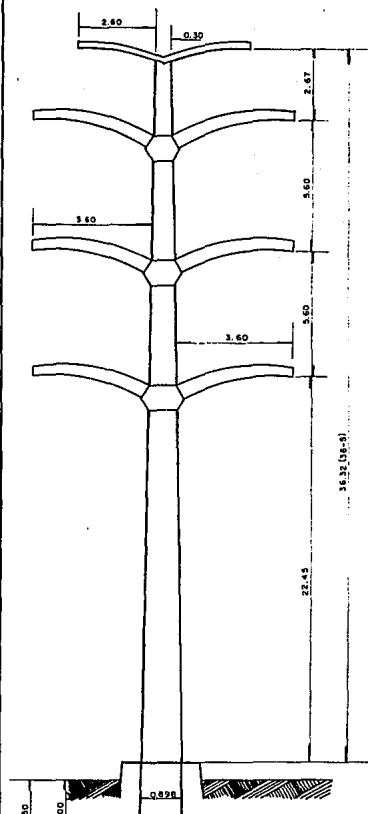
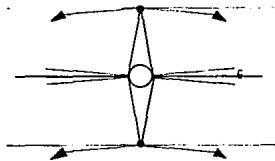


D A T O S			
CONCEPTO	SUELO SÍMBOLO	PLANO Nº	CARACTERÍSTICAS
ESTRUCTURA		0508-12453	12368Kg, 14792Kg, 18537Kg.
PESOS'			SUAVE, DURO, ROCA.
CIMENTACION	S, O, R.	0508-116235	TERRENO MUY RESISTENTE
"	T, M, R.	0508-16045	HIPERBOLICA $r = 27/m^2$
"	H-8-2	0508-16706	"
"	S-2	0508-19795	$r = 27/m^2$
"	P. HINC.	0508-21173	PILOTES HINCADOS
"	"	0508-21174	"
"	P.CDL.	0508-21175	PILOTES COLOCADOS EN SITIO
"	P.CDL.	0508-21176	"
CALC. ESTRUC.			EXP.-LTT-230-CC-24
CALC. CIMENT.			EXP.-LTT-230-CC-5
"			EXP.-LTT-230-CC-8
"			EXP.-LTT-230-CC-13
VOL. OBRA. CIM.			EXP.-LTT-230-V3
TENSION H.G.	1 CONDUCTOR X FASE		HILO GUARDA-1300Kg.
TENSION CONDUCT.			CONDUCTOR 4500Kg.
CLARO MAX.			500m.
PESO H. GUARDA			0.406 Kg/m.
PESO CONDUCTOR			1.524 Kg/m. ACSR 795
PESO CONDUCTOR			1.870 Kg/m. ACSR 1113
PESO AISLADORES			271 Kg
DEF. MAX.			$\Delta = 80^\circ$
TENSION H.G.	2 CONDUCTORES X FASE		HILO GUARDA-1300Kg.
TENSION COND.	2 CONDUCTORES X FASE		CONDUCTOR-2200Kg.
CLARO MAX.			350 mt.
TEMPERATURA			-5°C
PREISION VIENTO			24 Kgs./m ²

FIGURA 17

TORRES DE 230 KV 32-T90, 37-T90, 42-T90

LINEAS DE TRANSMISION



D A T O S			
CONCEPTO	SUELO SIMBOLO	PLANO Nº	CARACTERISTICAS
ESTRUCTURA		0506-13031'	
PESO			9090 Kg.
CIMENTACION	S. D.	0508-13031'	SUAVE, DURO
CALC. ESTRUCT.			EXP- LTP-230-CE-2
CALC. CIMENT.			EXP- LTP-230-CE-2
VOL. OBRA. CIM.			EXP- LTP-230-V5
TENSION H. G.		I COND X FASE	HIL0 GUARDA-500Kg.
TENSION COND.		I COND X FASE	CONDUCTOR-2000Kg.
CLARO MAXIMO			228m.
PESO H. GUARDA			0.406 Kg/m.
PESO CONDUCT.			1.870 Kg/m ACSR-1113
PESO CADENA			90 Kg
DEF. MAX.			$\Delta = 1''$
TEMPERATURA			-5°C
PRESION VIENTO			24 Kg/m ²

LONG. MIN. 0.50

LONG. MAX. 1.00

SECCION ELIPTICA

FIGURA 18

POSTE TRONCOCONICO

Estas distancias están definidas por el nivel básico de aislamiento.

2.- Distancia Mínima entre fases.- La distancia mínima entre fases queda determinada, en general, por los requisitos de distancia mínima de las partes vivas a tierra y por limitaciones de efecto corona.

Las distancias mínimas entre fases adoptadas según la disposición de los conductores son:

A).- Disposición vertical:

En 85 Kv: 2.50 m

En 230 Kv: 5.00 m

En 400 Kv: 8.50 m.

B).- Disposición horizontal:

En 85 Kv: 3.00 m

En 230 Kv: 6.00 m

En 400 Kv: 10.00 m.

3.- Altura de las estructuras.- La altura de las estructuras es en función del libramiento mínimo al piso, de la flecha (catenaria) de los conductores y de los puntos de sujeción de estos últimos.

En el caso de torres de acero por razones económicas se consideran tres alturas para cada tipo de torre; una altura base para el claro normal, una extensión y una reducción.

Estas últimas se utilizan indistintamente según la topografía del terreno y los obstáculos que se encuentren en la ruta de la línea.

En el caso de los postes de acero se utilizan dos alturas, 33 y 36 m.

4.- Cargas mecánicas.- Se consideran en tres tipos de torres:

A).- Torres de suspensión.

Primera suposición: ningún cable roto.

Segunda suposición: Un conductor o un hilo de guarda rotos.

B).- Torres de Tensión.

Primera suposición: Ningún cable roto.

Segunda suposición: Dos conductores rotos, o un conductor y un cable de guarda roto, del mismo lado de la torre.

C).- Torre de remate.

Primera suposición: Ningún cable roto, es decir, todos los cables actuando de un solo lado de la torre.

Segunda suposición: Dos conductores y un hilo de guarda rotos del mismo lado de la torre.

CONDUCTOR

c).- 28 Km. de conductor ACSR 1113 MCM tipo BLUE JAY (45 hilos de aluminio y 7 de acero), con una capacidad de conducción de 1000 amperes y peso de 1.866 toneladas por Km.

En la actualidad se utiliza al conductor de aluminio por ser más económico y menos pesado que el cobre, una comparación entre ambos conductores es el siguiente:

- 1).- Para tener la misma conductividad, la sección transversal del aluminio debe ser 1.61 % de la del cobre.
- 2.- Para tener resistencia mecánica igual, la sección transversal del aluminio debe ser dos veces de la del cobre.
- 3.- El peso del aluminio es 31 % del cobre.

La resistencia mecánica de un conductor de aluminio reforzado con alma de acero (ACSR), es 50 % mayor que un cable de cobre de la misma sección transversal y menos pesado.

Esto último representa instalar menos torres en una línea determinada. Por estas ventajas es preferible instalar conductores de ACSR en líneas de transmisión.

Características Mecánicas del conductor ACSR 1113 MCM Blue Jay.

Número de hilos Aluminio/Acero	45/7
Diámetro, mm	32
Area, mm ²	603
Peso unitario, Kg/m	1.870
Carga de ruptura Kg.	14.030
Módulo de elasticidad inicial, Kg/mm ²	5.493
Módulo de elasticidad final, Kg/mm ²	6.587
Coeficiente de dilatación lineal inicial, /°C	20.53×10^{-6}
Coeficiente de dilatación lineal final, /°C	20.80×10^{-6}

Tensión Mecánica Máxima.- Para evitar que se presenten vibraciones peligrosas, la tensión mecánica máxima de los conductores debe ser tal que las tensiones inicial y final a 0°C no exceda de 33 1/3 % y 25 % respectivamente de la carga de ruptura. La tensión normalizada en Cia. de Luz a -5 °C y presión de viento de 24 Kg/m², tanto desde el punto de vista de vibraciones como desde el punto de vista de tensión más económica es la siguiente:

Tipo de estructura	1 cond.	2 cond.
Torres (Kg.)	3,900	2,200
Postes (Kg)	2,000	-----

HERRAJES

Los herrajes en la construcción de un línea de transmisión son muy variados, ya que existen diferentes fabricantes con catálogos propios, lo que hace necesario analizar lo que proporciona cada uno de ellos hasta escoger el que reúna la condiciones requeridas.

El peso promedio de los herrajes armados pesa aproximadamente 240 Kg. en tensión (fig. 19) y suspensión 110 Kg. (fig. 20).

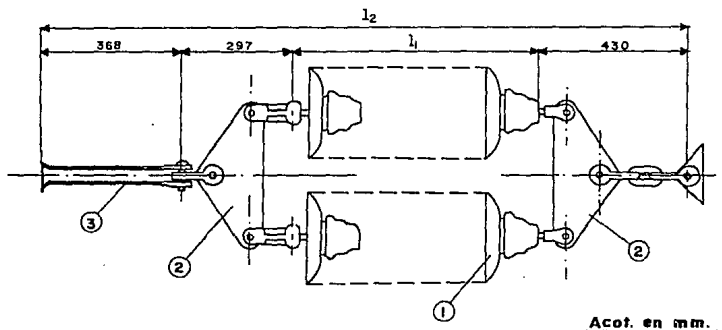
En Cia. de Luz se utilizan aisladores de 254 0 x 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 11,340 Kg. Las cadenas de suspensión llevan 16 unidades y las de tensión en algunos casos 2 x 17.

HILO DE GUARDA

Los cables de guarda normalizados para líneas de transmisión están formados por 7 hilos de acero de alta resistencia mecánica, extragalvanizados, con diámetro total de 9.53 mm. Sus características mecánicas son las siguientes:

CADENA DE AISLADORES DE TENSION TN Y TP

Para líneas de 230 KV y conductor ACSR 1113 MCM



No	Cant.	Descripción	Sim. a cat.
1	⌘	Aislador de suspensión	OB 47310
2	2	Yugo triangular	OB 79631
3	1	Grape de tensión	OB 86562

Ultimo esfuerzo: 18144 Kg.

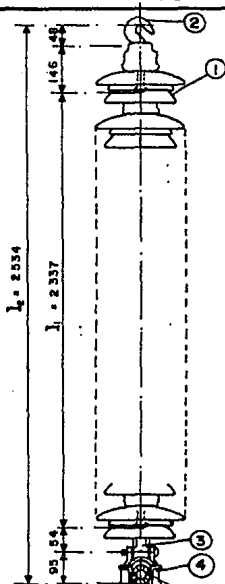
⌘ Características de la cadena:

Tipo de cadena	No. de aisladores en tangente en ambas cadenas	No. de aisladores en deflex. de 45° cad. ext. (i)
Tensión normal (TN)	2 x 17 $\left\{ \begin{array}{l} l_1 = 2484 \text{ mm} \\ l_2 = 3578 \text{ mm} \end{array} \right.$	2 x 19 $\left\{ \begin{array}{l} l_1 = 2775 \text{ mm} \\ l_2 = 3870 \text{ mm} \end{array} \right.$
Tensión zona polvo (TP)	2 x 23 $\left\{ \begin{array}{l} l_1 = 3359 \text{ mm} \\ l_2 = 4454 \text{ mm} \end{array} \right.$	2 x 23 $\left\{ \begin{array}{l} l_1 = 3359 \text{ mm} \\ l_2 = 4454 \text{ mm} \end{array} \right.$

(i) En el lado interior de las deflexiones la cadena lleva la misma cantidad de aisladores que en tangente.

CADENA DE AISLADORES EN SUSPENSION SP

Para línea de 230 KV y conductor ACSR 1113 MCM

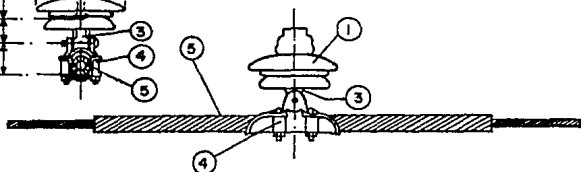


CARACTERÍSTICAS DE LA CADENA

TIPO DE CADENA	CLAVE	Nº DE AISLADORES	l_1 mm.	l_2 mm.	PESO Kg.
Suspensión para peño	SP	16	2337	2534	105

NOTA: EL NUMERO DE CATALOGO DE LOS HERRAJES CORRESPONDE AL CABLE ACSR-1113-MCM BLUEJAY.

Acot. en mm.



No	Cant.	Descripción	Sim. al catálogo
1	16	Aislador de suspensión	OB 47350
2	1	Gancho con bola corto	OB 78420
3	1	Calavera con ojo	OB 82896
4	1	Grapa de suspensión	OB 87204
5	1	Varillas preform. de protec.	PLP-AR-0144

FIGURA 20

Número de hilos	7
Diámetro	9.5 mm
Area	51.2 mm ²
Peso	406 Kg/m
Carga de Ruptura	4,900 Kg.
Módulo de elasticidad inicial	15,747 Kg/mm ²
Módulo de elasticidad final	18,137 Kg/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal	11.52 x 10 / °C

Tensión Mecánica.- La tensión mecánica de los cables de guarda debe coordinarse con la tensión de los conductores a fin de llenar los requisitos establecidos para dar la separación con los conductores.

Tensión Normalizada de los cables de guarda en Cia. de Luz.

Tensión en el conductor	Tensión en el H.G
Kg.	Kg.
2,000	600
3,700	1,000
3,900	1,000

Una de las funciones del hilo de guarda es la protección de las líneas de transmisión contra descargas atmosféricas, así como, el nivel básico de aislamiento y la puesta a tierra de las torres.

Algunas consideraciones respecto al blindaje de la línea y resistencia a tierra son las siguientes:

1.- Angulo máximo de protección.

La experiencia obtenida en otros países con las líneas de extra alta tensión indica que el criterio de utilizar un ángulo de protección de 30° entre los cables de guarda no es satisfactorio.

Se ha demostrado que a medida que aumenta la altura se requiere un ángulo menor para tener el mismo efecto de protección.

2.- Separación vertical entre cables de guarda y conductores.

La separación vertical entre los cables de guarda y los conductores debe ser aproximadamente igual a la distancia entre fases en el caso de una disposición vertical de conductores, o a 2/3 de la distancia entre fases en el caso de una disposición horizontal de conductores.

La separación en el centro del claro debe ser de 10 a 15 % mayor que en la torre debido a que las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas son mayores en el centro del claro.

3.- Resistencia a tierra.

En la práctica una línea de transmisión no tiene un valor constante de resistencia a tierra debido a que esta depende de la localización de las torres. En la zona donde se construirá la línea que alimentará la nueva Subestación Morelos, se tiene diferentes tipos de terreno, desde tierra de labor hasta roca volcánica, donde la resistividad es muy alta. Para coordinar la resistencia a tierra de las torres con el nivel básico de aislamiento, se puede suponer que la corriente máxima de un rayo es de 100,000 amperes. La probabilidad de que caiga en las líneas un rayo de este valor es muy baja.

La resistencia a tierra se calcula con la fórmula siguiente:

$$R = \frac{BIL \times d}{A} \text{ Ohms}$$

donde:

A = Corriente del rayo = 100,000 amperes

BIL = Nivel básico de aislamiento al impulso en la cadena de aisladores
= 1,138 KV

d = Factor de densidad del aire = 0.786

Por lo tanto, la resistencia máxima a tierra de las estructuras es:

$$R = \frac{1.138 \times 0.786}{100,000} = 8.9 \text{ ohmios}$$

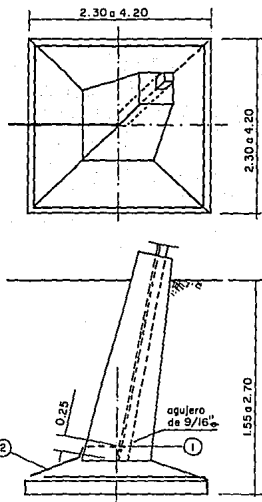
Para determinar el tipo de protección que se utilizará para cada tipo de terreno es necesario realizar mediciones similares al utilizado para calcular el número de electrodos en las subestación.

Tenemos diferentes tipos de arreglo para cada torre (fig. 21 y 22) y poste (fig. 23), para poder obtener la resistividad requerida en líneas de 230 Kv que es de 15 ohmios.

B).- CAMBIO DE VOLTAJE DE 6 A 23 KV.

Podemos decir que los sistemas de distribución por corriente alterna, tal como se conocen y aplican actualmente, es decir, transportando grandes cantidades de energía eléctrica en alta tensión a lugares distantes, se conforman principalmente por:

Redes Secundarias, acometidas y equipo de medición de energía eléctrica que consume el cliente. Cada uno de estos elementos esta íntimamente ligado a los demás, de tal manera que la modificación de uno afecta a los otros.



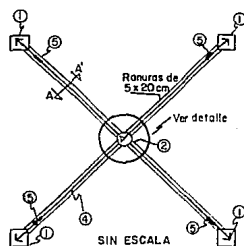
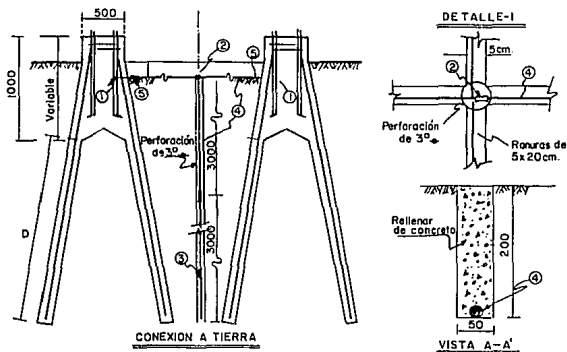
LISTA DE MATERIAL

Nº DE IDENT.	CANTIDAD	DESCRIPCION
1	1 PZA.	CONECTOR BURNDY GBM29 CON TORNILLO DE 1/2" x 2 1/4"
2	20m.	CABLE DE COBRE DESNUDO DE 4/0 AWG.

acotaciones en metros.

LINEAS DE 230 KV.
CONEXION A TIERRA
DE LAS TORRES
EN TERRENO SUAVE

FIGURA 21

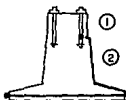
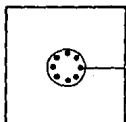


TIPO DE TORRE	PROFUNDIDAD D	
	EN ROCA FIJA	EN TEPETATE
T-10	2750	3850
T-20	2750	3850
T-45	2800	3900
T-60	2800	3900
R	3000	4200
T-90	3200	4500

PARTIDA	CANTIDAD	DESCRIPCION	CATALOGO
1	4 PZAS.	GRAPA DE SUJECION A VARILLA, DE FIERRO GALVANIZADO DE 1/4" Ø (PARA T-90) DE 1/2" Ø.	BURNDY GAR. N° 1629 N° 1729
2	1 PZA.	CONECTOR "T" PARA CABLE DE COBRE.	BURNDY YTT-3428
3	1 PZA.	ELECTRODO DE VARILLA COPPER WELD 5/8" Ø 3.00m DE LONG.	BURNDY YS28
4	25m.	CABLE DE Cu. DESNUDO N° 4/0.	
5	4 PZAS.	CONECTOR PARA CABLE DE - Cu.	BURNDY YS28

FIGURA 22

LINEA DE 230 KV
 CONEXION A TIERRA PARA TORRES DE TENSION EN TERRENO MUY RESISTENTE.



- ① GRAPA DE CONEXION A TIERRA
S1M a BURNDY-1829
- ② CABLE DE COBRE 3/0AWG (APROX. 0.30m)

LINEA DE 220 KV
CONEXION A TIERRA DE -
LOS POSTES: S, T10, T20 -
T30.

FIGURA 23

Redes primarias, son los elementos encargados de distribuir la energía eléctrica desde la subestación de potencia hasta la carga, generalmente adoptan configuraciones que permiten hacer el movimiento o cambios de carga con relativa facilidad, ya que en determinados puntos, hacen frontera con otra red primaria que se inicia también en la subestación principal.

Es necesario planear la red, de tal forma que, para llevar a cabo ampliaciones, sea con un mínimo de modificaciones, asegurar el máximo de continuidad y poder operarla de la manera más eficiente posible.

Los factores principales que se utilizan al diseñar un alimentador primario son:

Regulación, continuidad, flexibilidad y costo, debiendo recordar que como un sistema de distribución de energía eléctrica siempre representa un proceso dinámico, es conveniente que al diseñar un alimentador primario, la construcción de este, adopte una configuración que permita fácil y económicamente absorber todos los incrementos de carga del sistema o combinaciones con otras redes primarias.

Esto último da lugar a una serie de configuraciones a tipos de redes, que de acuerdo con su tipo de operación se clasifican como: Radiales y Paralelo.

En el primer caso, el flujo de energía tiene una sola trayectoria desde la fuente hasta la carga y por lo tanto en el sistema paralelo puede tener más de una trayectoria.

La red de distribución primaria aérea se caracteriza por su sencillez y economía, razón por lo cual su empleo está muy generalizado y se adopta principalmente para zonas urbanas con cargas de tipo residencial, comercial e industrial.

Los elementos principales de estas redes son: Transformadores, seccionadores, cuchillas, cables, etc., y son instalados en postes o estructuras de diferentes materiales, aunque no debemos pasar por desconocido las redes de distribución primarias subterráneas que por su alto costo son instaladas en zonas más exclusivas.

Los movimientos de carga se llevan a cabo con juegos de interruptores en aire o aceite tipo poste, de operación manual, que son instalados de una manera conveniente para poder efectuar maniobras tales como:

trabajos de emergencia, ampliación de la red que por naturaleza del tipo de servicio (hospitales, fabricas, etc.) no permiten la falta de energía eléctrica en ningún momento y por lo que en muchos casos se les dota de doble alimentación ya sea de la misma subestación o de otra.

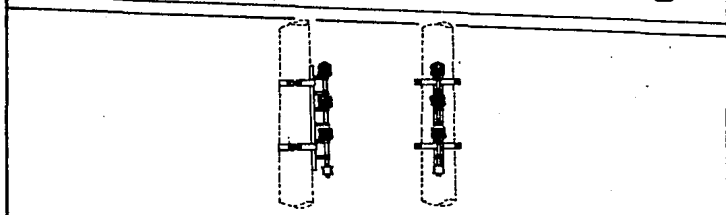
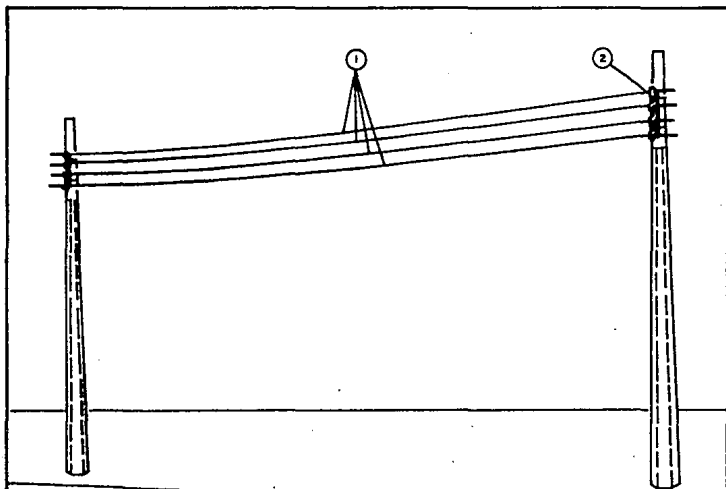
Las líneas secundarias son la encargadas de distribuir energía del transformador de distribución hasta el usuario mediante acometidas y a través de medidores.

El voltaje secundario, generalmente en México, depende del tipo de servicio que se va a dar, varía de 440 v (alimentación para bombas de agua de pozo profundo e industrias), a 220 v (servicio a pequeñas industrias y casas habitación) y 127 v (casas habitación).

Este voltaje es con referencia al neutros y es a partir de los transformadores de distribución de diferentes capacidades.

Las líneas de distribución secundarias, de acuerdo a su disposiciones se pueden clasificar como:

a).- Línea abierta desnuda, soportada mediante bastidores que disponen verticalmente los conductores, quedando las fases arriba y el neutro en la parte inferior (fig. 24). Los conductores de las fases se soportan en unos carretes aislantes de porcelana, mientras que el hilo neutro se



SE CONSIDERA UN TRAMO DE 40m.

REF.	NOMBRE	NORMA LgF	UNIDAD	CANTIDAD
1	ALAMBRE Cud 4	2.0075	m	162
2	ALAMBRE Cud 4 (amarras)	2.0075	m	4

APLICACION:

EN LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION SOPORTADAS EN BASTIDOR.

CLAVE DEL NOMBRE:

Cud = COBRE DESNUDO

4 = CALIBRE AWG DE LOS CONDUCTORES DE FASE

BT = BAJA TENSION

FIGURA 24

fija en un carrete de zinc o de fierro fundido, que pasa a tierra todo el herraje.

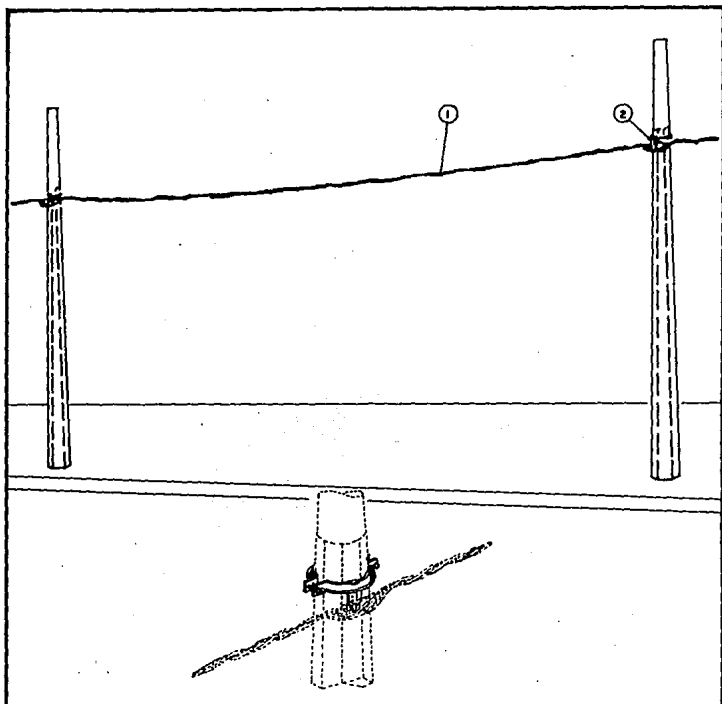
b).- Línea trenzada de conductores forrados de PVC, sobre un cable desnudo, también de cobre que sirve de neutro. (fig.25).

Esta última disposición tiene mejor apariencia, pero tiene desventajas como la de tener que quitar el aislamiento para conectar cada acometida y si esto no se hace correctamente se llegan a presentar más fácilmente los corto circuitos quemando varios tramos de la red, sin embargo es ideal en zonas arboladas y estética en zonas residenciales.

Los transformadores de distribución constituyen el elemento más caro de toda la red y es por ello que deben extremarse las precauciones en sus protecciones. Es conveniente hacerlos trabajar en su capacidad total de carga para aprovechar su conversión.

Se procura que cada transformador de distribución alimente una red secundaria aislada eléctricamente de las demás.

Estando las redes eléctricas aisladas unas de otras, se les puede dar la disposición radial o anillo. Siempre que es posible se adopta la segunda solución, ya que el arreglo en anillo garantiza una mejor regulación. Asimismo, la protección del transformador conectado a la



SE CONSIDERA UN TRAMO DE 40m.

REF.	NOMBRE	NORMA	L y F	UNIDAD	CANTIDAD
1	CABLE BM Cu 3x1/0	20096		m	41
2	ALAMBRE Cud 4	20075		m	1

APLICACION:

EN LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION, INSTALADAS EN SOPORTE MR.

CLAVE DEL NOMBRE:

B = BAJA TENSION

M = MENSAJERO

Cu = COBRE

3 = NUMERO DE CONDUCTORES AISLADOS

1/8 = CALIBRE AWG DE LOS CONDUCTORES AISLADOS

FIGURA 25

línea primaria, se le instalan los fusibles, que lo protegen de sobrecorrientes por corto circuito y como se sabe estos elementos, son conductores de plomo, plata o aluminio con capacidad de conducción determinada para la corriente nominal del transformador.

Por último, es conveniente mencionar que las líneas de transporte de energía, se protegen parcialmente contra las descargas atmosféricas, por medio de hilos de guarda, que se colocan a mayor altura que los conductores y estos en diferentes puntos se conectan al sistema de tierra.

En su mayor parte, las líneas están protegidas por pararrayos cuya misión es limitar el aumento de tensión entre sus terminales hasta un valor que solo sea el 10 % superior a la tensión de trabajo. Cuando la tensión aplicada al pararrayo alcanza el valor crítico, su misión estriba en evitar mayores aumentos, lo que exige que el pararrayos deje pasar una corriente con poco aumento de tensión.

Los calibres de cables de aluminio más usados en las redes de 23 KV son:

- 1.- Troncales, ALD ó ACSR 336 M.C.M.
- 2.- Ramales, ACSR 4/0, 1/0 y nº 2.

Como se comento anteriormente, uno de los problemas que presenta la Ciudad de Cuernavaca; es el crecimiento acelerado de la demanda de energia, debido a la explosión demográfica a raíz del temblor de 1985.

Este crecimiento no ha sido únicamente de casas habitación y asentamientos irregulares, también ha sido de pequeñas y medianas industrias, lo cual ha puesto en serias dificultades la posibilidad de atender estos servicios. Por la lejanía de las cargas los alimentadores son más largos de lo acostumbrado y debido a lo anterior el calibre de los conductores no es el adecuado.

Por lo alejado de las subestación a los puntos de servicio se han incrementado las quejas de bajo voltaje y las fallas originadas por lo antiguo de las líneas de 6 KV, se ha planteado la necesidad de realizar un cambio de voltaje de 6 a 23 KV que aliviará el Banco 86 en aproximadamente un 40 % de la carga que actualmente soporta; para realizar este cambio de voltaje, se analizaron la carga de cada uno de los alimentadores de 6 KV.

Se tomó en cuenta también que la zona norte de la Ciudad de Cuernavaca, tiene su red de distribución a través de la S.E. Rural María Candelaria y esta considerada como una zona de alto índice de crecimiento demográfico con problemas actuales de bajo voltaje, redes de distribución muy antiguas con aislamiento a 6 KV fuera de norma, siendo una zona arbolada y alimentada en forma radial, que no da flexibilidad al sistema.

Los alimentadores de 23 KV, servirán para enlazar la Subestación Cuernavaca y llevar la energía a algunos servicios muy importantes, que cuando ocurre un disturbio se dejan fuera por mucho tiempo y además prevé un fuerte crecimiento a corto plazo.

El problema más difícil de resolver en el cambio de voltaje es la obtención de los transformadores de distribución, ya que es el elemento más costoso.

Para esto se tomaron las siguientes consideraciones:

a).- Solicitar partidas de transformadores con relación de transformación 23,000 - 6,000 en el primario y de 220/127 volts en el secundario para ir

reemplazando con potencial en 6 KV y una vez terminado el reaislamiento de la línea de 6 KV hacer la conexión al alimentador de 23 KV.

b).- Aviso a los clientes con servicio en alta tensión y que tengan transformadores o subestaciones a 6 KV, con un tiempo de 6 meses de anticipación para que vayan modificando o adquiriendo su equipo a 23 KV, y se puedan integrar a las necesidades del cambio de voltaje.

Dadas las características de demanda, hay transformadores que trabajan sobrecargados hasta un 150 % por lo cual, se ha hecho un programa de tomas de lecturas, para ir reemplazandolos de acuerdo a la carga que tienen actualmente.

Todos los transformadores tiene conexión Delta - Estrella, la razón para utilizar este tipo de conexión es que es imposible conseguir el equilibrio de carga en las líneas de baja tensión y con esta conexión los amperes vuelta en exceso que requieren las fases más cargadas, los suministra en el núcleo del transformador un flujo circulante en la Delta del primario. Esta corriente circulante absorbe todo el desequilibrio de fases, de tal manera que este no transciende a la línea primaria, es decir, en virtud

de la conexión Delta - Estrella del transformador el desequilibrio inevitable en el secundario es compensado magnéticamente, consiguiendo así una corriente en la red primaria perfectamente equilibrada.

Para conocer los elementos constitutivos de la red existente en 6 KV que se han de reemplazar, se hizo un estudio de ellos encontrando que:

ELEMENTO	% DE REEMPLAZO
POSTE	40
TRANSFORMADOR	100
CONDUCTOR	100
ELEMENTOS DE CONEXION Y	100
PROTECCION	
CONECTORES	100
HERRAJES (RED SECUNDARIA)	100
HERRAJES (RED PRIMARIA)	40

NOTA: En el conductor únicamente se reemplazará el cobre, ya que en las troncales se tiene instalado ALD N° 336 M.C.M.

En base a este estudio, se vio que la vida útil de la red existente, cumplió con el objetivo de la inversión; ya que tiene instalada aproximadamente 35 años y los programas de mantenimiento han tenido que ser modificados para mantener la red en servicio.

Es importante tener en cuenta el aspecto económico, no para reducir la capacidad de los elementos constituidos de una red, descuidando la calidad de las instalaciones y del servicio, exponiéndose a sufrir daños tan serios que muchas veces resultan tan costosos como la instalación de una nueva red, sino más bien, la economía debe entenderse como la combinación adecuada de los elementos de una red que permita obtener de ellos el mayor provecho posible sin menospreciar la calidad de las instalaciones y del servicio por el cual fueron constituidas.

La calidad del suministro de energía eléctrica, significa el perfecto funcionamiento del equipo utilizado para su distribución, cualidad que queda determinada con el cumplimiento de tres factores principales:

1.- Continuidad en el servicio.

2.- Regulación de voltaje.

3.- Frecuencia constante.

Debido a que los trabajos ha realizar en el cambio de voltaje, son en zonas densamente pobladas en donde una interrupción en el servicio causa trastornos y pérdidas económicas importantes, se consideró realizar la mayoría de los mismos, en días no laborables, solicitando licencias con línea viva en su mayoría y únicamente el reemplazo de conductores previo aviso a los usuarios con tres días de anticipación.

C).- CONSTRUCCION DE UNA LINEA DE 85 KV PARA RESPALDO DE LA SUBESTACION CUERNAVACA.

Considerando que la construcción de la Subestación Morelos venga a dar apoyo a la Subestación Cuernavaca con los nuevos alimentadores en 23 KV, esto en si no resuelve el problema que se tiene, ya que la subestación sigue estando radial con la Subestación Zapata.

La idea que se propone es instalar el Banco 28 de 100 MVA'S para poder enlazar ambas subestaciones y así reforzar, en caso de alguna falla en

Subestación Zapata, la carga demandada a través de la Subestación Morelos. Para poder hacer lo anterior, es necesario construir una línea de 1.2 Km. de longitud a través de la Ciudad de Cuernavaca.

Esta línea sería de doble circuito, autoportada en postes troncoconicos para ocupar el menor derecho de vía posible, el cual sería el de las antiguas líneas de 85 KV Magdalena-Cuernavaca.

La construcción de la línea sería con condiciones similares a la de 230 KV, pero con la consideración a los aislamientos y conductores específicos para 85 KV.

CONDUCTOR

Son 1.2 Km. de conductor ACSR 795 MCM tipo CONDOR (54 hilos de aluminio y 7 de acero), con una capacidad de conducción de 900 amperes y peso de 1.524 toneladas por Km.

Número de hilos Aluminio/Acero	54/7
Diámetro, mm	28
Area, mm ²	456
Peso unitario, Kg/m	1.524

Carga de ruptura Kg.	12,940
Módulo de elasticidad inicial, Kg/mm ²	5,502
Módulo de elasticidad final, Kg/mm ²	6,678
Coefficiente de dilatación lineal inicial, /°C	18.28 x 10 ⁻⁶
Coefficiente de dilatación lineal final, /°C	19.26 x 10 ⁻⁶

Tensión Mecánica Máxima:

Tipo de estructura	1 cond.	2 cond.
Torres (Kg.)	2,500	2,000
Postes (Kg)	1,000	-----

HERRAJES

En líneas de 85 KV se utilizan aisladores de 254 Ø X 146 mm con resistencia mecánica y eléctrica combinada de 8,165 Kg. Las cadenas de suspensión llevan 6 unidades y las de tensión 7. Con la construcción de esta línea se espera que el servicio suministrado sea confiable además de servir de respaldo a la Subestación Cuernavaca.

CAPITULO IV

CONSIDERACIONES GENERALES DE LA SOLUCION

En el capítulo tres, con la construcción de la línea de transmisión y la subestación de 230 KV, así como el de la línea de 85 KV que enlaza a la Subestación Cuernavaca con la Subestación Morelos (fig. 26); se puede considerar que la demanda de energía en la Ciudad de Cuernavaca esta satisfecha. Pero no se debe descuidar que la función de una empresa de servicio como es la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, es estar al pendiente de las nuevas técnicas y aprovechamiento de recursos para generar energía eléctrica y poder dar un mejor servicio al usuario.

A. - SOLUCION TECNICA A LARGO PLAZO.

Una de las alternativas para tener un servicio más eficiente, es dar mantenimiento preventivo y no correctivo a las redes de distribución y transmisión. Esto se lograra actualizando los sistemas y equipos con que se cuenta.

SITUACION FUTURA

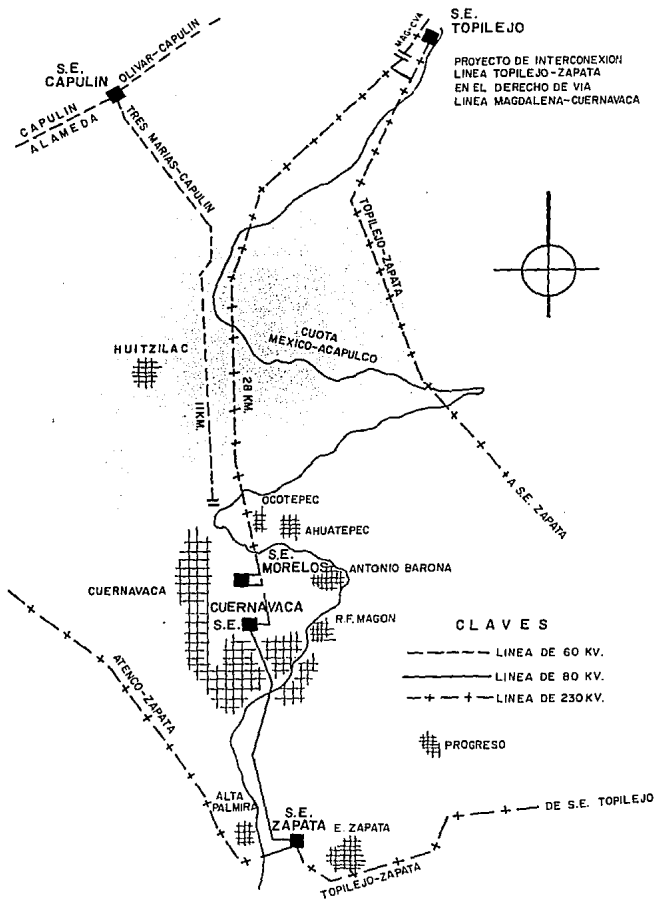


FIGURA 26

Por sus calles y accesos, la Ciudad de Cuernavaca presenta serias dificultades para atender una falla en el suministro de energía eléctrica, ya que sus calles son muy estrechas y el crecimiento demográfico ha ocasionado un mayor número de vehículos que obstaculizan la labor de reparación o instalación en forma expedita.

Los elementos considerados como importantes para poder cumplir con el objetivo de un buen mantenimiento son:

1.- VEHICULOS.

Todos los vehiculos tienen una vida útil de cinco años, motivo por el cual es conveniente irlos reemplazando y actualizandolos con equipos más modernos y prácticos que permitan mayor seguridad y eficiencia.

2.- REDES PRIMARIAS.

Ir reemplazando los elementos que componen los alimentadores, de modo tal, que en un lapso de 10 años, todos hayan sido verificados y sustituidos por nuevos. Esto es con el fin de prevenir las posibles fallas por sobrecargas, cortocircuitos, descargas atmosféricas, etc.

3.- REDES SECUNDARIAS.

Como la red secundaria, es mucho mayor que la Red Primaria, se propone la siguiente alternativa:

a).- Conductores.

En su mayoría se tiene instalado cable de cobre desnudo, el cual con el tiempo se requema, ocasionando que se rompa con facilidad ocasionando interrupciones entre los usuarios y en algunas ocasiones se agrava la falla cuando no operan los fusibles de protección del transformador y afecta a la Red Primaria. Asimismo, provoca que la vida útil del transformador disminuya.

Es conveniente hacer un estudio de mallas de transformadores para poder reemplazarlo, previo aviso a los usuarios, y balancear su carga de acuerdo a un programa de toma de lecturas del transformador que nos indique la densidad de real del mismo.

b).- Elementos de sujeción.

Entre los elementos más importantes tenemos el bastidor, que soporta a los conductores de baja tensión y que debido a las fallas continuas que se

presentan en la red secundaria, ocasionan que sus aisladores se rompan o deterioren, se sugiere reemplazarlos y analizarlos cada 5 años.

Los postes de concreto se deterioran con el tiempo y su vida útil esta comprendida entre 6 y 8 años, por lo que se requiere que la supervisión se haga en forma continua para determinar la degradación del concreto.

c).- Elementos de Medición.

De acuerdo a un programa elaborado con anticipación, las personas encargadas de tomar las lecturas de los medidores, se pueden ir reemplazandolos y actualizandolos, ya que existen medidores con más de 20 años de servicio y presentan fallas que no se detectan a simple vista y que representan perdidas económicas para la empresa.

d).- Transformadores.

Este elemento es el más importante en las redes de distribución y también al que menos atención se le pone, ya que mientras da el servicio no se reemplaza para darle mantenimiento y únicamente se atiende cuando presenta alguna falla o se quema.

Se sugiere hacer un estudio de la densidad de carga de todos y cada uno de los transformadores, para no permitir que se dañen en el abuso de nuevos servicios y poder tener una decisión cuando se requiera el cambio por aumento de la capacidad instalada.

e).- Red Subterránea.

Como se comento con anterioridad, hay zonas en la Ciudad de Cuernavaca de difícil acceso, normalmente es en la zona central, por lo que es conveniente hacer un estudio donde se incluyan diferentes etapas que contemplen el cambio de la red aérea por la subterránea, como esto requiere de un inversión económica muy fuerte, se trata de iniciarlo con los nuevos servicios o modificando los existente cuando soliciten un aumento de carga.

f).- Capacitación.

Un renglón muy importante dentro de la actualización es la capacitación del personal, ya que debido al desarrollo continuo de la tecnología, es conveniente implementar cursos teórico y prácticos al personal para que

sus conocimientos se refresquen con las nuevas técnicas y equipos y así poder reducir los índices de accidentes.

Se debe contar con una escuela que cuente con los elementos apropiados e instructores emanados de la propia organización con la experiencia propia de los trabajos que se desarrollan en el área.

B.- FLEXIBILIDAD DE OPERACION DEL SISTEMA

Con la construcción de la línea de 230 KV, se incorpora la Ciudad de Cuernavaca a la Red Central, es decir, el apoyo de energía en la Subestación Morelos y la interconexión con la Subestación Cuernavaca mediante la línea de 85 KV, permite dar el respaldo necesario y suficiente a ambas subestaciones, para que en caso de alguna falla se pueda operar desde las subestaciones Zapata o Topilejo (fig. 27)

Es necesario para que la flexibilidad sea mas eficiente, la construcción de la línea de 85 KV, ya que sin ella, el sistema de alimentación entre ambas subestaciones se vería afectada.

SITUACION PROPUESTA S.E. CUERNAVACA

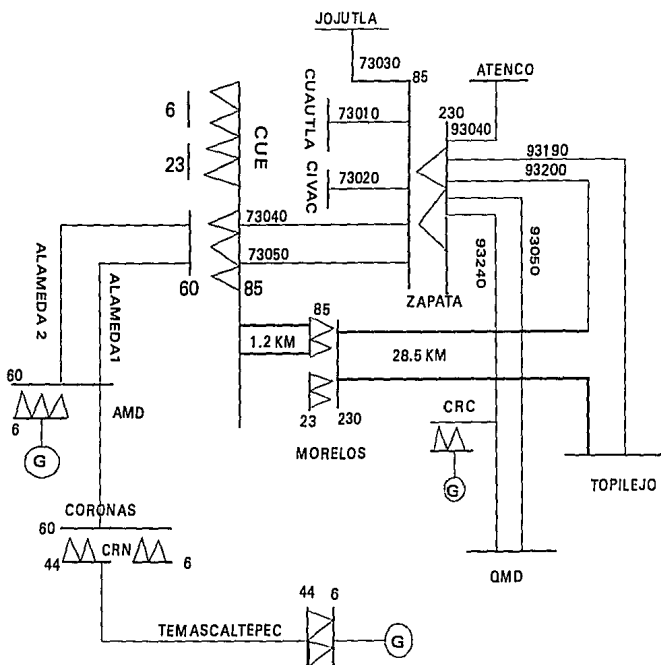


Figura 27

Contando con ambas líneas, el sistema se vuelve flexible, sin la línea de 85 KV. se tendría que tomar otras consideraciones que permitan establecer una mejor condición como soporte en caso de falla.

CAPITULO V

ESTUDIO ECONOMICO

Estudios económicos del reemplazo de transformadores, herrajes y postes, para el cambio de voltaje.

Para hacer el cambio de voltaje, se dividió en etapas el programa para cumplir en un término de 4 años. Se hizo el estudio de los alimentados (Tabla 1) y se procedió a hacer el cálculo de la corriente con la que se descargará el Banco 86.

PRIMERA ETAPA.- Se consideran 170 transformadores con un total de 7,629 KVA's. Para encontrar la corriente de descarga del Banco se utilizó la fórmula:

$$\text{Amperes} = \frac{\text{KVA} \times 1,000}{\sqrt{3} \times E}$$

Donde:

E = Voltaje de la línea (6,000 volts)

KVA = La capacidad total de los transformadores a reemplazar.

**TRANSFORMADORES, S.E.S Y CAPACIDAD INSTALADA
EN LOS CIRCUITOS DE 6 KV**

TABLA 1

CIRCUITO	TRANSFORMADORES KVA							SUBESTACIONES KVA						INSTALADOS KVA
	25	37.5	50	75	100	150	TOTAL	150	200	250	350	400	TOTAL	
1	1	-	13	8	8	-	30	1	-	-	1	5	7	4,575
2	1	-	15	10	5	-	31	-	2	-	-	1	3	2,825
3	6	2	25	15	2	1	51	-	-	2	1	-	3	3,800
4	8	-	33	14	1	1	57	-	-	-	-	-	-	3,150
5	8	1	30	23	3	-	65	-	-	-	-	1	1	4,162
6	16	1	43	15	10	-	85	-	-	1	-	2	3	5,762
7	11	1	25	22	5	1	65	-	-	-	-	-	-	3,862
8	8	-	32	31	10	-	81	-	-	2	1	-	3	5,975
9	5	1	16	13	3	-	38	-	-	-	-	-	-	2,237
10	11	-	44	25	5	-	85	-	-	2	-	-	-	5,530
11	6	2	35	24	10	-	77	-	-	-	-	-	-	4,775
TOTAL	81	8	311	200	62	3	665	1	2	7	3	9	22	-----
KVA INSTALADO	2025	300	15550	15000	6200	450	39525	150	400	1750	1050	3600	-----	46,475

Sustituyendo:

$$A = \frac{7,629 \times 1,000}{\sqrt{3} \times 6,000} = \frac{7,629}{10.38} = 735$$

$$A = \underline{735}$$

SEGUNDA ETAPA.- Se consideran 160 transformadores, con un total de 7,266 KVA's, utilizando la formula y sustituyendo:

$$A = \frac{7,266 \times 1,000}{\sqrt{3} \times 6,000} = \frac{7,266}{10.38} = 700$$

$$A = \underline{700}$$

TERCERA ETAPA.- Se consideran 100 transformadores, con un total de 5,190 KVA's, utilizando la formula y sustituyendo:

$$A = \frac{5,190 \times 1,000}{\sqrt{3} \times 6,000} = \frac{5,190}{10.38} = 500$$

$$A = \underline{500}$$

CUARTA ETAPA.- Se consideran 135 transformadores, con un total de 8,100 KVA's, utilizando la formula y sustituyendo:

$$A = \frac{8,100 \times 1,000}{\sqrt{3} \times 6,000} = \frac{8,100}{10.38} = 780$$

$A = \underline{780}$

Resumen de las etapas contempladas para cambio de voltaje.

AÑO	TRANSF. - P/CAMBIO	AMPERES DESCARGA DEL BCO.	KVA'S	AVANCE	
				PROYETO	OBRA
1992	170	735	7,269	100	100
1993	160	700	7,266	100	100
1994	100	500	5,190	95	5
1995	135	780	8,100	75	0

Como se vio en el cambio de transformadores y capacidad instalada en los circuitos de 6 KV, el porcentaje considerado de herrajes a reemplazar es el siguiente:

Se tienen instalados 665 transformadores en los 11 circuitos de 6 KV. En base a la toma de lecturas se determino que los transformadores que están sobrecargados y fuera de norma, se reemplazaran por otros de mayor capacidad como se muestra en el siguiente resumen:

INSTALADO CAPACIDAD KVA	TOTAL	REEMPLAZO KVA'S	TOTAL TRANSF.
25 Y 37.5	89	45	75
50	311	75	250
75	200	75	100
100	65	112.5	165
T O T A L	665		590

Para estimar el material y herrajes necesarios para el cambio de voltaje de las cuatro etapas, se hicieron las siguientes consideraciones:

Por cada transformador:

- 5 Postes de concreto
- 13 Tramos de cable ACSR nº 2
- 3 Cortacircuitos
- 3 Apartarrayos

Por cada 10 transformadores:

- 1 Juego de cuchillas 23-601.
- 1 Poste CR-12 E

Por cada 8 cuchillas

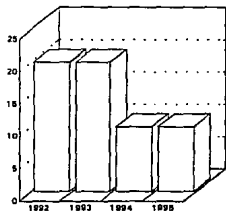
- 1 Interruptor en aire 23-601
- 10 Tramos de cable ACSR 1/0

El lote de herrajes se considero en un 30 % del total de la obra.

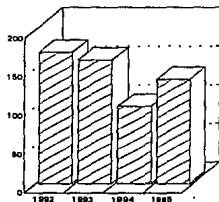
Tomando en consideración que los costos de materiales y herrajes varían de precio, se fijaron los del mes de octubre de 1993 como base del presupuesto.

GRAFICAS DE CAMBIO DE VOLTAJE

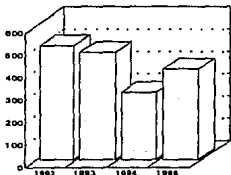
TRAMOS DE ACSR N° 1/O



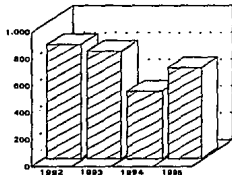
REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES



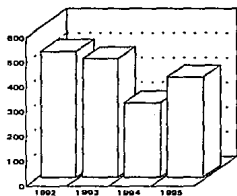
REEMPLAZO DE CORTACIRCUITOS



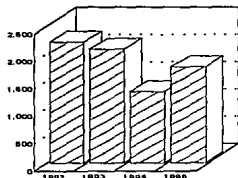
REEMPLAZO DE POSTERIA



REEMPLAZO DE APARTARRAYOS



TRAMOS DE ACSR N° 2



UNIDAD	DESCRIPCION	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	SUBTOTAL (N\$)
MT.	CABLE ACSR N° 2	307,000	1.00	307,000
MT.	CABLE ACSR N° 1/0	23,600	2.50	59,000
PZA.	CUCHILLA 23-601	177	691.00	122,307
PZA.	CORTACIRCUITO 23-110	1,770	160.00	283,200
JGO.	INTERRUPTOR EN AIRE 23-601	30	4,000.00	120,000
PZA.	APARTARRAYO 23DV	1,770	297.00	525,690
PZA.	POSTE CR-6	90	266.00	26,334
PZA.	POSTE CR-9	590	310.00	182,900
PZA.	POSTE CR-12	1,770	530.00	938,100
PZA.	POSTE CR-12 E	295	900.00	265,500

	TRANSFORMADOR			
PZA.	POSTE 45 KVA 23,000/6,000- 220/127	75	8,700.00	652,500
	TRANSFORMADOR			
PZA.	POSTE 75 KVA 23,000/6,000- 220/127	350	12,250.00	4,287,500
	TRANSFORMADOR			
PZA.	POSTE 112.5 KVA 23,000/6,000- 220/127	162	16,600.00	26,892,200
PZA.	PLATAFORMA N° 2	590	214.00	126,260
PZA.	FUSIBLE "K"	1,770	25.00	44,250
LOTE	HERRAJES NECESA- RIOS	1		10,449,822
TOTAL				45,282,563

Costo estimado por labor:

Considerando que el personal asignado a la División Cuernavaca de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, es el que va a realizar el trabajo de cambio de voltaje, además de dar mantenimiento a las redes existentes y construcción de SP'S (Solicitud de servicio de Presupuestos a Particulares) se tomo como base una plantilla de 50 trabajadores, que en forma permanente va ha estar asignada al cambio de voltaje.

TABLA DE COSTO DE LABOR DE PERSONAL

CANTIDAD	SALARIO DIARIO PROMEDIO (N\$)	AÑOS ESTIMADOS	DIAS POR AÑO	TOTAL DIAS
100	50.50	4	365	1.460

Como el personal es clase "A", es decir, que labora por turnos, incluso sábado y domingo, se toman en consideración todos los días del año por lo tanto para sacar el costo de labor se hará lo siguiente:

C.L. = Cantidad de personas X Salario Promedio X Total de días

C.L. = 100 x 50.50 X 1,460 = N\$ 7,373,000.00

El costo de labor es sin beneficios sociales y las prestaciones propias de la empresa.

RESUMEN DE COSTOS DE CAMBIO DE VOLTAJE

COSTO LABOR.....	(N\$)	7,373,000
COSTO MATERIAL.....	(N\$)	45,282,563
MATERIALES MISCELANEOS (25 %).....	(N\$)	13,163,890
COSTO TOTAL	(N\$)	65,819,453

COSTO ESTIMADO DE LA CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION MORELOS.

a).- Costo por Labor sin incluir Beneficios Sociales.

El costo estimado por labor se determino por la duración estimada de 16 meses necesaria para la construcción de la subestación.

Las diferentes secciones que participan son:

Civil, Mecánica y Electromecánica.

La labor considerada es la del tiempo que cada una de ellas participa en forma real. El salario se estimo en base a las percepciones de cada una de ellas y al personal que interviene en el mismo.

La descripción del trabajo que realiza cada una de las secciones no se incluye, ya que es muy variada y se diversifica mucho, motivo por el cual, se conjunto el costo por labor de todas y cada una de ellas.

SECCION	TIEMPO ESTI- MADO (DIAS)	PERSONAL PROMEDIO	SALARIO PRO- MEDIO (N\$)	TOTAL (N\$)
CIVIL	308	100	55.00	1,694,000
MECANICA	330	50	55.00	907,500
ELECTROMECA- NICA	330	100	55.00	1,815,000
PRUEBAS	60	20	130.00	156,000
VARIOS	80	40	70.00	224,000
TOTAL				4,796,500

b).- Costo de Materiales.

El costo de materiales se considero en base a precios tomados a diferentes proveedores en el mes de octubre de 1993.

A.- EQUIPO ELECTRICO:.....	(N\$)	28,520,000
B.- LLENADO DE GAS:.....	(N\$)	612,000
C.- MATERIAL ELECTRICO MISCELANEO:.....	(N\$)	178,000
D.- ESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES:.....	(N\$)	2,600,000
SUBTOTAL.....	(N\$)	31,910,000

COSTO TOTAL DE LA CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION:

COSTO DE LABOR:.....	(N\$)	4,796,500
COSTO DE MATERIAL:.....	(N\$)	31,910,000
COSTO TOTAL:.....	(N\$)	36,706,500

COSTO DE LA CONSTRUCCION DE 28 KM DE LINEA DE 230 KV, DOBLE CIRCUITO TRIFASICO UN CONDUCTOR POR FASE.

a).- Costo por Labor:

El costo estimado por labor se determino por la duracion estimada de 14 meses necesaria para la construccion de la Linea de Transmision.

Las diferentes secciones que participan son:

Civil, Mecanica y Lineas de Transmision.

La labor considerada es la del tiempo que cada una de ellas participa en forma real. El salario se estimó en base a las percepciones de cada una de ellas y al personal que interviene en el mismo.

SECCION	TIEMPO ESTIMADO (DIAS)	PERSONAL PROMEDIO	SALARIO PROMEDIO (N\$)	TOTAL (N\$)
CIVIL	264	120	55.00	1,742,400
MECANICA	176	60	55.00	580,800
LINEAS DE TRANSMISION	308	160	55.00	2,710,400
TOTAL				5,033,600

b).- Costo de Materiales:

1.- Civil

El costo de materiales para la parte civil, se considera en metros cúbicos de concreto, no se hace el desglose de varilla, grava, arena, madera, etc. por considerar que no es significativo. La consideración hecha para el cálculo es la siguiente:

DESCRIPCION	CANTIDAD	CONCRETO POR UNIDAD	COSTO (N\$)	COSTO TOTAL
TORRES	94	300	200	5.640.000
POSTES	8	125	200	200.000
TOTAL				5.840.000

Se considera un 25 % del costo de labor y material para materiales misceláneos.

RESUMEN DE COSTOS PARTE CIVIL

COSTO LABOR.....	(N\$)	1,742,400
COSTO MATERIAL.....	(N\$)	5,840,000
SUBTOTAL:.....	(N\$)	7,582,400
MATERIALES MISCELANEOS (25 %).....	(N\$)	1,895,600
COSTO TOTAL OBRA CIVIL:.....	(N\$)	9,478,000

2.- Mecánica:

El costo de material estructural es considerándolo galvanizado, este costo es aproximado y es de (N\$) por Kg. 4.00, por lo tanto, para calcular el costo de material de la obra estructural se hicieron las siguientes consideraciones:

DESCRIPCION	CANTIDAD	PESO EN TONELADAS.	COSTO/TONELADA (N\$)	COSTO TOTAL (N\$)
CIMENTACION TIPO MARIMBA	62	0.6	4,000	148,800
TORRE DE SUSPENSION	62	10	4,000	2,480,000
TORRE DE TENSION	62	12	4,000	1,536,000
POSTE DE SUSPENSION	3	12	150,000	450,000
POSTE DE TENSION	5	20	250,000	1,250,000
TOTAL:				5,864,800

RESUMEN DE COSTOS PARTE MECANICA

COSTO LABOR.....	(N\$)	580,800
COSTO MATERIAL.....	(N\$)	5,864,800
SUBTOTAL:.....	(N\$)	6,445,600
MATERIALES MISCELANEOS (25 %).....	(N\$)	1,611,400
COSTO TOTAL OBRA MECANICA.....	(N\$)	8,057,000

3.- Lineas de Transmisión:

El costo de los herrajes y conductores necesario para la construcción de la línea de 230 KV, se tomo en base a los módulos de tensión y suspensión de cada una de las estructuras y postes que se necesitan.

DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO/TONE- LADA (N\$)	COSTO TOTAL (N\$)
TORRE DE SUSPENSIÓN	65	12,000	780,000
TORRE DE TENSION	37	30,000	1,110,000
CONDUCTOR	168 (KM)	36,000	6,048,000
CABLE DE GUARDA	56 (KM)	6,000	336,000
TOTAL :			8,274,800

Costo total de la construcción de 28 KM. de línea de 230 KV doble circuito trifásico, un conductor por fase:

SECCION	COSTO POR LABOR	COSTO POR MATERIAL	COSTO MAT. MISCELANEO	COSTO TOTAL (N\$)
CIVIL	1,742,400	5,840,000	1,895,600	9,478,000
MECANICA	580,800	5,864,800	1,611,400	8,057,000
LINEAS DE TRANSMISION	2,710,400	8,274,000	1,150,100	12,134,500
TOTAL	5,033,600	19,978,800	4,657,100	29,669,500

COSTO DE LA INSTALACION DE 8 ALIMENTADORES DE 23 KV.

Considerando que estos alimentadores van a dar mayor flexibilidad al sistema, y se tienen que enlazar con los existentes, se hizo la siguiente consideración:

Todos los alimentadores tendrán una longitud promedio de 2 Km., y en base a esto calculamos el costo por labor y material.

a).- Costo por Labor:

Si la distancia interpostal considerada es de 40 mts. promedio. en dos kilómetros tendremos 50 postes, si consideramos 120 H/H por poste, tendremos:

50 postes X 8 alimentadores = 400 postes

Asimismo, en cada alimentador consideramos:

Cuchillas = 6 X 8 = 48; y 100 H/H por labor de instalación

Interruptores en Aire = 2 X 8 = 16; y 150 H/H por labor de instalación

Transformadores = 8 X 8 = 64; y 150 H/H por labor de instalación.

Seccionadores = 3 X 8 = 24; y 150 H/H por labor de instalación.

Con estos datos calculamos la labor de instalación:

DESCRIPCION	H/H	CANTIDAD MATERIAL	COSTO H/H	COSTO TOTAL (N\$)
POSTES	120	400	6.9	331,200
CUCHILLAS	100	48	6.9	33,120
INTERRUPTORES	150	16	6.9	16,560
TRANSFORMADORES	150	64	6.9	66,240
SECCIONADORES	150	24	6.9	24,840
TOTAL				471,960

b).- Materiales.

DESCRIPCION	CANTIDAD MATERIAL	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL (N\$)
POSTES	400	530.00	212.000
CUCHILLAS	48	691.00	33.168
INTERRUPTORES	16	4.000.00	64.000
TRANSFORMADORES	64	16.600.00	1.062.400
SECCIONADORES	24	37.300.00	1.790.400
CONDUCTOR ALD 336	48 (Km)	4.500.00	216.000
LOTE MISCELANEO	1		1.013.390
TOTAL			4.391.350

Se considera como en los incisos anteriores un 25 % de material miscelaneo, por lo que el costo total será:

COSTO DE LABOR:.....(N\$)	471.960
COSTO MATERIAL:.....(N\$)	4.391.350
COSTO MATERIAL MISCELANEO:.....(N\$)	1.215.828
COSTO TOTAL:.....(N\$)	6.079.138

COSTO TOTAL DE LA OBRA

COSTO DE CAMBIO DE VOLTAJE.....(N\$)	65,819,453
COSTO DE LA SUBESTACION DE SF6.....(N\$)	36,706,500
COSTO DE LA LINEA DE 230 KV.....(N\$)	29,669,500
COSTO DE 8 ALIMENTADORES.....(N\$)	6,079,188
GRAN TOTAL DE LA OBRA.....(N\$)	138,274,641

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del análisis técnico - económico del presente trabajo, podemos observar dos grandes problemas a vencer:

El primero representa la economía, un tanto dañada por la que el país atraviesa en estos momentos.

El segundo y tal vez el más importante, e íntimamente ligado con el anterior, es el de la necesidad de proporcionar energía eléctrica a un México, constantemente en desarrollo, que no se debe frenar, y de cuyo país forma parte la Ciudad de Cuernavaca y poblados circunvecinos, zona que nos ocupa en este trabajo.

En 1993, aún cuando la devaluación de la moneda nacional se ha frenado y los índices de interés son los más bajos en los últimos 18 años, es muy aventurado fijar los costos de cualquier obra. No obstante se presenta en este libro, el costo aproximado para la solución a corto plazo de la creciente demanda de energía eléctrica.

La inversión aproximada de N\$ 138.274.641.00. de la que se habla en el análisis económico, dará como resultado la solución inmediata y necesaria al problema citado, por lo que es recomendable cumplirla en todas sus etapas.

Refiriéndose a la solución propuesta, que daría por terminados los problemas de demanda de energía eléctrica por muchos años y que en este trabajo lo mencionamos en el capítulo número cuatro, por razones obvias que el tiempo marca en relación a costos, no podemos hablar del aspecto económico, sin embargo, el crecimiento de la población, y consecuentemente del número de consumidores industriales, comerciales y domésticos, obliga a hacer más continuo y confiable el suministro de energía eléctrica, por lo que se piensa, es recomendable tomar lo propuesto en el citado capítulo cuatro para tener así una mejor opción al desarrollo y crecimiento industrial que tanta falta le hace al país, ahora que esta por aprobarse el Tratado de Libre Comercio con los países de Estados Unidos y Canadá.

Asimismo, cabe mencionar que el desarrollo eléctrico del país es continuo, por lo que es necesario que las dos grandes empresas del país como son Comisión Federal de Electricidad y Compañía de Luz y Fuerza, efectúen planteamiento de planeación y modernización relacionadas con este desarrollo, así como la normalización de equipos, ya que este último presenta el problema de diversidad de tipo de refacciones en los equipos y por consiguiente dificultad en las expansiones y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo.

B I B L I O G R A F I A :

ANALISIS MODERNO DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
ING. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
EDITORIAL LIMUSA

SISTEMAS DE DISTRIBUCION
ING. ROBERTO ESPINOZA Y LARA
EDITORIAL LIMUSA

REDES ELECTRICAS DE ALTA Y BAJA TENSION
ING. GAUDENCIO ZOPPETI JUDEZ
EDITORIAL GUSTAVO GILI, S.A.

LINEAS DE TRANSMISION
R.A. CHIPMAN
EDITORIAL McGRAW HILL

REDES ELECTRICAS
ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
REPRESENTACION Y SERVICIOS DE INGENIERIA

EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES
C. RUSSELL MASON
EDITORIAL C.E.C.S.A.

MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.
EDITADO POR RELACIONES INDUSTRIALES

MANUAL DE DISEÑO Y NORMALIZACION DE LINEAS DE TRANSMISION
CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO S.A.
EDITADO POR RELACIONES INDUSTRIALES