

T-83



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

REDISEÑO DE LA SUBESTACION PRINCIPAL DE CIUDAD UNIVERSITARIA

T E S I S
 QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
 INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
 P R E S E N T A N
 FRANCISCO LARA ARZOLA
 DOMINGO SANCHEZ CORTES
 MARIO SANCHEZ GOMEZ
 SERGIO ANTONIO SIERRA ROQUE
 CIUDAD UNIVERSITARIA 1979

24/83



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

INDICE

CAPITULO 1

Reseña histórica.

- 1.1 Antecedentes
- 1.2 Anteproyecto de la Subestación Principal de la C.U.
- 1.3 Aumento de la capacidad de la subestación eléctrica y necesidades de rediseño
- 1.4 Situación actual
- 1.5 Diagrama unifilar de la S.E. antes de su remodelación
- 1.6 Diagrama unifilar de la S.E. después de su remodelación

CAPITULO 2

Descripción del equipo de la subestación eléctrica.

- 2.1 Interruptores
 - 2.1.1 Interruptores de alta tensión en aceite
 - 2.1.2 Interruptores en aire
- 2.2 Tableros blindados para interruptores en aire
- 2.3 Barras colectoras
 - 2.3.1 Barras
 - 2.3.2 Tipos de barras
 - 2.3.3 Accesorios de las barras colectoras
 - 2.3.4 Aisladores para las barras colectoras
 - 2.3.5 Tipos de aisladores
- 2.4 Pararrayos

2.4.1 Pararrayos de efecto autovalvular

2.5 Cuchillas

2.6 Instalaciones de control

2.7 Transformadores

2.7.1 Transformadores de potencia

2.7.2 Transformadores de instrumentación

2.8 Relevadores

2.9 Servicios auxiliares

2.10 Red de tierra

CAPITULO 3

Rediseño de la subestación.

3.1 Causas de rediseño

3.2 Fallas de corto circuito

3.3 Equipo que no requirió ser cambiado

3.4 Equipo que requirió ser cambiado

CAPITULO 4

Efectos eléctricos producidos por el cambio de frecuencia en -
los transformadores.

4.1 Efecto del cambio de frecuencia sobre el transformador

4.1.1 Densidad de flujo

4.1.2 Pérdidas sin carga

4.1.3 Pérdidas con carga

4.1.4 Impedancia

4.1.5 Regulación

4.1.6 Eficiencia

4.1.7 Elevación de temperatura

4.1.8 Capacidad nominal de diseño

4.2 Conclusiones

4.3 Conversión de los transformadores

4.3.1 Transformadores de distribución

4.3.2 Transformadores de potencial y de corriente

CAPITULO 5

Mantenimiento y pruebas de un transformador.

5.1 Mantenimiento de transformadores

5.2 Pruebas en los transformadores

5.2.1 Pruebas de los gases despididos por un transformador

5.2.2 Prueba de resistencia de aislamiento

5.2.3 Prueba del aceite aislante

CAPITULO 6

Protección.

6.1 Filosofía general

6.2 Protección diferencial

6.2.1 Relevador diferencial con restricción de armónicas

6.3 Relevador de sobreintensidad de tiempo inverso

6.4 Relevador auxiliar

6.5 Cálculo de TP'S y TC'S

CAPITULO 7

Transformadores de potencia de la subestación en su estado actual.

7.1 Descripción

7.2 Embarque, recepción e instalación

7.3 Armado, llenado de aceite y pruebas finales

7.4 Características

7.5 Accesorios del transformador

7.5.1 Bushings

7.5.2 Indicadores de temperatura en los devanados

7.5.3 Indicadores de nivel de líquido

7.5.4 Relevador Buchholz

7.5.5 Atmósfera de nitrógeno

7.5.6 Relevador de voltaje tipo SVR

7.6 Resultados de la puesta en servicio

CAPITULO 8

Conclusiones.

CAPITULO 1

Reseña histórica

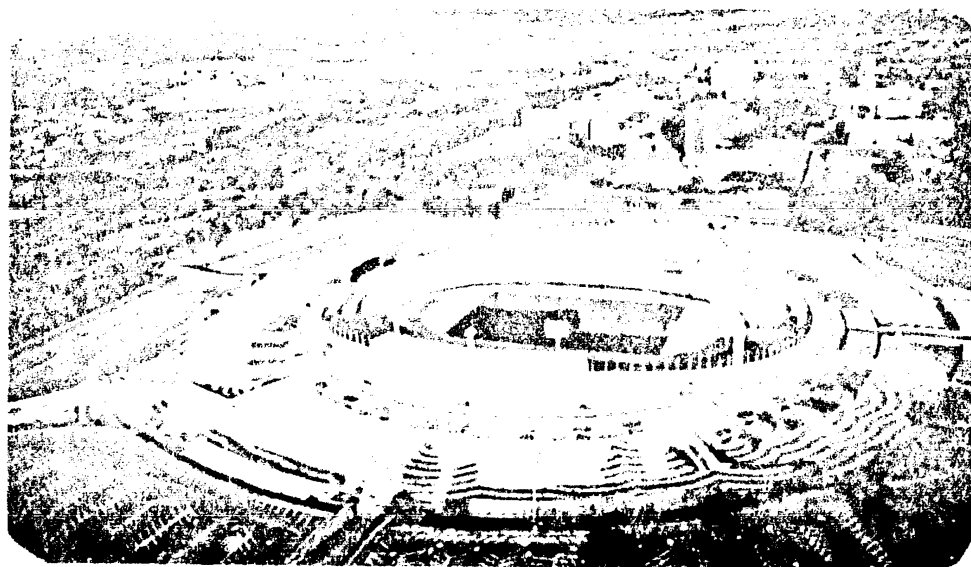
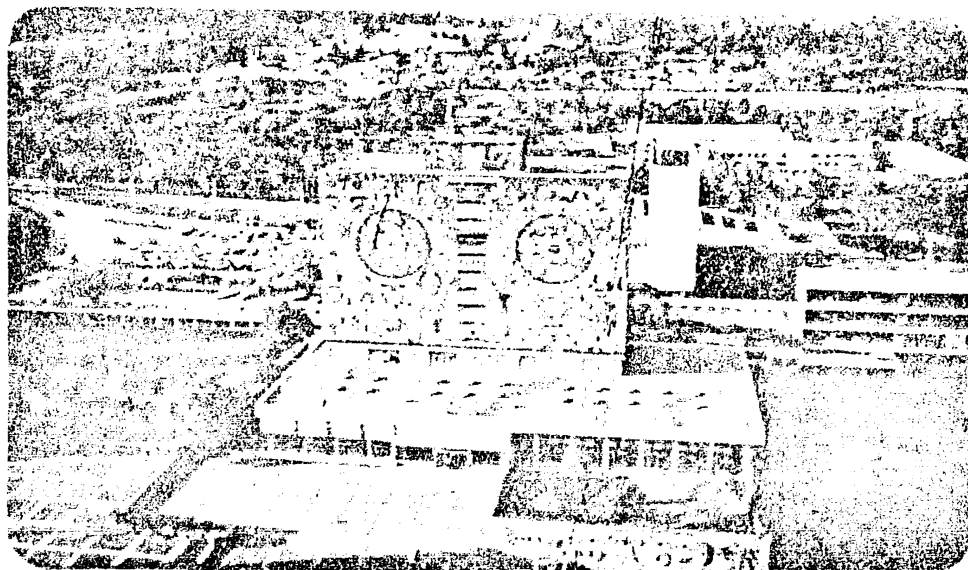
1.1 Antecedentes.

Siendo Rector de la UNAM el Dr. Luis Garrido Díaz, se ideó dotar a la Universidad más antigua del Continente Americano, de las instalaciones más modernas de aquellos tiempos. Una Ciudad Universitaria que diera fin a la dispersión de las escuelas de la UNAM.

El 5 de junio de 1950, el Rector de la UNAM, Dr. Luis Garrido, en compañía del Arquitecto Carlos Lazo, Director de la obra, y del Licenciado Adolfo Ruiz Cortines, entonces Secretario de -- Gobernación, asistió a una sencilla ceremonia en los terrenos donde más tarde se erigiría el edificio de la antigua Torre de Ciencias, para colocar una roca del propio pedregal y dar así, simbólicamente, comienzo a los trabajos de construcción.

Dos meses más tarde, el 16 de agosto de 1950, el propio Rector de la UNAM, colocó también las primeras piedras de las que -- serían en el futuro los edificios del ala de Humanidades y de la Escuela Nacional de Odontología. Como consecuencia, la futura Ciudad Universitaria requería de una Subestación Eléctrica, que alimentara de energía a todos los edificios en ella cons-- truidos.

Es conveniente hacer notar que la Ciudad Universitaria fue - -



VISTA PANORAMICA DE CIUDAD UNIVERSITARIA Y DE
SU ESTADIO OLIMPICO.

construida con una capacidad para treinta mil estudiantes y -- que hoy estudian en ella unos 200,000 estudiantes aproximadamente.

1.2 Anteproyecto de la Subestación Principal de la C.U.

El anteproyecto de la Subestación Principal de Ciudad Universitaria empezó a ser estudiado en el año de 1951 por el Ingeniero Luis Mascott.

Después de preparar el análisis de las cargas eléctricas del sistema, compuesto de los edificios Rectoría, Biblioteca, Arquitectura, Ingeniería, Ciencias Químicas, Medicina, Odontología, Comercio, Humanidades, Jurisprudencia (Leyes), Bombeo, -- Almacenes, Baños, Frontón, del alumbrado de las calzadas y estacionamientos, con una demanda inicial de 800 KW y un factor de potencia de 90%, resultaron ser de 900 KVA.

Los señores Directores del proyecto de la C.U., Lic. Carlos -- Novoa, Arq. Carlos Lazo, Ing. Luis E. Bracamontes, Arq. Mario-Pani y Arq. del Moral, aceptaron la proposición del Ing. Luis-Mascott de proyectar la potencia de la subestación para un período de $16 \frac{2}{3}$ años.

Sobre la base de las instalaciones, el estudio de la naturaleza de la carga y utilizando la estadística de los sistemas semejantes y la teoría elemental de la probabilidad, el cálculo indicó que el valor de la aceleración media del aumento de la-

carga, sería de 275 KW para los primeros 5 años, 300 KW por -- los 5 años siguientes y de 325 KW para los 6 $\frac{2}{3}$ años últimos, con un total de 6,490 KVA, con un crecimiento promedio anual -- de 315 KVA.

En base a los cálculos realizados se seleccionaron dos trans-- formadores de potencia de 2500 KVA, 20/6 KV cada uno y en to-- tal con ventiladores 6250 KVA.

1.3 Aumento de la Capacidad de la Subestación Eléctrica y Ne-- cesidades de Rediseño.

En el año de 1968 se aumentó la capacidad de la subestación -- con un transformador de potencia de 2500 KVA, 20/6 KV. Dicho -- transformador alimentaría a la carga del Estadio Olímpico de -- la C.U., que consta de alumbrado y tablero electrónico princi-- palmente; totalizando, la subestación completa, 7500 KVA y con ventiladores, 9375 KVA.

Originalmente, la Subestación de C.U. fue diseñada para tener-- una capacidad de tres transformadores de potencia de 2500 KVA, 20/6 KV cada uno, por lo que la capacidad de transmisión, regu-- lación de voltaje y de flujo de carga, factores importantes pa-- ra el proyecto de cualquier ampliación en un sistema eléctrico de potencia, ya habían sido considerados anteriormente. Dos de ellos se colocaron en el año de 1952 y el otro en el año de -- 1968.

El rápido crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha -- obligado a las Autoridades a llevar a cabo estudios de rediseño de la Subestación Principal de la Ciudad Universitaria. Tomando en cuenta que la continuidad de los servicios de energía eléctrica, es primordial en un centro de estudios de la magnitud de la C.U., se deben planear anticipadamente las necesidades futuras. Esto se efectúa después de analizar cuidadosamente los datos disponibles del incremento esperado en la demanda durante un cierto período de tiempo. Además, debe preverse determinada capacidad de reserva, para hacer frente a ciertas -- condiciones anormales que se presentan en los sistemas de potencia y que pueden ser distintos tipos de fallas, o sencillamente la salida de algún equipo importante para su mantenimiento.

Para tener una idea del incremento de la carga, revisaremos lo que la experiencia demostró. Partiendo de una demanda de 800 - KW en el año de 1952, alcanzó la carga, una demanda de 7600 KW en el año de 1976, es decir, una aceleración anual de 283 KW o de 314 KVA/año; es conveniente recordar que el crecimiento promedio esperado fue de 315 KVA/año, lo cual demuestra lo acertado de el diseño de la subestación principal de la C.U.

El crecimiento futuro de la carga probable es como sigue:

5 Institutos de reciente construcción

3 Edificios para diversos fines

totalizando un incremento de 1890 KW y resultando un total de-

9490 KW con un factor de potencia de 0.9 o un total de 10544 - KVA.

La potencia de transformación debe ser para prever futuras ampliaciones de 3/2 de la carga.

$$\text{Luego, } 10544 \times 3/2 = 15816$$

Para dos transformadores:

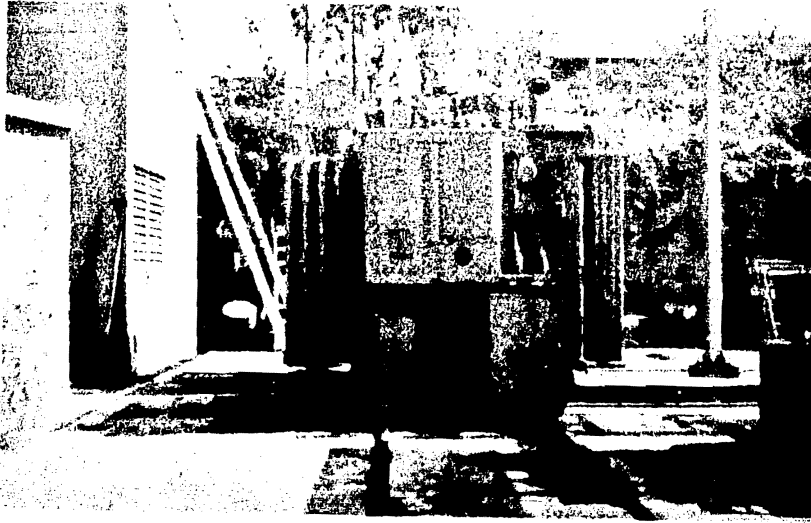
$$\frac{15816}{2} = 7908 \text{ KVA/transformador}$$

Un transformador de 7500 KVA sin ventiladores puede llevar una carga de $7500 \times 1.1 = 8250$ KVA, es decir, la carga completa. - Con una aceleración de la carga de 7/4 ó 7/5 del valor medio - 283 KW, el valor medio futuro es de 442 KW/año, con 9400 KVA - del transformador con ventiladores, la duración es de 19.14 -- años.

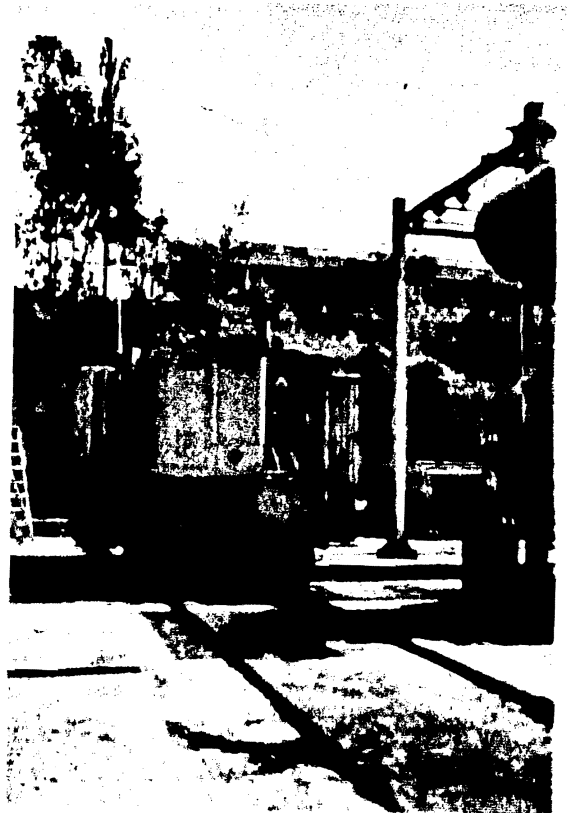
1.4 Situación actual.

Actualmente la subestación cuenta con dos transformadores de - potencia de 7500 KVA, 20/6 KV, de los cuales sólo uno de ellos se encuentra en servicio, quedando el otro de reserva en caso de falla del transformador en servicio, o simplemente para dar el mantenimiento sin interrumpir el servicio más allá de lo -- requerido para hacer el cambio de transformador.

En la actualidad se ha conseguido que la subestación cuente --



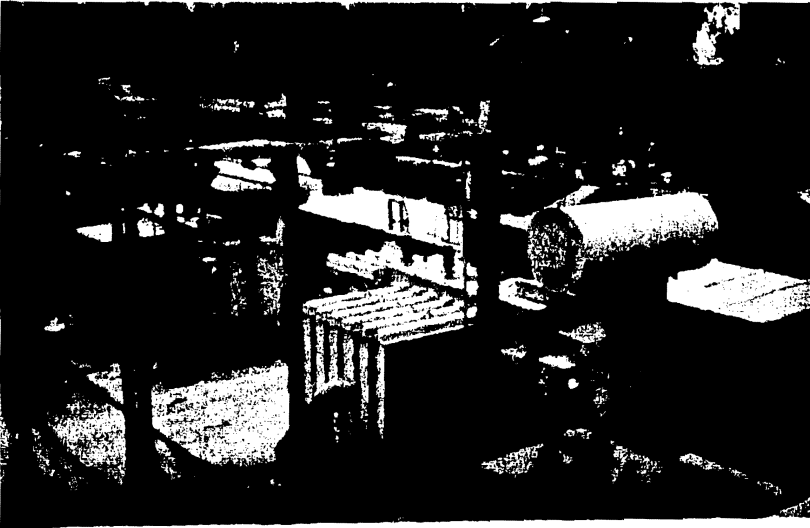
VISTA DE DOS DE LOS TRANS
FORMADORES ANTIGUOS DE --
2500 KVA CADA UNO.



con dos acometidas, una de Taxqueña y otra del Olivar de los -
Padres. Estas acometidas se encuentran conectadas a un switch-
de transferencia, el cual opera en caso de falla en cualquier-
de las acometidas en un tiempo de 2 segundos, pasando de la --
acometida donde se produjo la falla a la otra. Con esto, la --
Comisión Federal de Electricidad garantiza la continuidad de -
energía eléctrica que requiere el centro de estudios.

Con el paso del tiempo, un transformador sufre desgaste en los
aislamientos de los embobinados y es posible que llegue a pre-
sentar alguna falla que oblique a sacar dicho transformador --
del sistema durante un período de tiempo relativamente largo, -
tiempo suficiente para su reparación que en ocasiones puede --
ser hasta de varios meses, con lo cual, parte del sistema que-
daría sin servicio de energía eléctrica cuando no se contara --
con equipo de respaldo.

Recientemente, uno de los transformadores que inicialmente se-
instalaron en la Subestación Principal de la Ciudad Universita
ria, presentó una falla que obligó a dejar sin energía eléctri
ca a una tercera parte del sistema, sufriendose pérdidas econó
micas por ese motivo. Dada la antigüedad de los transformado--
res instalados en 1952, es lógico que cualquiera de ellos fa--
llara, y en base a esto, se podría pensar en la falla de otro-
transformador, con lo cual dos terceras partes del sistema - -
quedarían sin energía eléctrica, es decir, la totalidad de la-
carga del Estadio Olímpico y la mitad de las Escuelas de la --

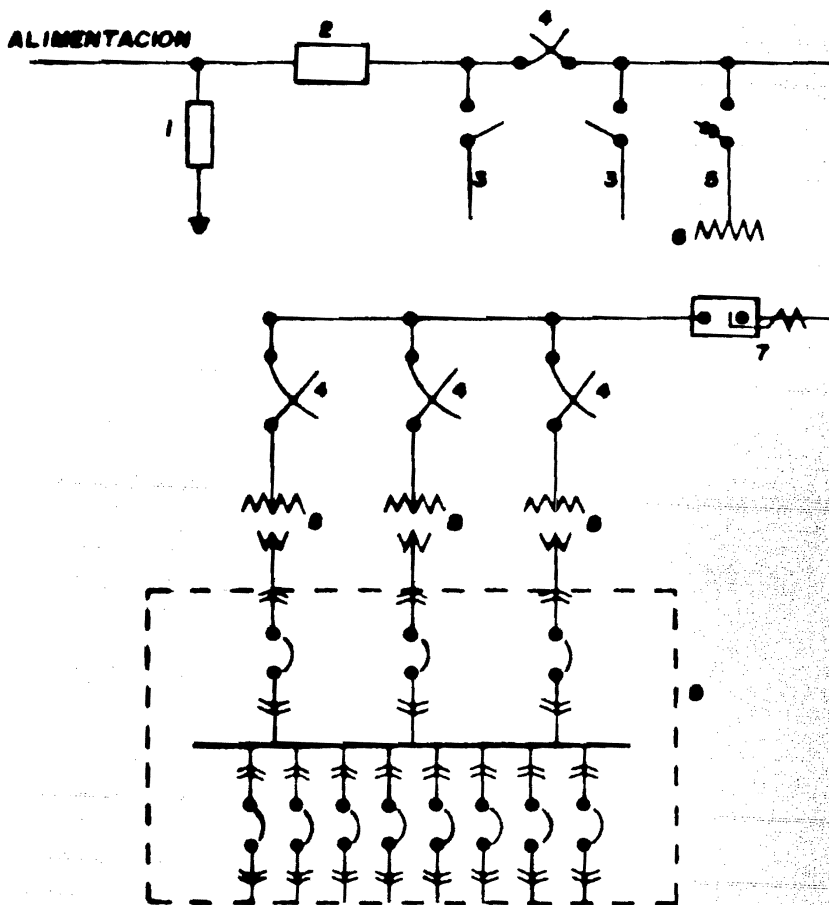


VISTA ACTUAL DE LA SUBESTACION REDISEÑADA

Ciudad Universitaria. Esto obligó a efectuar un cambio de --- transformadores, sustituyendo la totalidad de los transformadores en servicio, antes de la falla, por uno nuevo, que absorbería la totalidad de la carga de la Ciudad Universitaria, y - además, se contaría con otro transformador de respaldo, que -- igualmente absorbería la totalidad de la carga, el cual operaría en caso de falla en el otro transformador.

A continuación presentamos los diagramas unifilares de la Subestación antes y después de su remodelación.

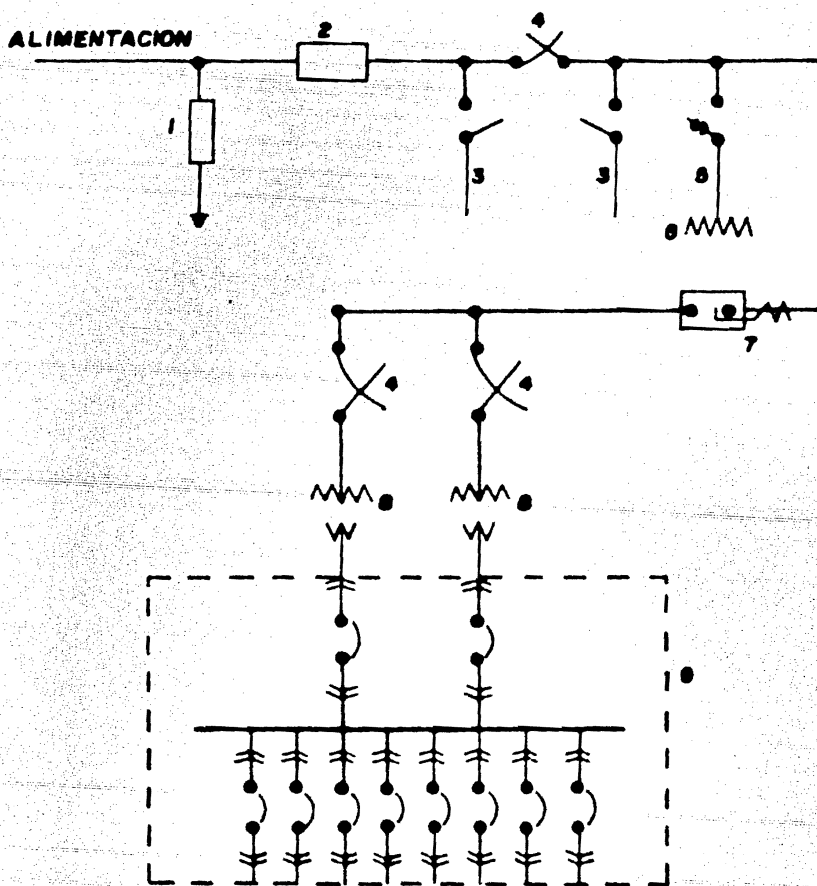
DIAGRAMA UNIFILAR
SUBESTACION 7500 KVA 20/6 KV
CIUDAD UNIVERSITARIA



LISTA DEL EQUIPO (7500 KVA 20/6 KV)

- 1.- Pararrayos tipo estación.
- 2.- Equipo de medición.
- 3.- Cuchillas desconectadoras, operación con garrocha, para montaje vertical.
- 4.- Cuchillas desconectadoras, operación en grupo, para montaje horizontal, con cuernos de arqueo y mecanismo de operación manual a distancia.
- 5.- Cuchillas portafusibles intemperie.
- 6.- Transformador de distribución en aceite 25 KVA, 20000/240-120 V, monofásico, 50 ciclos, intemperie para servicio estación.
- 7.- Interruptor en aceite, 1000 MVA de capacidad interruptiva.
- 8.- Transformador de potencia, 2500 KVA, 20/6 KV, 3 fases, - 50 ciclos.
- 9.- Equipo acorazado, formado por gabinetes de acero, conteniendo 8 interruptores en aire, más equipo auxiliar y de medición.

DIAGRAMA UNIFILAR
SUBESTACION 7 500 KVA 20/6 KV
CIUDAD UNIVERSITARIA



LISTA DEL EQUIPO (7500 KVA, 20/6 KV)

- 1.- Pararrayos tipo estación.
- 2.- Equipo de medición.
- 3.- Cuchillas desconectoras, intemperie, para montaje vertical, operación con garrocha.
- 4.- Cuchillas desconectoras, intemperie, operación en grupo para montaje horizontal, con cuernos de arqueo y mecanismo de operación manual a distancia.
- 5.- Cuchillos portafusibles intemperie.
- 6.- Transformador de distribución en aceite 50 KVA, 20000/240-120 V, trifásico 60 ciclos, intemperie para servicio estación.
- 7.- Interruptor en aceite, 1000 MVA de capacidad interruptiva.
- 8.- Transformador de potencia 7500 KVA, 20/6, 3 fases, 60-ciclos.
- 9.- Equipo acorazado, formado por gabinetes de acero conteniendo 14 interruptores en aire, más equipo auxiliar y de medición.

CAPITULO 2

Descripción del equipo de la subestación eléctrica

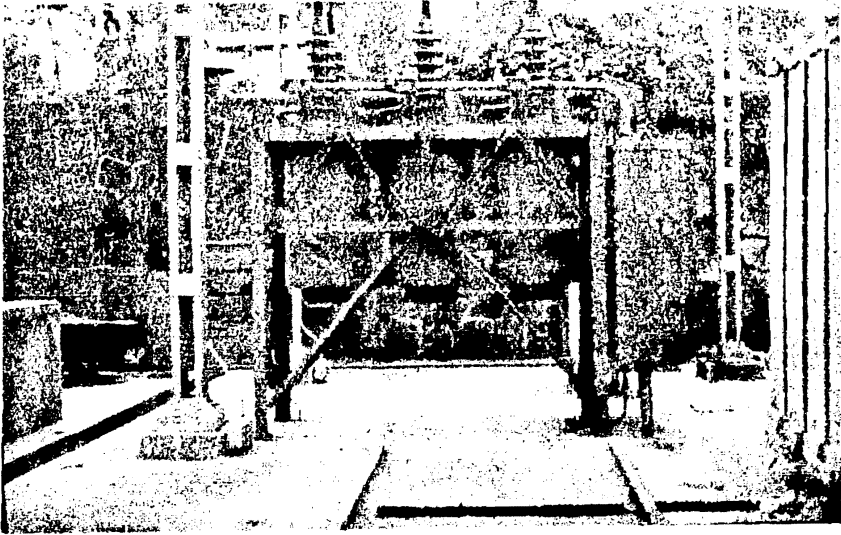
2.1 Interruptores.

El dato determinante para escoger un interruptor de potencia - de un cierto voltaje, es la magnitud del corto circuito máximo que se pueda presentar en el lugar de su instalación. Debiendo se considerar las ampliaciones necesarias en un cierto período de tiempo que permita al interruptor elegido, hacer frente a - aumentos futuros de la capacidad del corto circuito, sin que - se haga necesario reemplazarlo. De manera simultánea, se reali - za un balance de tipo económico para poder elegir el interrup - tor más adecuado, tomando en cuenta los valores comerciales -- disponibles en MVA y su precio relativo.

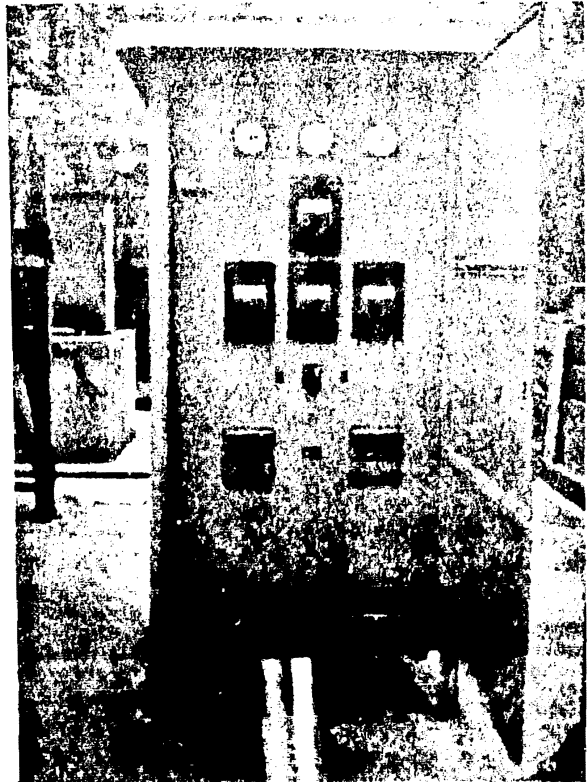
La Subestación Principal de la Ciudad Universitaria cuenta con dos tipos de interruptores: un interruptor en gran volumen de aceite, que es el interruptor general, y 14 interruptores en - aire, que protegen las líneas que alimentan de energía eléctri - ca a los diferentes edificios de la Ciudad Universitaria. A -- continuación haremos la descripción de dicho equipo.

2.1.1 Interruptores de alta tensión en aceite.

Fácilmente puede interrumpirse la intensidad de corriente en - el seno de un aceite, elemento con coeficiente de difusión muy



INTERRUPTOR GENERAL DE
ALTA TENSION EN ACEITE
Y SU TABLERO DE CON---
TROL.



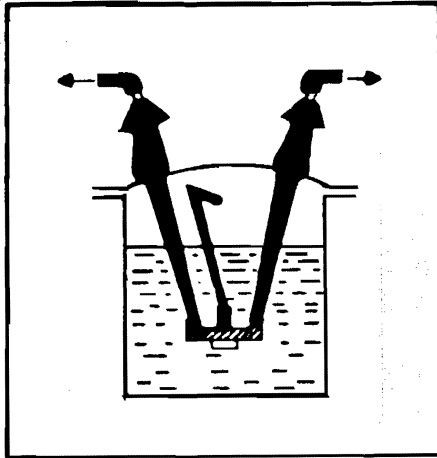
bajo. Debido a las propiedades de aislamiento del aceite, es - decir, por su elevado coeficiente de rigidez dieléctrica, permite una separación pequeña de las partes vivas, menor de la - que es posible conseguir en aire a presión normal.

La forma ordinaria de los interruptores en aceite, consiste de uno o más tanques metálicos, llenos de aceite. La tapa metálica tiene unos agujeros, a través de los cuales se introducen - los aisladores de paso o pasamuros de porcelana o de otro material aislante; dispositivos mediante los cuales el circuito -- entra y sale del tanque.

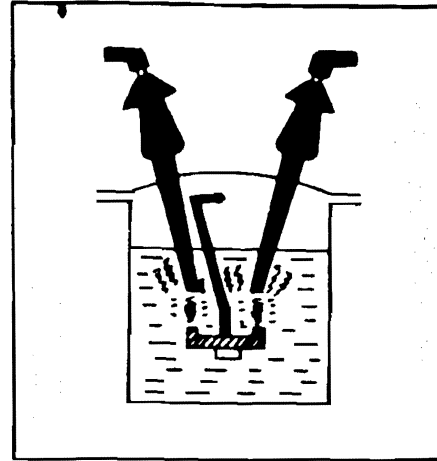
En la parte inferior de los aisladores de paso y bajo la superficie del aceite se encuentran los contactos estacionarios; -- una cruceta lleva los contactos móviles y cierra el espacio -- entre cada par de terminales completando el circuito cuando el interruptor está cerrado. La cruceta se encuentra dividido a - una varilla de material aislante que sube y baja; esta varilla de material aislante atraviesa el tanque en la tapa. El movimiento está dado por el siguiente mecanismo: para abrir el - - circuito, la cruceta se desplaza usualmente hacia abajo. En este tipo de interruptores no se usa ningún dispositivo auxiliar para la extinción del arco, el fenómeno tiene lugar en el aceite, mediante la alta velocidad de los contactos en su separación, proporcionada por resortes aceleradores. Como se ve en - la Fig. 1, el tanque no está generalmente lleno de aceite, - - sino que existe un espacio de aire que desempeña el carácter -

FIGURA No. 1

LA RUPTURA EN EL ACEITE SE REALIZA DE LA
MANERA SIGUIENTE EN LOS APARATOS QUE
SE USAN EN LA INDUSTRIA



EN UN TANQUE METALICO SE DISPONEN
LOS CONTACTOS FIJOS Y LOS CONTACTOS
MOVILES. EL TANQUE CONTIENE
ACEITE.



AL SEPARARSE LOS CONTACTOS, EL
ARCO NACE. EL DESPRENDIMIENTO DE
CALOR PRODUCIDO POR EL ARCO VAPO-
RIZA UN CIERTO VOLUMEN DE ACEITE
Y SE FORMA ALREDEDOR DE LOS CON-
TACTOS UNA ATMOSFERA GASEOSA. LA
PRESION DE ESTA BOLSA GASEOSA "SOFO-
CA" EL ARCO. EL GAS SUBE A LA PARTE
SUPERIOR DEL APARATO PRODUCIENDO
UNA TURBULENCIA EN EL ACEITE.

de colchón para ayudar en esta forma a difundir el gas del arco.

Los tanques pueden tener varias formas, generalmente se encuentran hechos de acero fundido, del espesor necesario para poder soportar los esfuerzos mecánicos provenientes del circuito y de la presión natural del aceite.

En las bajas tensiones los tanques presentan una forma rectangular, ovalada o redonda; cabe decir que la forma redonda no es adecuada a las altas tensiones, pues la afectan. Se utilizan tres tanques o uno solo. El tamaño del tanque se halla determinado por: el espacio necesario para que la cruceta pueda deslizarse con seguridad, aislamiento a tierra de las partes vivas dentro del tanque, separación necesaria entre cada cámara de extinción para que el aceite fresco necesario para cada una sea suficiente y evite la contaminación. La altura está fijada por el espacio para que las boquillas aseguren aislamiento a tierra entre la conexión viva superior de la cámara de extinción y la tapa del tanque; debe considerarse el espacio libre para que la cruceta complete totalmente su carrera sin dificultad alguna.

El tanque en la parte inferior está provisto de una válvula para el drenaje y muestreo del aceite. En los tanques grandes existe en la parte superior una válvula para llenar el tanque o para hacer circular el aceite por los filtros prensa o en las centrifugadoras.

Además de las perforaciones necesarias para dar paso a la boquilla, se necesitan las perforaciones para permitir el paso a las varillas de operación de la cruceta, los taladros para la tubería conduit para proteger las conexiones de los transformadores de corriente, las perforaciones para el indicador del nivel del aceite y las perforaciones para la válvula de alivio - en caso de que la presión interior sea excesiva.

Los interruptores hasta de 66 KV se hallan montados en estructuras que descansan directamente sobre el piso, con un dispositivo para bajar los tanques y permitir el mantenimiento de las partes interruptivas.

2.1.2 Interruptores en aire.

Los interruptores en aire tipo DHEP, son especialmente adaptables para su aplicación en casas de fuerza, subestaciones y en general en cualquier instalación de alta tensión.

Son interruptores de 3 polos, operación eléctrica, montaje removible horizontal y se fabrican en los siguientes rangos:

Capacidad interruptiva trifásica:	75 a 750 MVA
Voltaje nominal:	4.16 a 13.8 KV
Corriente nominal:	1200 a 200 Amp.
Tiempo de interrupción:	5 ciclos.

El sistema de interrupción usado en estos interruptores consis

te esencialmente en una serie de placas aislantes de cerámica-refractaria que tiene ranuras en su parte más baja, dentro de las cuales el arco es atraído por un campo magnético.

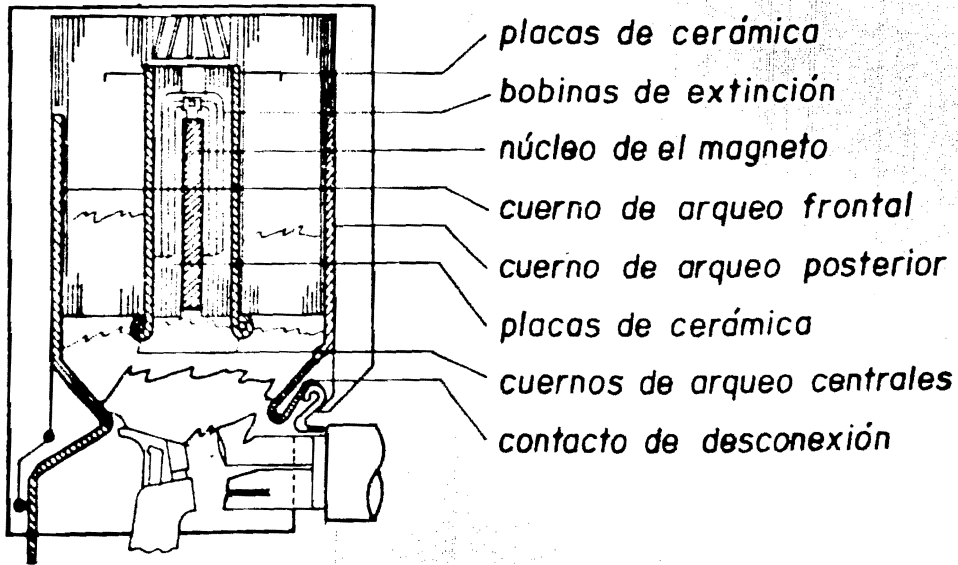
En este sistema de interrupción el campo magnético es de máxima importancia. Los campos magnéticos, según se usen, son diseñados para dar los mejores resultados para cada tipo específico de interruptores. La bobina del campo magnético está localizada en el centro de la cámara de arqueo de modo que vista en planta, el circuito del hierro asemeja la letra "H". La bobina de extinción está devanada alrededor de la pieza transversal del magneto en forma de "H" y localizada dentro de la cubierta de la cámara de arqueo.

La acción de la interrupción está ilustrada en la Fig. 2. Cuando los contactos de arqueo se separan, se forma un arco entre ellos sin que por la bobina de extinción circule corriente. El arco es alargado hacia arriba en su movimiento natural, tocando el centro de los cuernos de arqueo, de tal forma que la parte central del arco esté en paralelo con las bobinas de extinción. Las placas de transferencia rápidamente extinguen esta parte del arco, transfiriendo el flujo de la corriente total a través de las bobinas de extinción. El campo magnético sobre la cámara principal es por consecuencia amplificado.

El arco es dividido en el interior en arcos en serie con la bobina de extinción e impulsado dentro de la cámara de cerámica. La forma de las ranuras ocasiona que el arco se alargue mien--

FIGURA No. 2

DIBUJO ESQUEMATICO DEL TIPO DE BOBINA CENTRAL DE CAMARA DE ARQUEO USADA EN LA LINEA DE INTERRUPTORES DHEP.



tras asciende; esto hace que una parte del arco sea expuesta a las paredes relativamente frías de las placas refractarias y - crea un fuerte efecto de desionización. La extinción del arco ocurre debido a la desionización en el siguiente valor cero de la onda de corriente. La forma de "H" del circuito del hierro crea un campo muy fuerte y uniforme y la firmeza del ensamble de la cámara de arqueo es aumentada por esta construcción.

Características de operación.

Unidad polar.

El mecanismo de operación está localizado dentro del bastidor-base en la parte baja del interruptor. Las unidades polares de resina epoxy están instaladas sobre el bastidor base. Las cámaras de arqueo están embisagradas en la parte más alta de la -- unidad polar directamente sobre los contactos del interruptor. En las unidades polares se encuentran embebidas las barras y - soportes de contactos principales. Cada una de estas unidades- polares es fijada al bastidor base por cuatro tornillos y las tres unidades juntas son espaciadas con una barra de material- aislante. Las piezas de resina epoxy tienen excelentes propiedades eléctricas y mecánicas y pueden resistir esfuerzos mecánicos y eléctricos ocasionados por una interrupción por cortocircuito.

Barreras interpolares.

Las barreras interpolares y frontales están construidas dentro de un sencillo ensamble el cual se desliza en su lugar y se fija en esa posición por tornillos. Las barreras pueden ser quitadas fácilmente para la inspección del interruptor.

Fuelle.

Para mejorar la acción interruptiva de arco en rangos de corrientes bajas, donde la fuerza de extinción magnética decrece, los fuelles están previstos para soplar aire en el arco durante la separación de contactos.

Una cavidad en forma oval extendida a través del bastidor, hace las veces de cilindro soplador y amortiguador. Como se muestra en la Fig. 3, un pistón conteniendo un anillo de plásticos es empujado hacia afuera por un expansor eslabonado al mecanismo, el cual lo mueve hacia arriba cuando el interruptor abre.

El cilindro tiene tres aberturas las cuales permiten el escape del aire a través de los tubos de soplo y en dirección a los contactos del interruptor.

El pistón en movimiento hace pasar el aire por las aberturas del fuelle comprimiendo el aire confinado. Este actúa como un amortiguador reduciendo el choque mecánico de apertura.

Contactos.

Los contactos móviles están embisagrados al final de la barra-

FIGURA No. 3

FUELLE DEL INTERRUPTOR EN AIRE TIPO DHEP.

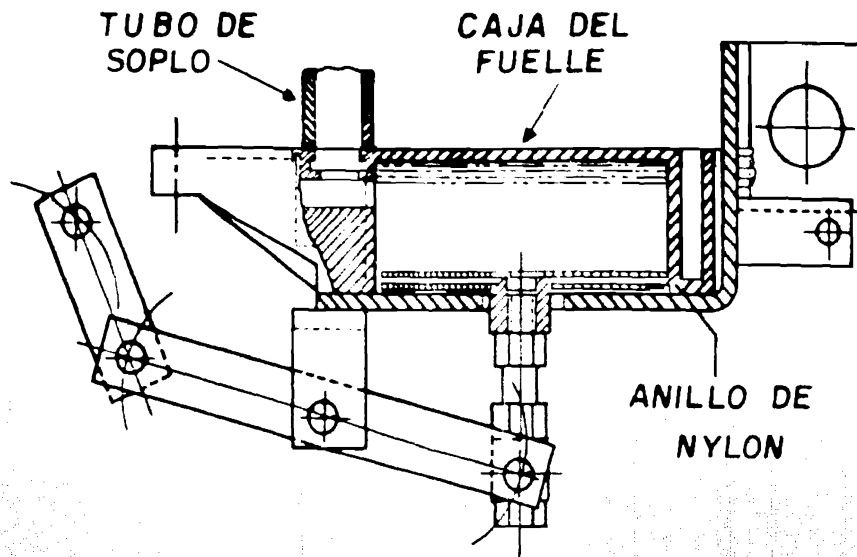
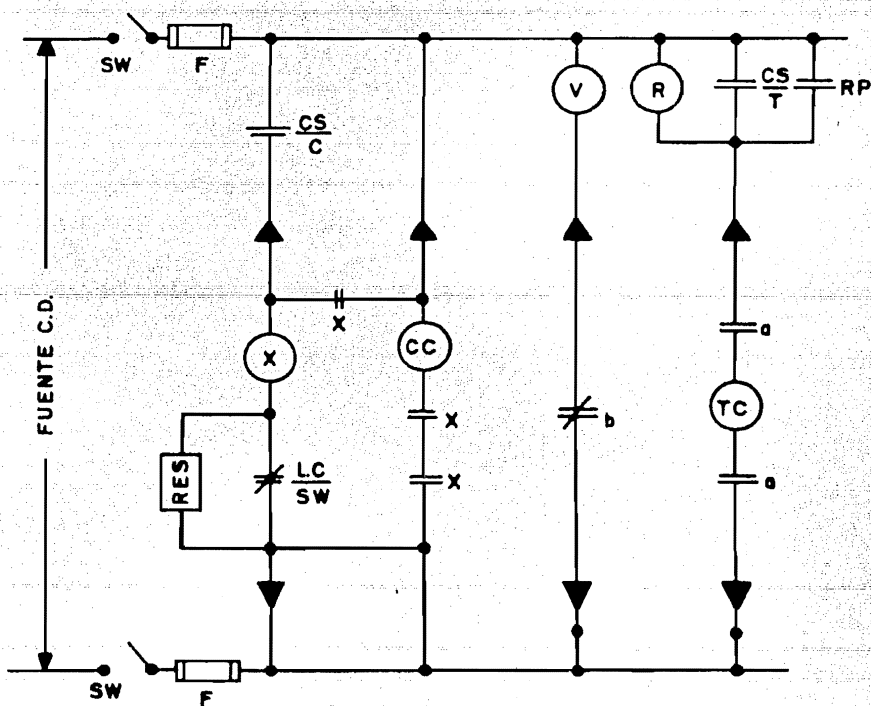


FIGURA No. 4

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE INTERRUPTOR DHEP
MECANISMO SOLENOIDE CON CONTROL DE C.D.



tos de interruptor pueden abrirse aun cuando el núcleo de cierre esté energizado y en posición de cierre.

Mecanismo de energía almacenada.

El resorte es cargado mediante un motor universal y por la acción de un trinquete. El resorte de cierre actúa a través de una leva en el sistema de palancas, para ejercer una gran fuerza al final de la carrera de cierre y una fuerza relativamente baja en el comienzo. La carrera del resorte es de movimiento alternativo debido a una manivela fija al trinquete y a la leva. Esto provee un exceso de energía para el cierre absorbido parcialmente, recomprimido el resorte de cierre, lo cual alivia a la unidad completa de un considerable golpe mecánico sobre el resorte de cierre.

2.2 Tableros blindados para interruptores en aire.

Los tableros blindados para interruptores en aire DHEP proporcionan control y protección centralizados para generadores, motores, transformadores, capacitores y todo tipo de circuitos alimentadores.

Son adecuados para servicio en circuitos de 2300 a 13500 v. -- con capacidades interruptivas entre 75 a 750 MVA, respectivamente.

Cada unidad comprende interruptor, barras colectoras, transfor

de contacto inferior.

En la operación de apertura los contactos de arqueo se separan después que los contactos principales se han separado de modo que los arcos de interrupción siempre son arrastrados entre estos contactos. Los contactos son del tipo generalmente conocidos como cuñas y dedos, son de aleación de cobre y de zirconio. Los contactos de arqueo tienen pastillas de plata Tungsteno para resistir los altos esfuerzos térmicos.

Cámaras de arqueo.

Las cámaras de arqueo de estos interruptores están construidas de tal forma que solamente el material de cerámica refractaria está expuesto al arco. Las cámaras de arqueo están embisagradas en la parte trasera para proporcionar accesibilidad para el mantenimiento e inspección de los contactos.

Mecanismos de operación.

Son dos los tamaños básicos de bastidores, 4.16 KV y 13.8 KV; cada bastidor puede ser equipado con cualquiera de estos dos mecanismos: Solenoide CD o de Energía Almacenada. El tipo de energía almacenada está disponible para operación con CD o CA.

Mecanismo de solenoide.

Consiste esencialmente de magnetos de CD y mecánicamente de eslabones para disparo libre. Esto quiere decir que los contac--

tos de interruptor pueden abrirse aun cuando el núcleo de cierre esté energizado y en posición de cierre.

Mecanismo de energía almacenada.

El resorte es cargado mediante un motor universal y por la acción de un trinquete. El resorte de cierre actúa a través de una leva en el sistema de palancas, para ejercer una gran fuerza al final de la carrera de cierre y una fuerza relativamente baja en el comienzo. La carrera del resorte es de movimiento alternativo debido a una manivela fija al trinquete y a la leva. Esto provee un exceso de energía para el cierre absorbido parcialmente, recomprimido el resorte de cierre, lo cual alivia a la unidad completa de un considerable golpe mecánico sobre el resorte de cierre.

2.2 Tableros blindados para interruptores en aire.

Los tableros blindados para interruptores en aire DHEP proporcionan control y protección centralizados para generadores, motores, transformadores, capacitores y todo tipo de circuitos alimentadores.

Son adecuados para servicio en circuitos de 2300 a 13500 v. con capacidades interruptivas entre 75 a 750 MVA, respectivamente.

Cada unidad comprende interruptor, barras colectoras, transfor

madores de instrumentos, relevadores, instrumentos de medición y dispositivos de control ensamblados en una forma compacta en gabinetes metálicos.

El tablero blindado ofrece seguridad, ya que:

Barreras metálicas aíslan entre sí los compartimientos del interruptor, de las barras, del control y de la línea.

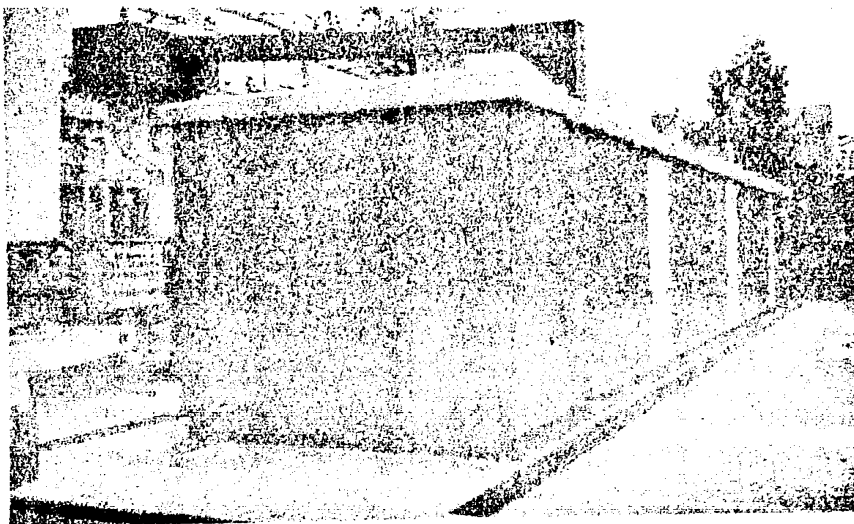
Las barras de acero del interruptor previenen el acceso a las partes vivas del mismo. Al estar sujetas con tornillos a la parte posterior del mismo, es imposible quitarlas si el interruptor no ha sido extraído.

Bloques de seguridad impiden la inserción del interruptor en su celda si éste se encuentra cerrado, manteniéndolo en condiciones de disparo libre.

El dispositivo de enganche del interruptor queda libre al final de su carrera, asegurando un positivo y preciso contacto.

Pantalla protectora de poliéster que cubre automáticamente los contactos primarios de la celda cuando se extrae el interruptor.

El interruptor puede extraerse a la posición de prueba y pasarse a la posición de conectado con la puerta del gabinete cerrada, a través de una ventana de acceso.



TABLEROS BLINDADOS PARA INTERRUPTORES EN AIRE (FOTO SU
PERIOR), BARRAS COLECTORAS Y ACCESORIOS (FOTO INFERIOR)

El interruptor queda conectado a un bus de tierra en las posiciones de operación y prueba.

2.3 Barras colectoras.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras, pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos :

a) Conductores eléctricos.

b) Aisladores: Que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.

c) Correctores y herrajes: Que sirven para unir un tramo de conductor con el siguiente y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño propio de las barras colectoras, implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace en base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y de acuerdo a las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc.; la sección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

2.3.1 Barras.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como de fases o polos se componga el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa.

2.3.2 Tipos de barras.

Los tipos normalmente usados son los siguientes :

a) Cables

b) Tubos

c) Soleras

Hablaremos en este caso de tubos, que es el que nos interesa,-

#...

ya que éstos son los que se tienen instalados en la subestación.

Tubos.

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para -- llevar cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil, como las instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras.

Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio.

Las principales ventajas del uso de tubo son las siguientes :

- a) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b) Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c) Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona.

- e) Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas del uso de tubo son las siguientes :

- a) Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

La selección del tamaño y peso de los tubos está hecha en base a la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión. - Generalmente el factor determinante en el diseño de barras tubulares es la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, obteniendo en esta forma un aumento en la longitud de los claros y por lo tanto una reducción en el número de soportes, disminuyendo además las pérdidas por efecto corona.

2.3.3 Accesorios de las barras colectoras.

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en instalaciones de barras conductoras.

Los tipos de accesorios más usados en la instalación de barras son los siguientes :

a) Conectores.

Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos. Los conectores pueden ser de diversos tipos (rectos, "T", codos, etc.) y además pueden ser soldados, -- atornillados o de compresión.

b) Juntas de expansión.

Son las formadas por conductores flexibles y que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, - para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho - equipo.

c) Herrajes.

Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los - aisladores. Los herrajes usados en barras colectoras de tubo o solera son de los siguientes tipos:

1) Soporte de anclaje (clemas fijas).

2) Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor - al dilatarse.

Los requisitos que debe reunir un buen conector eléctrico son en general los siguientes :

- 1) Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por corto circuito, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
- 2) Alta conductividad eléctrica, que disminuya las pérdidas de potencia en la conexión.
- 3) Baja elevación de temperatura, aún con sobrecarga, es decir, la elevación de temperatura del conector será menor que la elevación de temperatura de los conductores que conecta.
- 4) La trayectoria de la corriente deberá ser la más corta y directa posible.
- 5) La resistencia eléctrica del conector debe ser igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.
- 6) Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto, cosa que se obtiene al aumentar la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Para conectores de presión atornillados, además de los requisitos anteriores, se necesita que :

- c) Los pernos estén lo más próximo posible a los conductores.

- b) Los pernos estén en pares opuestos para obtener un apriete máximo.
- c) El diámetro y número de pernos necesarios sean diseñados para producir el apriete deseado.

2.3.4 Aisladores para las barras colectoras.

Son aquellos elementos que fijan las barras colectoras a la estructura y además proporcionan el nivel de aislamiento necesario.

La selección adecuada de determinado tipo de aislador, depende de varios factores como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc.

2.3.5 Tipos de aisladores.

Se usan tres tipos de aisladores:

- Aisladores rígidos
- Cadenas de aisladores
- Aisladores de tipo especial

Aisladores rígidos.

Este tipo de aisladores se usa para soportar barras rígidas como son los tubos y las soleras. Existen dos tipos de aislado--

res rígidos: los aisladores tipo alfiler y los aisladores tipo columna.

1. Aisladores tipo alfiler.- Cada elemento de este tipo de - - aislador está formado por una serie de aisladores concéntricos formando un conjunto que refuerza la distancia de flammeeo. Su principal ventaja es que evita que entre sus pliegues penetre la contaminación. Su desventaja es lo difícil de su limpieza.

Este tipo de aislador se usa solo, o en columna, sobreponiendo uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamiento deseado.

2. Aisladores de tipo columna.- Este tipo de aislador está formado de una sola pieza de mayor longitud que el tipo anterior. Actúa como una columna mecánica.

Sus principales ventajas son :

- a) Alta resistencia mecánica
- b) Alta rigidez
- c) Mayor estabilidad
- d) Ofrece una superficie mayor a la atmósfera contaminante
- e) Aunque se contamina más, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.

También se usan solos o ensamblados uno sobre otro.

Cadenas de aisladores.

Se usan para soportar barras de cable. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar.

Se usan enlazando un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Aisladores de tipo especial.

Corresponde a todos los tipos de aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar - (algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado y se usan para proteger contra polvo, humo químico, humedad, etc.).

2.4 Pararrayos.

Para evitar los peligros de las sobretensiones se concibió la idea de derivar a tierra las ondas producidas que pueden conducir corrientes de gran intensidad.

A los aparatos cuyo objeto era limitar la amplitud de las sobretensiones y que fueron empleados desde que se iniciaron las instalaciones eléctricas, se les denominó pararrayos, y con este nombre son conocidos comúnmente; pero los dispositivos empleados respondían a un criterio empírico, por la imposibilidad entonces existente de estudiar a fondo el funcionamiento -

de los mismos.

Los pararrayos deben estar conectados permanentemente a las líneas, pero han de entrar en funcionamiento únicamente cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior, como es natural, a la de servicio. Esto se consigue por medio de un explosor, uno de cuyos electrodos está conectado a la línea y el otro puesto a tierra, en el que salta la chispa cuando la sobretensión alcanza el valor requerido y para la cual debe ser graduado el explosor. Por el arco producido se conducirá a tierra la onda móvil de corriente origen de la sobretensión.

La práctica actual en el diseño de subestaciones de alta tensión para proteger las instalaciones de las sobretensiones de origen interno, debidas a rayos, de manera que estas sobretensiones no alcancen valores que excedan el nivel de aislamiento adoptado.

La protección contra sobretensiones debida a rayos comprende :

Protección de los transformadores de potencia mediante pararrayos, colocados lo más cerca posible de los transformadores y cuyas características de protección deben seleccionarse de acuerdo con las condiciones específicas de cada sistema y coordinarse con las características de aislamiento de los transformadores.

Estos pararrayos proporcionan también una protección contra las sobretensiones a la zona de las barras colectoras y del

equipo terminal de las líneas, pero debido a la mayor distancia entre los pararrayos y ese equipo y a los fenómenos asociados con la propagación y reflexión de las ondas de tensión, el equipo más alejado de los pararrayos puede quedar sometido a sobretensiones más altas que las que se alcanzan en el lugar donde están instalados los pararrayos.

Para la selección de los pararrayos es importante conocer las tensiones probables entre fases y tierra durante condiciones normales y anormales, tales como fallas, pérdidas de carga, energización de líneas en vacío, fenómenos de resonancia, etc.

La tensión nominal de los pararrayos se basa generalmente en las tensiones durante las fallas. Si existen probabilidades de sobretensiones sostenidas, éstas deberán ser evaluadas o bien deberán eliminarse las causas de ellas.

La tensión nominal indicada en las placas de los pararrayos está establecida a 50 ó 60 Hz y define la tensión máxima a la frecuencia nominal contra la cual interrumpirá la corriente remanente y se autorrestablecerá como aislador, después de haber descargado un transitorio.

Para la selección de la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos más importantes a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de línea a tierra, tomando en cuenta el índice de puesta a tierra del sistema, en el punto en que se necesite proteger. -

De esta manera, las relaciones de las impedancias del sistema- R_0/X , y X_0/X , son las que pueden determinar la tensión nominal a seleccionar.

2.4.1 Pararrayos de efecto autovalvular.

Las casas constructoras de los diversos países, en un pugilato por resolver los problemas inherentes a la fabricación de los limitadores de tensión cuyo funcionamiento fuera eficaz, llevaron a cabo numerosos ensayos que dieron por resultado la obtención de una resistencia de material aglomerado que tiene la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo cuando mayor es la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado al reducirse ésta, tal como es conveniente para la eficacia del pararrayos. Convierte así a éste en una válvula de seguridad cuyo funcionamiento solo tiene lugar en el momento necesario y evita la persistencia de la corriente de corto circuito sin que se produzcan oscilaciones secundarias por causa de su funcionamiento. Por dicha propiedad, esta clase de pararrayos se conoce con el nombre de limitadores de sobretensión de efecto autovalvular.

2.5 Cuchillas.

El fin de las cuchillas es la de interrumpir el paso de la corriente eléctrica al accionarlas.

Las cuchillas deberán ser manufacturadas, en lo que se refiere

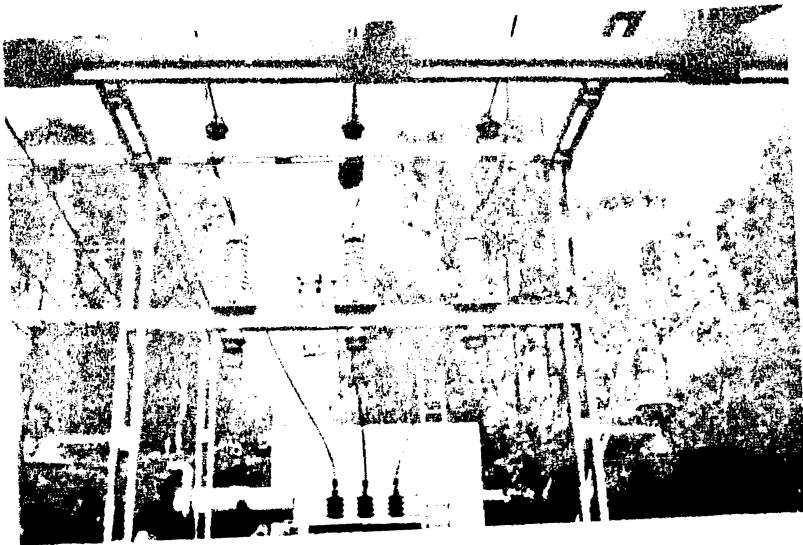
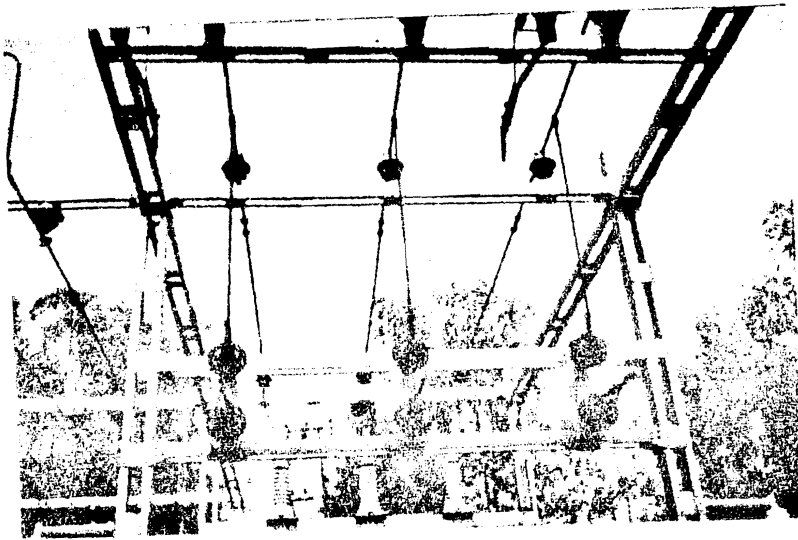
a su hoja, con material no ferroso, antimagnético, de preferen-
cia de cobre de alta conductividad con buena distribución de -
corriente y suficiente superficie de radiación. Deberán ser --
construidas con algún medio o dispositivo para bloquear y man-
tener en posición cerrada las hojas de las cuchillas, hasta --
que así se desee, y soportar en posición cerrada los esfuerzos
de corto circuito correspondientes.

Las bases de montaje de las cuchillas, deberán ser galvaniza--
das por inmersión en caliente y el conjunto de cuchillas, meca-
nismos y bases, deberán tener tal rigidez que garantice su --
alineación y ajuste con mínima vibración de sus partes al ope-
rarse normalmente.

Los contactos de las cuchillas deberán ser plateados, hechos -
con una aleación resilente para garantizar, aún después de nu-
merosas operaciones, poco desgaste.

Todas sus partes deberán estar hechas con materiales de prime-
ra calidad y resistentes a la corrosión y a la intemperie. En-
las piezas galvanizadas, deberán usarse los métodos recomenda-
dos por la ASTM.

Deberán tener también versatilidad, para poder montarse en di-
ferentes posiciones, tanto horizontal como vertical, y en caso
de ser horizontal, con la base tanto hacia arriba como hacia -
abajo.



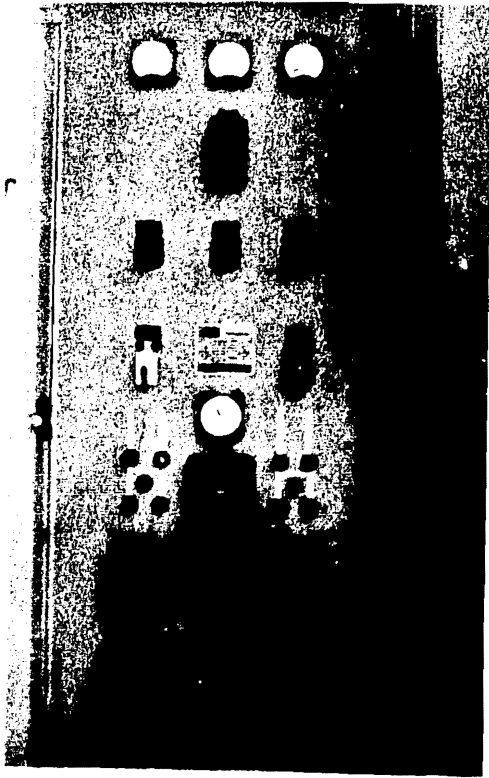
CUCHILLAS DE DESCONEXION Y APARTARRAYOS.

2.6 Instalaciones de control.

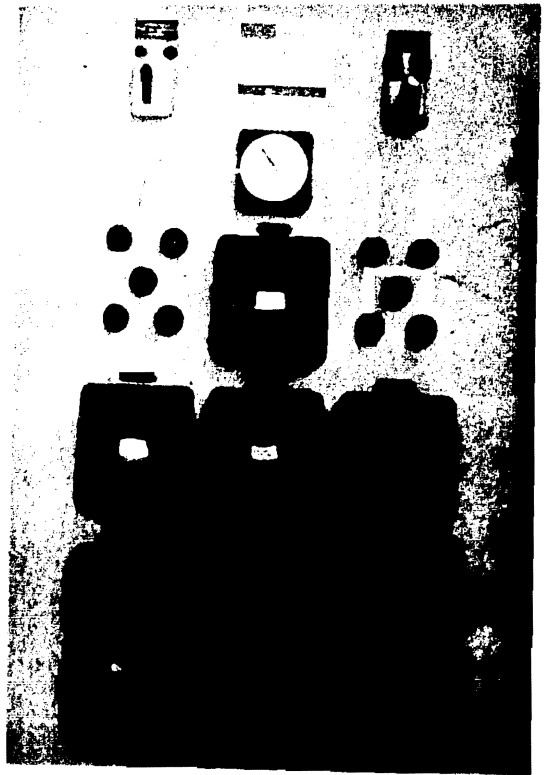
Se entiende por sistemas de control de una subestación el conjunto de instalaciones de baja tensión necesarias para controlar las instalaciones de alta tensión.

Las instalaciones de control comprenden lo siguiente :

- a) Dispositivos de mando para la operación del equipo de alta tensión (apertura y cierre de interruptores y cuchillas -- desconectoras) y el equipo auxiliar necesario para la correcta ejecución de las maniobras.
- b) Dispositivos de control automáticos (recierre automático -- de interruptores, sincronización automática, cambio automático de derivaciones de los transformadores, etc.).
- c) Dispositivos de alarma sonoros y luminosos, destinados a -- avisar al operador de la operación de una protección automática, o de alguna condición anormal en el funcionamiento del equipo eléctrico de alta tensión (transformadores de -- potencia, interruptores, cuchillas desconectoras).
- d) Aparatos registradores destinados a suministrar informa---ción sobre los disturbios que afecten a la subestación y a registrar la operación de los relevadores y los interruptores y la aparición de condiciones anormales de funciona---miento en los aparatos de la subestación (registradores de maniobras y señalización).



GABINETE DE MEDICION, PRO
TECCION Y CONTROL DEL - -
TRANSFORMADOR DE POTENCIA



- e) Cables de control para interconectar los distintos elementos de las instalaciones de control y alimentar los relevadores de protección y los aparatos de medición desde los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial.
- f) Tableros para soportar los aparatos de control, protección y medición.

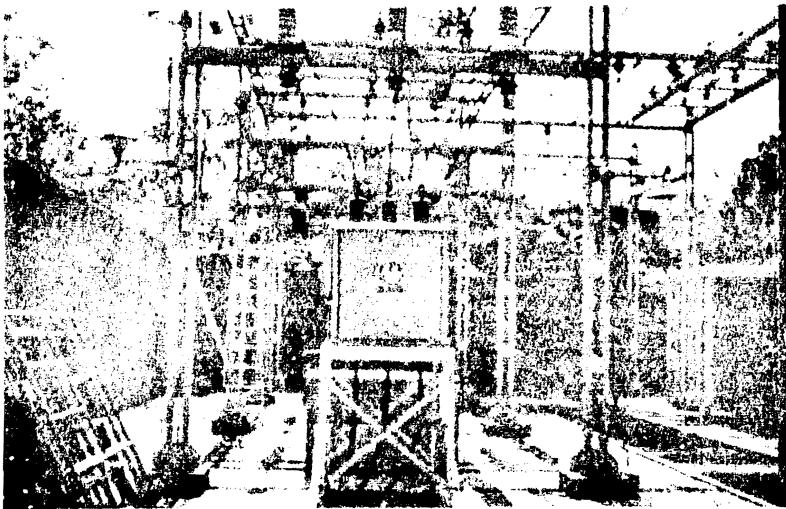
El sistema de control de la Subestación Principal de C.U. es del tipo local. Esto es, que se cuenta con turnos permanentes de operadores, que vigilan y operan las instalaciones.

2.7 Transformadores.

El transformador es un dispositivo eléctrico, que por inducción electromagnética, transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante. En su forma más simple consiste de dos devanados eléctricamente independientes, pero que son unidos por medio de un flujo magnético; el paso de corriente alterna en uno de los devanados da origen a un flujo alterno, este flujo al pasar por el otro devanado induce en él una tensión.

Criterios básicos en un transformador.

- 1.- Resistencia mecánica: Las fuerzas ejercidas sobre los circuitos eléctricos y magnéticos, debido al manejo, embar-



ACOMETIDA EN ALTA TENSION DEL TRANSFORMADOR DE
POTENCIA Y EQUIPO DE MEDICION DE COMPAÑIA DE -
LUZ Y FUERZA.

que, operación y especialmente a las corrientes de corto - circuito deben ser soportadas por el sistema de aislamiento y el tanque de acero.

2.- Capacidad térmica: La temperatura, es el factor más importante que afecta a la vida útil del aislamiento del transformador. La temperatura en el tanque del transformador debe ser baja debido a un enfriamiento directo de los conductores que es realizado por el flujo del aceite sobre ambos lados de cada bobina.

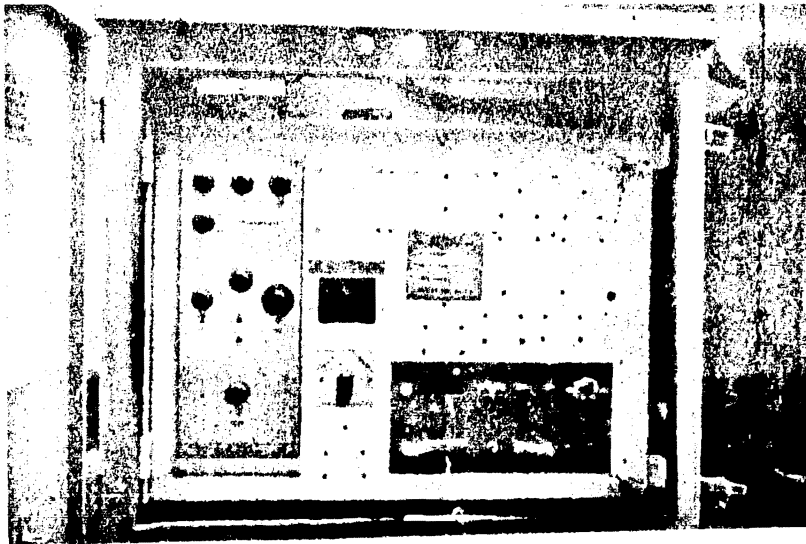
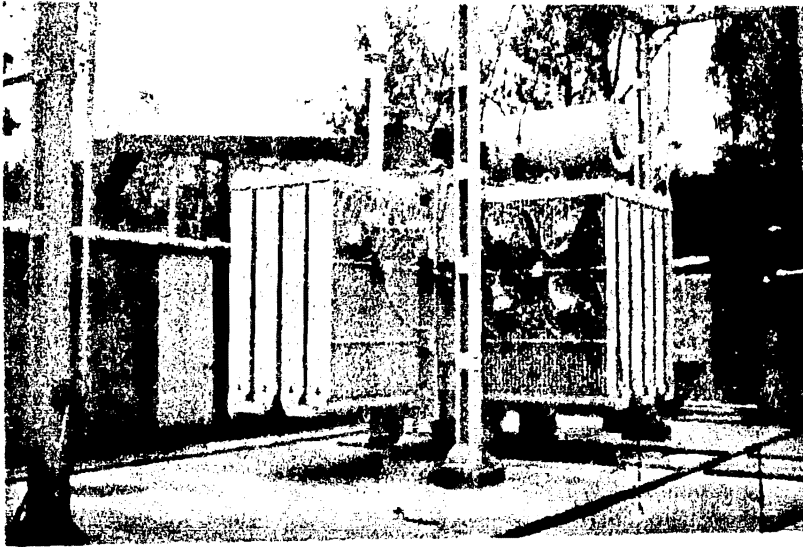
3.- Diseño dieléctrico: Las estructuras de aislamiento se diseñan de manera que se eliminan gradientes de potencial excesivo, la ionización para tensiones de pruebas y de operación y las descargas por efecto corona.

2.7.1 Transformadores de Potencia.

Los transformadores de potencia son usados para elevar la tensión, transmitiendo la energía eléctrica en forma económica -- y para reducir la tensión en subestaciones de interconexión y en la red de distribución urbana a fin de proporcionar energía eléctrica a tensiones usuales en servicios industriales y residenciales.

2.7.2 Transformadores de Instrumentación.

Los transformadores diseñados especialmente para usarse con me



VISTA LATERAL DE UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 7500 KVA Y SU TABLERO DE CONTROL.

medidores e instrumentos se conocen como transformadores de instrumentación, también conocidos como transformadores de medición.

Los transformadores de instrumentación son usados para medir altos voltajes y corrientes por medio de instrumentos sensitivos de escala reducida, conjuntamente con relevadores para protección del equipo, contra sobrecargas, corto circuitos, etc. Estos transformadores pueden ser de potencial (TP) o de corriente (TC), los cuales realizan dos funciones primarias:

- a) Transforman la corriente de línea o la tensión, a valores útiles para instrumentos normalizados; los valores normalizados de instrumentos normales son usualmente 5 amperes para los transformadores de corriente y 120 volts para los transformadores de potencial.
- b) Aíslan los instrumentos y medidores de la tensión de línea; para hacer esta protección completa para ambos instrumentos y operadores, el circuito secundario así como el tanque del transformador deben ser puestos a tierra.

Los errores que introducen los transformadores de instrumentación son:

- a) Errores de relación
- b) Errores de ángulo de fase.

Transformadores de Potencial.

Están diseñados para tener su devanado primario conectado en paralelo con un circuito cuya tensión va a ser medida o controlada. El devanado secundario suministra una tensión proporcional al voltaje de línea para la operación de medidores, instrumentos y relevadores. Son conectados de fase a tierra o entre líneas.

Tipos Generales.

- a) Un solo secundario: Los T.P. de rango normal clase 15 KV y menores, son suministrados con un solo circuito secundario para 120 volts.
- b) Secundario con derivaciones: Hay aplicaciones donde se desea tener dos ó más valores de potencial secundario disponibles del mismo embobinado secundario en Δ ó Y para circuitos trifásicos y obtener el mismo voltaje secundario.
- c) Doble secundario: Estos tienen el circuito eléctrico secundario individual en el núcleo magnético común. Cada secundario es afectado por las condiciones de carga de los otros secundarios.

Burden: La carga en un T.P. se expresa en VA, que es el voltaje secundario multiplicado por los amperes que circulan por el secundario del T.P. El nombre de burden se aplica a la carga conectada en el secundario para distinguirla de la carga del circuito primario.

Transformadores de Corriente.

Están diseñados para tener el devanado primario conectado en serie con un circuito que lleva la corriente que va a ser medida. El secundario suministra una corriente proporcional a la corriente de la línea para operación de medidores, instrumentos y relevadores.

Tipos Generales.

- a) Tipo devanado primario: Este tipo tiene los devanados primario y secundario completamente aislados y ensamblados permanentemente al núcleo. El primario es usualmente un devanado de pocas vueltas.
- b) Tipo barra: En este tipo, los devanados primario y secundario están completamente aislados y ensamblados permanentemente en el núcleo; el primario consiste en un conductor tipo de barra que pasa a través de la ventana del núcleo.
- c) Tipo ventana: Este tipo, tiene el devanado secundario completamente ensamblado permanentemente al núcleo pero no tiene devanado primario. El conductor primario puede o no puede estar completamente aislado y pasa a través de la ventana del núcleo.
- d) Tipo boquilla: Este tipo tiene el devanado secundario completamente aislado y ensamblado permanentemente a la bobina, pero no tiene devanado primario o aislamiento para el

devanado primario. El devanado primario consiste en un conductor completamente aislado. Este conductor es usualmente una parte componente de otros aparatos, tales como transformadores de potencia o interruptores, con los cuales, el diseño del transformador de corriente tipo boquilla deberá ser coordinado.

- e) Tipo núcleo abierto: Este tipo tiene el devanado secundario completamente aislado y permanentemente ensamblado en el núcleo pero no tiene devanado primario; puede o no tener aislamiento primario. Parte del núcleo es separable o articulado para permitir al conductor primario su concatenamiento. El devanado primario consiste de un conductor completamente aislado o un conductor sin aislamiento operando a una tensión dentro del voltaje nominal del transformador.

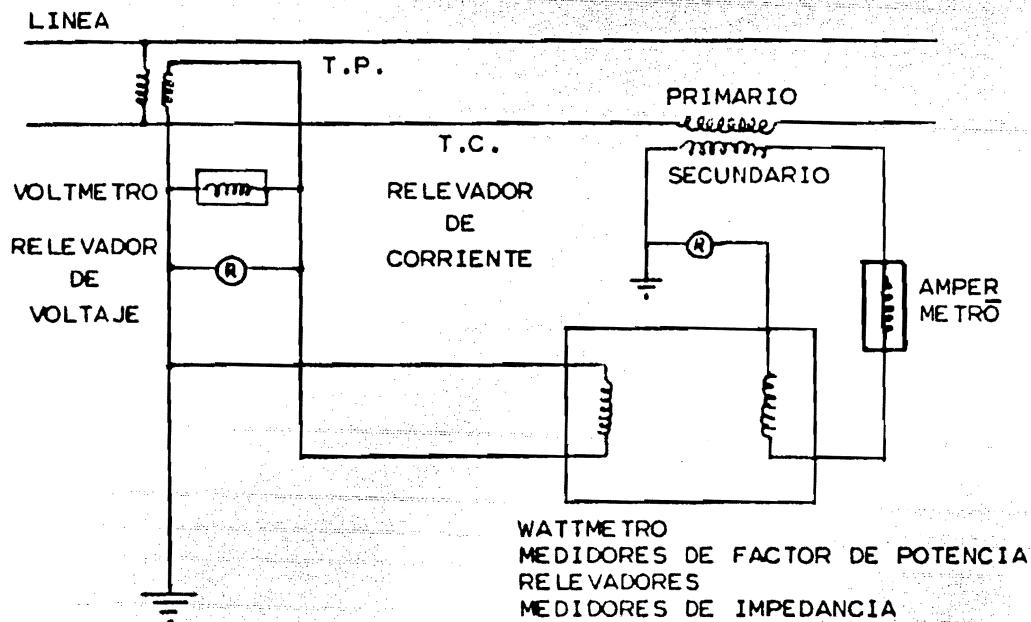
El burden: El burden o carga secundaria de un TC, es la suma vectorial de resistencias y de reactancias de todos los instrumentos conectados en el secundario más la resistencia de los cables secundarios. El burden se expresa ya sea en ohms de impedancia totales con un cierto ángulo o como VA totales y factor de potencia. Estos valores se aplican para la condición de corriente secundaria y frecuencia nominales.

Transformadores de Corriente para Relevadores.

Las cargas en los relevadores son comúnmente más altas que las

cargas en medidores y las corrientes para las que los relevadores deben de operar son comúnmente varias veces mayor que la capacidad nominal. Los TC en general, tienen más bien errores de rango grandes en la combinación de corrientes altas y cargas altas. En las corrientes altas el núcleo del transformador, usualmente se satura de la misma manera que el relevador, la forma de onda de la corriente es mucho más distorsionada y la característica del relevador cambia a un grado indefinido. Las pérdidas de las funciones basadas en las curvas de sobrecorriente de un TC no son válidas si el error del transformador excede del 10%.

Forma común de la conexión de los transformadores de corriente y de potencial.



2.8 Relevadores.

Relevadores: Son circuitos analógicos compactos, conectados a una o varias partes del sistema de potencia, para detectar condiciones de operación no deseadas o intolerables dentro de su área asignada.

La función principal de los relevadores es iniciar la desconexión del área en problemas; esta desconexión se lleva a cabo mediante interruptores.

Por lo tanto, los relevadores y los interruptores se puede decir que forman un equipo. Ambos deben ser planeados juntos.

Cinco Principios Básicos para la Aplicación de Relevadores.

- 1.- **Confiabilidad.**- Mide el grado en que el relevador o el sistema de protección se comporta correctamente.
- 2.- **Selectividad.**- Máxima continuidad del servicio con desconexión mínima del sistema.
- 3.- **Rapidez.**- Mínimo tiempo y mínimo daño al equipo.
- 4.- **Simplicidad.**- Mínimo equipo y mínimo alambrado del equipo.
- 5.- **Economía.**- Máxima protección con el mínimo costo.

Factores Importantes en la Aplicación.

- 1.- Economía.
- 2.- Prácticas de Operación.
- 3.- Experiencias Previas.
- 4.- Disponibilidad de Mediciones.

La Subestación Principal de la C.U. cuenta con tres tipos de relevadores que son :

- Relevador de sobreintensidad de tiempo inverso
- Relevador diferencial con restricción de armónicas
- Relevador auxiliar

de los cuales se hablará ampliamente más adelante.

2.9 Servicios Auxiliares.

Los servicios auxiliares están constituidos por las fuentes de alimentación y circuitos de distribución de las diferentes formas de energía y de los diferentes fluidos que son necesarios para asegurar el buen funcionamiento de las instalaciones de alta tensión.

Los servicios son :

- Servicios auxiliares de C.A.
- Servicios auxiliares de C.C.
- Producción y distribución de aire comprimido.

Lista de los servicios auxiliares :

Los servicios auxiliares de C.A y C.C. distribuyen la energía-necesaria para los aparatos y el equipo instalado en la subestación, con la calidad y seguridad requerida por dicho equipo.

El equipo alimentado por estos servicios auxiliares es :

a) Aparatos de alta tensión:

Motores de los interruptores y de los seccionadores.

Motores auxiliares de los transformadores.

b) Equipo de mando y de control:

Equipo de protección y automatismos de cierre.

Circuitos de mando y de indicación de los aparatos de alta tensión.

Circuitos de control.

c) Equipo general de la subestación:

Estación de compresión.

d) Instalaciones anexas:

Circuito de fuerza motriz.

Iluminación de las instalaciones.

En la parte correspondiente al aire comprimido, éste asegura la acción dieléctrica y el funcionamiento mecánico de los inte

ruptores neumáticos. La seguridad de la alimentación del aire comprimido es esencial; se obtiene a partir de la reserva central. Esta alimentación podrá ser reabastecida por la estación de compresión de la subestación.

Fuentes de Corriente Alterna (C.A.).

El juego de barras de respaldo de la unidad de servicio de estación está alimentada generalmente por dos fuentes de corriente alterna, y aseguran en servicio normal el suministro de toda energía por los servicios auxiliares de la subestación.

Fuente de Corriente Continua (C.C.).

Baterías de acumuladores para la alimentación de los Servicios Auxiliares de Corriente Continua de las subestaciones de alta tensión.

La instalación de baterías de acumuladores en las subestaciones, se hace necesaria a fin de tener un abastecimiento de corriente adecuada e ininterrumpida por los aparatos de control remoto, indicadores automáticos, dispositivos de protección y regulación y para luz y energía de emergencia. La concentración de equipo en subestaciones ha aumentado la necesidad de dispositivos de control más confiables. Por lo tanto, el abastecimiento de energía para la barra colectora o "bus" de control debe ser estudiado cuidadosamente.

Este empleo de las baterías de acumuladores es enteramente lógico, si se tiene en cuenta la ventaja exclusiva de un acumulador para poder suministrar grandes cantidades de corriente durante períodos cortos y, además, almacenar una determinada cantidad de energía eléctrica que está disponible al instante para el funcionamiento de relevadores de protección, de interruptores y de circuitos de control, así como para alumbrado y -- energía de emergencia, cuando ocurra una falla de los demás -- fuentes de corriente eléctrica. Ambas características son de -- valor especial en esta aplicación.

En años recientes ha venido aumentando el uso de interruptores que son accionados neumáticamente y en los cuales se usa una -- batería de acumuladores para alimentar el control del circuito neumático, lo que requiere de corriente continua de poca intensidad. Sin embargo, todavía existen muchos interruptores accionados por mecanismos provistos de solenoides para corriente -- continua, que requieren corrientes elevadas durante el cierre del interruptor.

Aunque el aspecto general del funcionamiento varía en sus detalles según el tipo de equipo que se utilice, las características fundamentales son las mismas y se puede describir como sigue :

La batería de acumuladores y el cargador de las baterías están conectados en paralelo a la barra colectora del servicio de es tación en todo momento para abastecer toda la demanda.

El cargador está protegido contra sobrecargas peligrosas por una característica que transfiere al acumulador toda la demanda en exceso de la capacidad del cargador.

El acumulador suministra, prácticamente, todas las demandas -- elevadas de corriente que se necesitan para hacer funcionar -- los interruptores. Si por alguna razón, tal como falla en el suministro de corriente alterna, fusibles fundidos o paro del cargador por mantenimiento o reparación, se interrumpe la alimentación del cargador, el acumulador suministra toda la potencia a las barras de los servicios auxiliares de corriente continua.

El cargador.

El cargador de la batería de acumuladores desempeña dos funciones:

- 1) Suministra corriente a cualquier demanda conectada continua o intermitente.
- 2) Suministra corriente para cargar los acumuladores. Cuando la demanda es mayor que la capacidad del cargador, entonces el acumulador suministra toda la corriente adicional. El acumulador suministra toda la corriente cuando se desconecta el cargador por inspección, limpieza, lubricación, fusión de un fusible o también, cuando hay alguna interrupción en el suministro de corriente alterna.

#...

2.10 Red de Tierra.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

Necesidad de la red de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones :

- a) Proporcionar un circuito de baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sean debidas a una falla de aislamiento o a la operación de un pararrayo.
- b) Evita que durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, que puedan ser peligrosas para el personal.
- c) Facilitar mediante sistemas de relevadores la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Disposiciones básicas de las redes de tierra.

Para las redes de tierra, se han considerado básicamente tres sistemas :

- a) Sistema radial
- b) Sistema de anillo
- c) Sistema de red

El sistema radial es el más barato pero el menos satisfactorio, ya que al producirse una falla en un aparato se producen grandes gradientes de potencial.

Este sistema consiste en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato.

El sistema de anillo se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre de suficiente calibre (aprox. 1000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación y conectando derivaciones a cada aparato, usando cable más delgado (500 MCM ó 4/0 AWG). Es un sistema económico y eficiente y en él se eliminan las grandes distancias de descarga a tierra del sistema radial. Los potenciales peligrosos son disminuidos al dispararse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

El sistema de red es el más usado actualmente y consiste como su nombre lo indica en una malla formada por cable de cobre (aprox. 4/0 AWG) y conectado a través de electrodos de vari-llas de copperweld a partes más profundas para buscar zonas de

menor resistividad. Este sistema es el más eficiente, pero también el más caro de los tres tipos.

Elementos de la red de tierra.

1.- Conductores.

Los conductores usados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibres arriba de 4/0 AWG, dependiendo del sistema que se utilice. Se ha escogido el calibre mínimo de 4/0 AWG en cobre por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse cables de cobre hasta No. 2 AWG.

2.- Electrodo.

Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto con una menor resistividad eléctrica. Son especialmente importantes en terrenos desprotegidos de vegetación y cuya superficie, al quedar expuesta a los rayos del sol, está completamente seca.

3.- Barras para pararrayos.

Con este título distinguimos al conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de las estructuras de una subestación y que sirven para complementar la red de cables de guarda que se extiende sobre los copetes de

las estructuras de la subestación para protegerla de las posibles descargas directas de los rayos.

4.- Conectores y accesorios.

Son aquéllos elementos que nos sirven para unir a la red de tierra, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, etc. Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente de tres tipos :

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

Todos los tipos de conectores deben poder soportar la corriente de la red de tierra en forma continua.

Los conectores atornillados se fabrican con bronce, de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material esté formado por bronce al silicio que les da alta resistencia mecánica y a la corrosión.

Los conectores a presión son más económicos que los atornillados y dan mayor garantía de buen contacto.

Los conectores soldados, sólo se usan en la actualidad para conectar a tierra los rieles de los transformadores.

Factores considerados en el diseño :

1.- Características del terreno.

Para determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad o nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines. Las mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el momento de efectuarlas, tipo de terreno, profundidad de la medición y concentraciones de sales en el suelo.

En la siguiente tabla nos da una idea de los valores medidos de la resistividad :

Resistividades medias del terreno

Tipo de terreno	Resistividad en ohm-metro
Tierra Orgánica Mojada	10
Tierra Húmeda	10^2
Tierra Seca	10^3
Roca Sólida	10^4

2.- Corrientes máximas de cortocircuito a tierra.

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla

a tierra, utilizada en el cálculo del sistema de tierras, -
se necesita :

- a) Determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el máximo flujo de corriente entre la malla del sistema de tierras y la tierra adyacente y por lo tanto su mayor elevación de potencial y los mayores gradientes locales en el área de la subestación.
- b) Determinar por cómputo o por analizadores, el máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra entre la malla de tierras y la tierra circundante en el instante de iniciarse la falla.

3.- Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

Se usan factores de corrección para la determinación de la corriente de falla a tierra que se considera para el cálculo del sistema de tierras. Los factores de corrección se usan en los siguientes casos :

- a) Cuando sea necesario tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla.
- b) Cuando sea pertinente tomar en cuenta los aumentos de -

las corrientes de falla a tierra debidas al crecimiento del sistema eléctrico.

4.- Efecto de la resistencia del sistema de tierras.

En la mayoría de los casos basta con calcular la corriente de falla a tierra despreciando las resistencias. Sin embargo, pueden presentarse casos en donde la resistencia predicha del sistema de tierras sea muy alta comparada con la reactancia del sistema que obligue a tomarla en cuenta. Esto implica un problema pues mientras no esté diseñado el sistema no puede conocerse su resistencia. Este círculo vicioso se puede romper, ya que una vez determinada la resistividad del terreno la resistencia depende del área del sistema de tierra, que normalmente es conocida.

5.- Efecto de los hilos de guarda.

Cuando los hilos neutros de las líneas aéreas quieran ser conectados a la malla de tierra de la subestación, debe de tomarse en cuenta que estos desvían una porción apreciable de la corriente de falla restándosela al sistema de tierras.

CAPITULO 3

Rediseño de la Subestación

3.1 Causas de rediseño.

Como se vio en los puntos 1.2, 1.3 y 1.4 de la presente tesis, el diseño de la subestación fue proyectado para que la carga de la C.U. fuera absorbida por 2 transformadores con una capacidad de 2500 KVA cada uno, cubriendo entonces una carga de 5000 KVA en total.

Pero más adelante, en 1968, se aumentó otro transformador de potencia, de 2500 KVA, 20/6 KV para alimentar a la carga del estadio olímpico, totalizando la subestación completa, 7500 KVA.

Entre las causas principales que intervinieron para un rediseño se pueden enunciar:

- 1.- Las ampliaciones de las instalaciones de la C.U. como son los Institutos de Geografía, de Geofísica, de Geología, de Física, Facultad de Ciencias, etc.
- 2.- Los dos transformadores iniciales tenían trabajando ininterrumpidamente 25 años, tiempo que ya había sobrepasado el período para el cual los transformadores soportarían la carga de C.U. sin tener problemas.

3.- Con lo que se dijo en el inciso anterior, es lógico pensar que, después de 25 años de trabajo, el aislamiento de los embobinados del transformador ya han sufrido desgastes por su mismo envejecimiento de trabajo.

4.- Hace un par de años, uno de los transformadores que inicialmente se instalaron en esta subestación principal, sufrió una falla que obligó a dejar sin energía eléctrica a una tercera parte del sistema. Entonces el transformador - que estaba destinado a proporcionar energía al estadio olímpico pasó a absorber carga del resto de C.U. Pero dada la antigüedad de los transformadores era lógico pensar que cualquier de estos transformadores pudiera tener otra falla con lo cual las 2/3 partes del sistema quedarían sin energía eléctrica, es decir, la totalidad de la carga del estadio olímpico y la mitad de las escuelas de la C.U.

Estas causas fueron las que llevaron a los ingenieros Luis Mascot y Antonio Macías de Mier, profesores de Facultad de Ingeniería, a señalar al Departamento de Planeación la necesidad del rediseño de la subestación principal antes de que el problema se agravara y que los daños causados por una futura falla obligaran a dejar sin energía eléctrica a la Universidad por tiempo indefinido, originando con ello pérdidas económicas y materiales.

A continuación mostramos dos curvas de demanda.

La 1a. de ellas es la curva de demanda del día 3 de febrero de 1977 de la Ciudad Universitaria, UNAM, habiendo tomado lecturas cada hora a partir de las 6 AM hasta las 24 PM, de la carga consumida por las distintas escuelas y facultades, así como otros servicios que requieren de energía eléctrica de esta -- Institución.

La 2a. curva, nos muestra el consumo anual de la Ciudad Universitaria, UNAM, que fue graficada con datos proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad, obtenidos desde 1961 hasta 1978, tomando como referencia el mes de marzo de cada año.

<u>Fecha</u>	<u>KW-H</u>
1961	0.8 x 10 ⁶
1962	0.75 x 10 ⁶
1963	0.71 x 10 ⁶
1964	0.78 x 10 ⁶
1965	0.876 x 10 ⁶
1966	0.95 x 10 ⁶
1967	0.94 x 10 ⁶
1968	1.12 x 10 ⁶
1969	1.21 x 10 ⁶
1970	1.3 x 10 ⁶
1971	1.45 x 10 ⁶
1972	1.475 x 10 ⁶
1973	1.552 x 10 ⁶
1974	1.68 x 10 ⁶

<u>Fecha</u>	<u>KW-H</u>
1975	2.29×10^6
1976	2.24×10^6
1977	2.37×10^6
1978	2.5×10^6

Los valores en KW-H obtenidos para el año de 1972 y 1973 no se tenían archivados, por lo que fue necesario interpolarlos. -- Para dicha interpolación se utilizó el método de interpolación de Newton, como a continuación se muestra :

$$Y_k = Y_0 + K\Delta Y_0 + \frac{K(K-1)}{2!} \Delta^2 Y_0 + \frac{K(K-1)(K-2)}{3!} \Delta^3 Y_0 + \frac{K(K-1)(K-2)(K-3)}{4!} \Delta^4 Y_0 + \dots$$

donde :

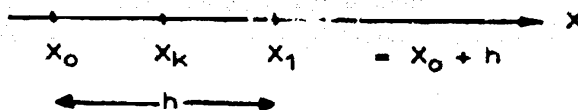
X_0 = valor inicial de X en la tabla

Y_0 = valor inicial de Y en la tabla

Y_k = valor aproximado (interpolado) de la función obtenida para $X - X_k$

$\Delta Y_0, \Delta^2 Y_0, \Delta^3 Y_0, \Delta^4 Y_0$ = diferencias delanteras de órdenes sucesivos correspondientes a Y_0 .

K se determina de la siguiente forma :



$$X_k = X_0 + Kh$$

$$K = \frac{X_k - X_0}{h}$$

X	Y	ΔY_0	$\Delta^2 Y_0$	$\Delta^3 Y_0$
1965	0.876			
		0.244		
1968	1.12		0.086	
		0.33		0.186
1971	1.45		-0.10	
		0.23		0.56
1974	1.68		0.46	
		0.69		
1977	2.37			

Interpolando para el año 1972 :

$$Y_k = Y_0 + K\Delta Y_0 + \frac{K(K-1)}{2!} \Delta^2 Y_0$$

$$X_0 = 1971$$

$$X_k = 1972$$

$$Y_0 = 1.45$$

$$\Delta Y_0 = 0.23$$

$$\Delta^2 Y_0 = 0.46$$

$$\Delta^3 Y_0 = 0.0$$

$$h = 3$$

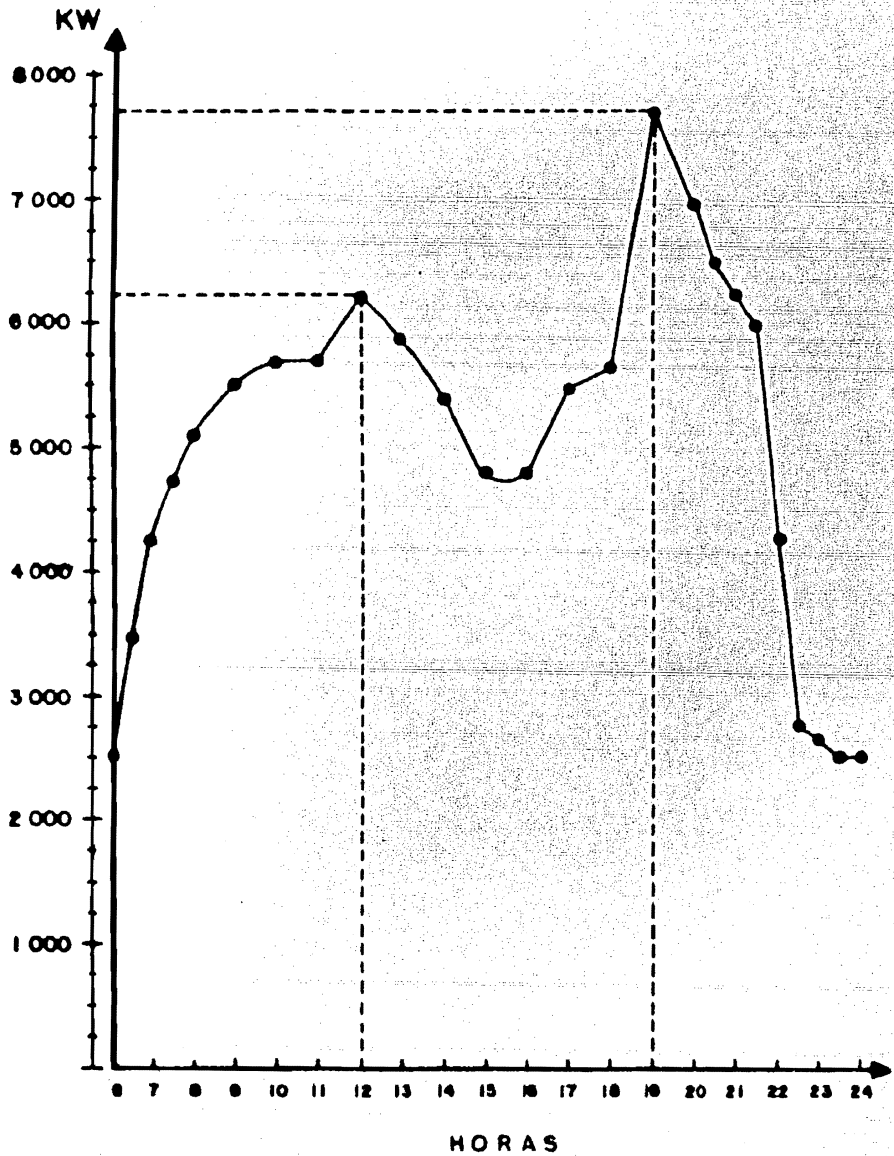
$$K = \frac{X_k - X_0}{h} = \frac{1972-1971}{3} = 0.333$$

$$Y_k = 1.45 + 0.333 (0.23) + \frac{0.333 (0.333-1)}{2!} 0.46$$

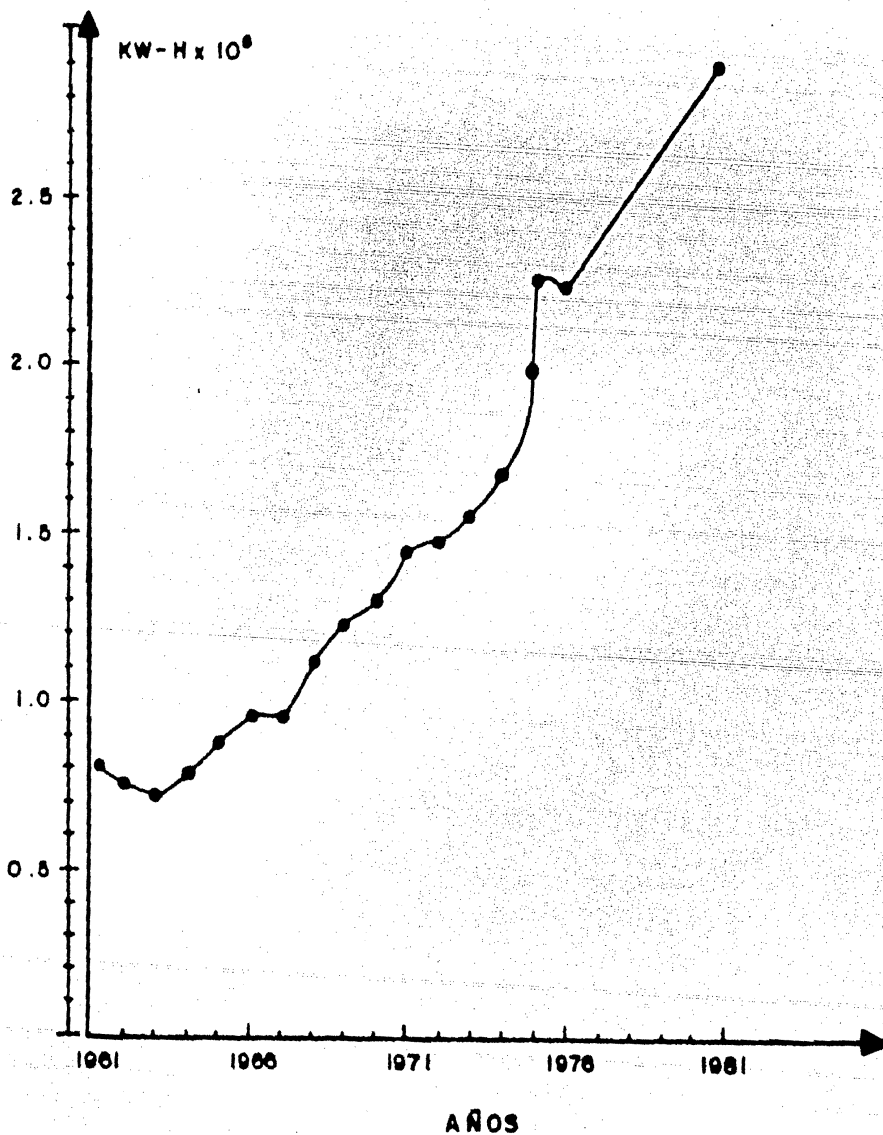
$$Y_k = 1.475$$

#...

CURVA DE DEMANDA
DEL DIA 3 DE FEBRERO DE 1977
DE CIUDAD UNIVERSITARIA



CURVA DE CONSUMO ANUAL DE ENERGIA ELECTRICA DE CIUDAD UNIVERSITARIA



Interpolando para el año 1973 :

$$X_0 = 1971$$

$$X_k = 1973$$

$$Y_0 = 1.45$$

$$\Delta Y_0 = 0.23$$

$$\Delta^2 Y_0 = 0.46$$

$$\Delta^3 Y_0 = 0.0$$

$$h = 3$$

$$K = \frac{1973-1971}{3} = 0.666$$

$$Y_k = 1.45 + 0.666 (0.23) + \frac{0.666(0.666-1)}{2!} 0.46$$

$$Y_k = 1.552$$

Estos valores de Y_k para los años de 1972 y 1973 son los valores en KW-H respectivos al multiplicarlos por 10^6 , que como se puede ver ya aparecen en la lista de datos y a su vez, también están graficados.

3.2 Fallas de corto circuito.

Se entiende por protección de un sistema eléctrico, el atenuar el peligro que se cierne sobre éste, ya sea por causas naturales o artificiales y la de separar lo más rápido a algún elemento dañado para poder evitar su destrucción y poder preser--

#...

var el funcionamiento del resto del sistema.

Ningún sistema está exento de situaciones anormales que se conocen con el nombre de falla.

Estas pueden ser clasificadas como persistentes y no persistentes. Las fallas persistentes son las que se mantienen después de que ha abierto y cerrado el interruptor en el circuito. Las fallas no persistentes son de poca duración y generalmente se eliminan después de abrir y cerrar el interruptor.

Vistas desde otro punto, se clasifican en :

- a) Fallas de aislamiento.
- b) Fallas de conducción.
- c) Fallas de operación.

La primera es cuando una parte del material aislante o aire -- que separa a dos conductores de diferente potencial cede a la tensión eléctrica y deja pasar corrientes anormales.

Las fallas de conducción se producen cuando los elementos conductores desaparecen o cuando se reduce su conductancia longitudinal considerablemente causando una interrupción indebida o una caída de tensión grande.

Las fallas de operación son modificaciones anormales del funcionamiento de los elementos de un sistema que lo apartan del

sistema establecido. Y pueden manifestarse como aumento y disminución de corrientes y tensión, inversión de la potencia, --desequilibrio entre las fases y aumento de temperatura.

El doctor Fortescue presentó en el año de 1918 un método llamado Componentes Simétricas para la resolución de redes polifásicas, que constituyen hoy en día una herramienta poderosa para el estudio de sistemas desequilibrados.

Las fallas asimétricas, pueden ser: corto circuito, impedancia entre líneas, impedancia de una o dos líneas a tierra.

Esto demuestra que un sistema desequilibrado de N vectores relacionados entre sí pueden descomponerse en N sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricas de los - vectores originales.

En los N vectores de cada conjunto, las componentes son de - igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados -- por los vectores adyacentes.

Según el teorema del doctor Fortescue es aplicable a cualquier sistema polifásico desequilibrado pero se analizará solamente el sistema trifásico.

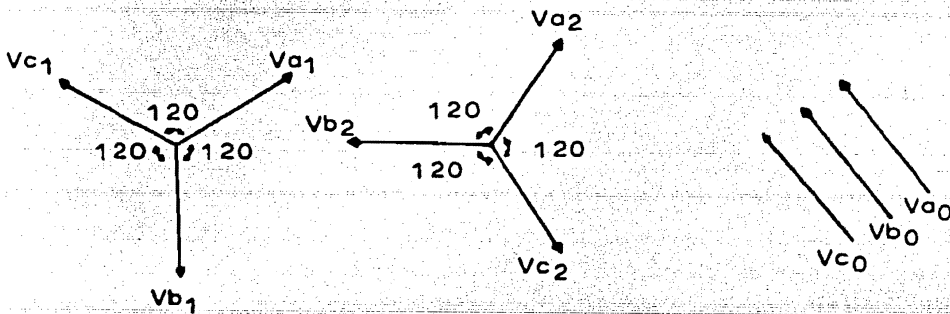
Un sistema trifásico desequilibrado puede descomponerse en - - tres sistemas equilibrados de vectores.

1.- Componente de secuencia positiva, formado por tres vectores

de igual módulo con diferencia de fase de 120° y con la misma secuencia de fase que los vectores originales.

2.- Componentes de secuencia negativa, formado por tres vectores de igual módulo, con diferencia de fase de 120° y consecuencia de fase opuesta a la de los vectores originales.

3.- Componente de secuencia cero, formado por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula.



Componente de se
cuencia positiva

Componente de se
cuencia negativa

Componente de se
cuencia cero.

Pero cada uno de los vectores desequilibrados es igual a la su
ma de sus componentes, es decir :

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0}$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}$$

#...

$$\begin{vmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{vmatrix} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{vmatrix} \begin{vmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{vmatrix}$$

Lo cual da como resultado :

$$V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c)$$

De forma similar para las corrientes :

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (I_a + a I_b + a^2 I_c)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c)$$

Para un sistema trifásico :

$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad ; \quad I_n = 3 I_{a0}$$

Las ecuaciones para las componentes de caída de tensión desde el punto de una fase a la barra de referencia o tierra son :

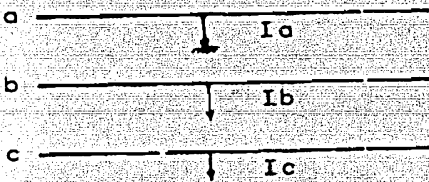
$$V_{a1} = E_a - I_{a1}Z_1$$

$$V_{a2} = - I_{a2}Z_2$$

$$V_{a0} = - I_{a0}Z_0$$

Tipos de fallas asimétricas.

Falla de línea a tierra en un sistema de energía.

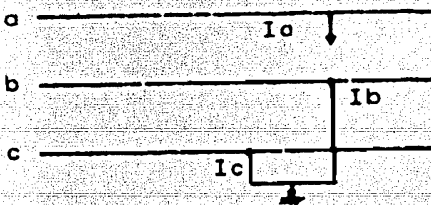


Las condiciones de falla son :

$$I_b = I_c = 0, V_a = 0 \quad \text{tenemos que } I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Falla de dos líneas a tierra.



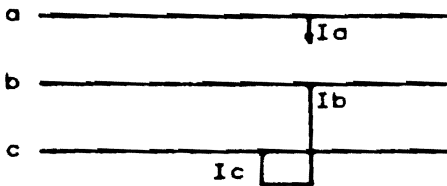
Las condiciones de falla son :

$$V_b = V_c = 0 \quad I_a = 0 \quad \text{y} \quad V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 Z_0 / (Z_2 + Z_0)}$$

#...

Falla de línea a línea en un sistema de energía.



Las condiciones de falla son :

$$V_b = V_c ; I_a = 0 ; I_b = - I_c$$

Las componentes simétricas $V_a = V_a$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2}$$

Cálculo de las corrientes de falla y de la potencia de corto - circuito para la Subestación Principal de la C.U.

Analizando las posibles corrientes de falla que pueda sufrir - la subestación, las más importantes son las de corto circuito - y en este caso se calcularán para poder seleccionar el equipo.

Calcularemos la falla de una línea a tierra y la falla de tres líneas a tierra, que son las de mayor peligro.

Procederemos a calcular las fallas de corto circuito usando el método de las componentes simétricas, tomando los datos de placa del transformador como base para el cálculo.

#...

Subestación Antigua :

Transformadores de 2500 KVA, 6300 Volts en el lado de baja tensión, Z% = 8.2.

Tomando como valores base a :

$$S_B = 2500 \text{ KVA}$$

$$V_B = 6300 \text{ Volts}$$

$$Z\% = 8.2\%$$

donde :

S_B = Es la potencia base.

V_B = Es la tensión base.

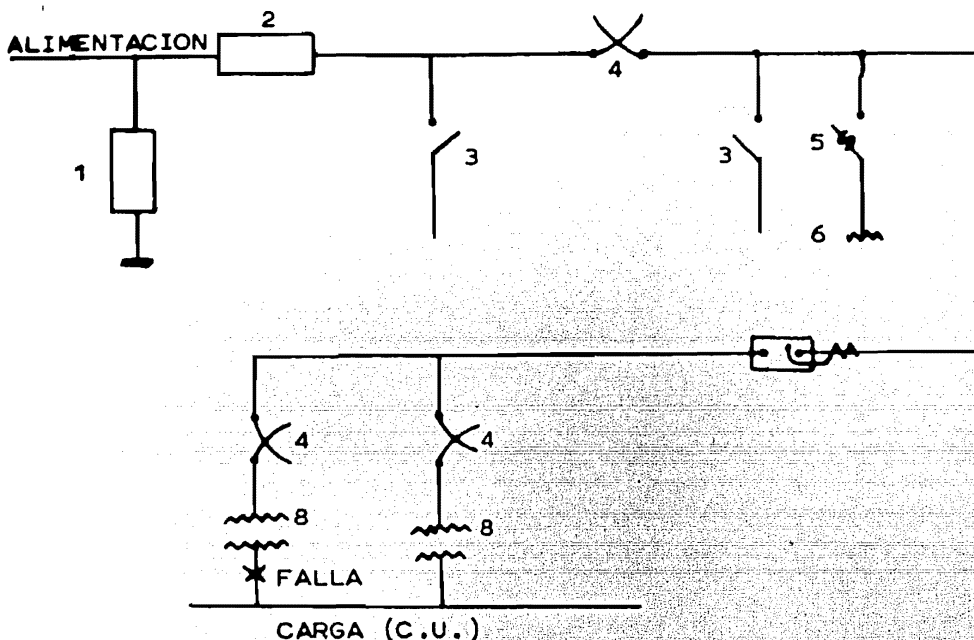
$Z\%$ = Es la impedancia base.

Cálculo de la corriente base en el lado de baja tensión :

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times V_B} = \frac{2500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6.3 \text{ KV}} = 229 \text{ Amp.}$$

A continuación se hará un diagrama unifilar de la subestación:

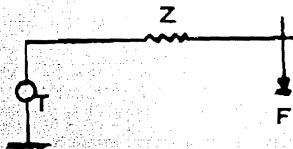
...



- 1.- Pararrayos.
- 2.- Equipo de medición.
- 3.- Cuchillas desconectadoras.
- 4.- Cuchillas desconectadoras con cuernos de arqueo.
- 5.- Cuchillas portafusible intemperie.
- 6.- Transformador de distribución.
- 7.- Interruptor en aceite.
- 8.- Transformador de potencia.

Para calcular la falla de corto circuito en el lado de baja -- tensión se considera al transformador como un generador. Como la falla es a la salida de dicho transformador y como no hay -

otra impedancia que influya, más que la del transformador, el diagrama unifilar quedará de la siguiente manera :



donde :

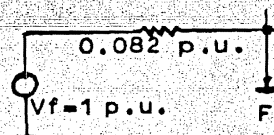
T = Transformador de potencia

Z = Impedancia equivalente del circuito

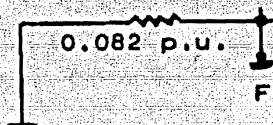
F = Falla

Cálculo de una falla de línea a tierra.

Diagrama unifilar.



Circuito de secuencia (+) y (-)



Circuito de secuencia cero

#...

Suponiendo que es en la fase A donde sucede la falla, entonces tendremos las siguientes condiciones de falla :

$$I_a = 0$$

$$V_a = 0$$

Del método de las componentes simétricas sabemos que :

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

donde :

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0} ; \text{ por lo tanto, } I_a = 3 I_{a1}$$

como :

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{0.082 + 0.082 + 0.082} = 4.065 \text{ p.u.}$$

entonces :

$$I_a = 3 (4.06) = 12.2 \text{ p.u.}$$

Multiplicando I_a por la corriente base $I_B = 229 \text{ amp.}$:

$$I_a = (12.2) (229) = 2792.7 \text{ Amp.}$$

que es el valor de la corriente de falla monofásica.

La potencia de corto circuito será :

$$P_{cc} = \sqrt{3} V_B I_a$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} (6300) (2793) = 31 \text{ MVA}$$

Para la selección del interruptor se considera que la capacidad interruptiva debe ser un 25% mayor que la potencia de cor-

#...

to circuito.

Es decir :

$$P_{cc} + 25\% P_{cc} = \text{Capacidad interruptiva.}$$

por lo tanto :

$$\text{Capacidad interruptiva} = 38 \text{ MVA}$$

Calcularemos la falla de una línea a tierra para el mismo --- transformador, pero ahora trabajando a ventilación forzada.

Para ventilación forzada la potencia nominal aumenta un 25%. -

Por lo tanto :

$$S_{Bn} = S_B + S_B \times 0.25$$

$$S_{Bn} = 3125 \text{ KVA}$$

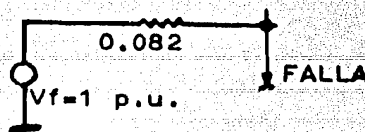
$$V_B = 6300 \text{ Volts}$$

$$Z\% = 8.2\%$$

La corriente base será :

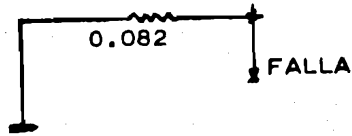
$$I_B = \frac{3125 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6.3 \text{ KV}} = 286.38 \text{ Amp.}$$

Diagrama unifilar de los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero.



Secuencia positiva y negativa

#...



Secuencia cero

Suponiendo de igual manera que la falla sucede en la fase A.

Condiciones de falla :

$$I_a \neq 0$$

$$V_a = 0$$

Por el método de las componentes simétricas sabemos que :

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

y como :

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

y además :

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{3 (0.082)} = 4.06 \text{ p.u.}$$

entonces :

$$I_a = 3 (4.06) = 12.2 \text{ p.u.}$$

Multiplicando I_a por la corriente de base $I_B = 286.38 \text{ Amp.}$:

$$I_a = (12.2) (286.38) = 3492 \text{ Amp.}$$

#...

La potencia de corto circuito será :

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times I_a \times V_a$$

Sustituyendo valores :

$$P_{cc} = \sqrt{3} (6300) (3494) = 38 \text{ MVA}$$

Para la selección del interruptor, aplicamos nuevamente :

$$P_{cc} + 25\% P_{cc} = 48 \text{ MVA}$$

Cálculo de la falla trifásica.

Calculando la potencia de corto circuito de una falla trifásica.

Para esta condición los voltajes de línea son :

$$V_A = V_B = V_C = 0$$

y los voltajes de secuencia positiva, negativa y cero, son :

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = 0$$

Este tipo de falla puede ser representado por una malla de corto circuito de secuencia positiva.

Las condiciones de corriente son :

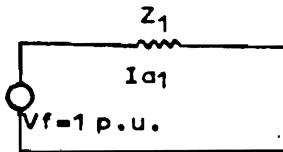
$$I_{a1} = I_F = \frac{V_f}{Z_1}$$

donde :

I_F = Corriente de falla

V_F = Voltaje de falla

#...



$$I_{a1} = \frac{1}{0.082} = 12.19 \text{ p.u.}$$

$$I_{a1} = I_a = (12.19)(229) = 2792.68 \text{ Amp.}$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} V_B I_a = \sqrt{3} (6300)(2792.68) = 31 \text{ MVA}$$

Para diseño de interruptores volvemos a hacer :

$$\begin{aligned} P_{cc} + 25\% P_{cc} &= \text{Capacidad interruptiva} \\ &= 38 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Para ventilación forzada.

$$I_B = \frac{3125}{\sqrt{3} \times 6.3} = 286.38 \text{ Amp.}$$

$$I_{a1} = I_a = (12.19)(286.38) = 3491 \text{ Amp.}$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} V_B I_a = \sqrt{3} (6.3)(3.491) = 38 \text{ MVA}$$

$$P_{cc} + 25\% P_{cc} = 50 \text{ MVA}$$

Cuadro de resultados obtenidos para la subestación antigua.

Falla monofásica	Falla trifásica
Condiciones nominales	
$I_{cc} = 2797.7 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 31 \text{ MVA}$	$I_{cc} = 2792.68 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 31 \text{ MVA}$
A ventilación forzada	
$I_{cc} = 3492 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 38 \text{ MVA}$	$I_{cc} = 3491 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 38 \text{ MVA}$

Subestación Rediseñada :

Transformadores de 7500 KVA de potencia, 6.6 KV de tensión en el lado de baja y con una impedancia $Z = 5.54\%$.

Tomando valores base :

$$S_B = 7500 \text{ KVA}$$

$$V_B = 6.6 \text{ KV}$$

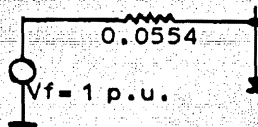
$$Z = 5.54\%$$

La corriente de base será :

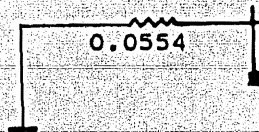
$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} V_B} = \frac{7500}{\sqrt{3} 6.6} = 656 \text{ Amp.}$$

Cálculo de una falla de línea a tierra.

Diagrama unifilar :



Secuencia positiva y negativa



Secuencia cero

Condiciones de falla :

$$I_a \neq 0$$

$$V_a = 0$$

De las componentes simétricas :

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

Por lo tanto :

$$I_a = 3 I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{3(0.0554)} = 6 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3 I_{a1} = 3(6) = 18 \text{ p.u.}$$

Multiplicando I_a por la corriente de base $I_B = 656 \text{ Amp.}$:

$$I_a = (18)(656) = 11809 \text{ Amp.}$$

La potencia de corto circuito será :

$$P_{cc} = \sqrt{3} V_B I_a$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} (6600)(11809) = 135 \text{ MVA}$$

Para la selección del interruptor = $P_{cc} + 25\% P_{cc}$

$$\text{Capacidad interruptiva} = 169 \text{ MVA}$$

Cuando trabaja el transformador a ventilación forzada,

$$S_B = 9375 \text{ KVA}$$

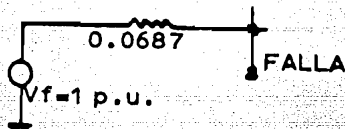
$$V_B = 6.6 \text{ KV}$$

$$\%Z = 6.87 \%$$

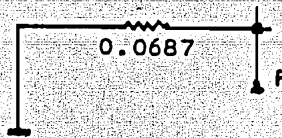
#...

$$\therefore I_B = \frac{B}{\sqrt{3} V_B} = \frac{9375 \text{ KVA}}{\sqrt{3} (6.6) \text{KV}} = 820 \text{ Amp.}$$

Diagrama unifilar :



Secuencia positiva y negativa



Secuencia cero

Condiciones de falla :

$$I_a = 0 ; V_a = 0$$

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

$$I_a = 3 I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{3 (0.0687)} = 4.852 \text{ p.u.}$$

$$I_a = 3 I_{a1} = 14.56 \text{ p.u.}$$

#...

Multiplicando I_a por la corriente de base $I_B = 820$ Amp.:

$$I_a = (14.56)(820) = 11939.2 \text{ Amp.}$$

Entonces la potencia de corto circuito valdrá:

$$P_{cc} = \sqrt{3} I_a V_B = \sqrt{3} (11.939)(6.6) = 136.48 \text{ MVA}$$

Para la selección del interruptor:

$$P_{cc} + 25\% P_{cc} = 136.5 + 34 = 170 \text{ MVA}$$

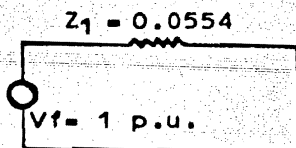
Cálculo de falla trifásica.

$$S_B = 7500 \text{ KVA}$$

$$V_B = 6.6 \text{ KV}$$

$$\%Z = 5.54\%$$

Diagrama unifilar:



$$I_a = I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1} = \frac{1}{0.0554} = 18 \text{ p.u.}$$

de donde la corriente de falla será:

$$I_a = (18)(656) = 11809 \text{ Amp.}$$

y la potencia de corto circuito valdrá:

$$P_{cc} = \sqrt{3} V_B I_a = \sqrt{3} (6.6)(11.81) = 135 \text{ MVA}$$

#...

Para la selección del interruptor :

$$P_{cc} + 25\% P_{cc} = 169 \text{ MVA}$$

Cuando trabaja a ventilación forzada :

$$S_B = 9375 \text{ KVA}$$

$$V_B = 6.6 \text{ KV}$$

$$\%Z = 6.87\%$$

$$I_B = \frac{9375}{\sqrt{3} \times 6.6} = 820 \text{ Amp.}$$

$$I_a = I_{a1} = \frac{1}{0.0687} = 14.56 \text{ p.u.}$$

Multiplicando I_a por la corriente de base :

$$I_a = (14.56)(820) = 11939.2 \text{ Amp.}$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} V_B I_a = \sqrt{3} (6.6)(820)(14.56) = 136.48 \text{ MVA}$$

Para la selección del interruptor :

$$P_{cc} + 25\% P_{cc} = 170 \text{ MVA}$$

Cuadro de resultados obtenidos para la subestación rediseñada.

Falla monofásica	Falla trifásica
En condiciones nominales	
$I_{cc} = 11809 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 135 \text{ MVA}$	$I_{cc} = 11809 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 135 \text{ MVA}$
A ventilación forzada	
$I_{cc} = 11939 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 136.48 \text{ MVA}$	$I_{cc} = 11939 \text{ Amp.}$ $P_{cc} = 136.48 \text{ MVA}$

3.3 Equipo que no requirió ser cambiado.

Como podrá observarse del inciso anterior, la potencia de corto circuito, para un transformador de 2500 KVA para una falla de fase a tierra y una falla trifásica, son iguales, con una magnitud de $P_{cc} = 48$ MVA. Entonces, para los 3 transformadores, tendremos una potencia total de corto circuito de :

$$P_{cc} = 3 \times 48 \text{ MVA} = 144 \text{ MVA}$$

Esta potencia total de corto circuito es la que en caso de falla se puede presentar en el lado de baja tensión.

Ahora, debido al cambio de los transformadores, tres de 2500 KVA, por uno de 7500 KVA en condiciones normales, y 9375 KVA con ventiladores, se calcularon nuevamente las corrientes de falla y la potencia de corto circuito, con el fin de saber qué equipo deberá ser reemplazado y cuál continuará trabajando sin ser cambiado.

La potencia de corto circuito para un solo transformador de 7500 KVA para una falla de fase a tierra y una falla trifásica son aproximadamente iguales, con una magnitud de :

$$P_{cc} = 170 \text{ MVA}$$

En base a estos cálculos y haciendo referencia al inciso 1.5, en el que se presenta una lista de equipo para la subestación original (7500 KVA, 20/6 KV), vamos a ver qué equipo no requi-

rió ser cambiado para nuestra nueva subestación :

- 1.- Pararrayos tipo estación intemperie, para un sistema de -- neutro a tierra 20 KV — no requirió ser cambiado, ya que el voltaje en alta tensión sigue siendo el mismo.
- 2.- Equipo de medición (instalado por la compañía suministradora de energía) — no requirió ser cambiado, ya que el voltaje en alta tensión es el mismo.
- 3.- Las cuchillas desconectadoras, tipo intemperie, 1 polo, -- 1 tiro, 23 KV, 400 A, para montaje vertical, operación con garrocha — no requirió ser cambiado ya que el voltaje en alta tensión, al igual que la corriente, siguen siendo los mismos.
- 4.- Las cuchillas desconectadoras, tipo intemperie, 3 polos, - 1 tiro, 23 KV, 600 A, operación en grupo, para montaje horizontal, con cuernos de arco y mecanismo de operación manual a distancia — no requirió ser cambiado, ya que tanto el voltaje como la corriente en alta tensión son los -- mismos.
- 5.- Las cuchillas portafusibles, tipo intemperie, 23 KV con fusibles de 7 Ampers — no requirió ser cambiado, ya que las condiciones en alta tensión siguen siendo las mismas.
- 6.- El equipo acorazado, tipo intemperie, formado por gabinete--

tes de acero, conteniendo ahora, 14 interruptores en aire, 3 polos, 1 tiro, 6.9 KV, 600 A, 150 MVA, de capacidad interruptiva, con transformadores de intensidad de corriente, de potencial, barras colectoras, transformador de servicio propio, rectificador, batería, tableros con aparatos de medición y protección — no requirió ser cambiado, ya que la potencia aparente o sea la potencia de trabajo, sigue siendo la misma que antes se tenía, es decir, 7500 KVA.

- 7.- Los ductos de barras aisladas, intemperie, 7.5 KV, 600 A, - 3 fases, 3 barras, para conectar el lado de baja tensión de los transformadores de potencia a los gabinetes de entrada del equipo acorazado — no requirió ser cambiado, ya que el voltaje en baja tensión sigue siendo de 6 KV.
- 8.- Accesorios, como son, cadenas de 3 aisladores tensores, -- aisladores soporte para barras colectoras, clemas para los aisladores anteriores y para tomar tubo de cobre, derivaciones "T", conectores — no requirió ser cambiado.
- 9.- El interruptor en aceite, 3 polos, 1 tiro, 23 KV, 600 A, - 1000 MVA de capacidad interruptiva, tipo intemperie, operación neumática, con transformadores de intensidad de corriente, tipo aislador — no requirió ser cambiado, ya que antes se tenía una potencia total de :

$$P_T = 2500 + 2500 + 2500 = 7500 \text{ KVA}$$

que es la que actualmente se tiene, al ser sustituida toda

#...

esta potencia por un solo transformador de 7500 KVA.

La potencia de corto circuito para el sistema eléctrico en esta zona, en la que está ubicada la subestación principal, depende de la generación de energía proporcionada por C.F.E. y tiene una magnitud de $P_{cc} = 800$ MVA.

Como no existen interruptores en aceite con esta capacidad interruptiva, se escoge una inmediatamente superior que si exista comercialmente, que en nuestro caso es de 1000 MVA.

- 10.- Las barras colectoras de alta tensión — no requirieron -- ser cambiadas, ya que la corriente que circulará por ellas sigue siendo la misma que la que antes circulaba, porque la potencia total de trabajo es la misma. Estas barras colectoras de tubo de cobre fueron calculadas para que por ellos pasara una corriente de :

$$P_T = 2500 + 2500 + 2500 = 7500 \text{ KVA}$$

$$\text{Voltaje en alta tensión} = 23 \text{ KV}$$

$$P = \sqrt{3} VI$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V} = \frac{7500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 23 \text{ KV}} = 188.3 \text{ Amp.}$$

Para ventilación forzada, tenemos una potencia de trabajo de :

$$P = 9375 \text{ KVA}$$

$$P = \sqrt{3} VI$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V} = \frac{9375 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 23 \text{ KV}} = 235.33 \text{ Amp.}$$

#...

Ahora bien, como se sustituyeron los tres transformadores de 2500 KVA por uno de 7500 KVA y también para este último, la potencia a ventilación forzada es de 9375 KVA, los valores de potencia no cambian y por lo tanto, las corrientes que circularán por las barras colectoras de alta tensión serán las mismas.

Ahora, calculando la fuerza de atracción que puede haber entre barras colectoras de alta tensión en caso de un cortocircuito, usaremos la fórmula:

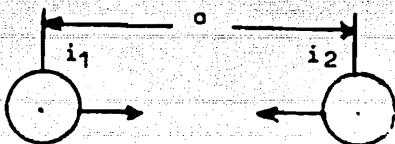
$$F = B l i$$

Del punto 3.2 se pudo ver que la corriente de cortocircuito más grande es la que se obtiene para una falla de línea a tierra, para el transformador de 7500 KVA a ventilación forzada, para la cual se obtuvo:

$$I = 11939.2 \text{ Amp.} \quad 11940 \text{ Amp.}$$

Como la falla de línea a tierra se consideró del lado de baja tensión, esta corriente hay que referirla hacia el lado de alta tensión, por lo que hacemos:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} ; \quad \frac{20 \text{ KV}}{6 \text{ KV}} = \frac{11940}{I_1} ; \quad I_1 = \frac{11940}{3.333} = 3582 \text{ Amp.}$$



$$i_1 = i_2 = 3582 \text{ Amp.}$$

en un cortocircuito

$$\text{y } \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}}$$

$$B = \frac{\mu_0}{2\pi} \frac{i}{a} = \frac{4\pi \times 10^{-7}}{2\pi} \frac{3582}{1.22} = 2 \times 10^{-7} \frac{3582}{1.22}$$

#...

$$\frac{F}{l} = 2 \times 10^{-7} \frac{3582}{1.22} \times 1 \times 3582 = 2.1 \frac{\text{Newton}}{\text{metro}}$$

$$1 \text{ kg} \text{ ——— } 9.8 \text{ Nw}$$

$$x \text{ ——— } 2.1 \text{ Nw}$$

$$F = \frac{2.1}{9.8} \times 1 \text{ kg} = 0.21 \frac{\text{kg}}{\text{m}}$$

De este resultado podemos decir que tendremos una fuerza de atracción de 210 gramos por cada metro de largo de barra colectora, cantidad que esta barra (de tubo de cobre de 25 mm de diámetro) puede soportar.

- 11.- El panel de control para los transformadores de potencia sigue teniendo el mismo equipo, sólo que ahora, para el actual transformador de potencia de 7500 KVA, se requirió cambiar las escalas del amperímetro (que antes tenía una escala de 0 - 400 Amp.) y del wáttmetro (que antes tenía una escala de 0 - 4000 KW.

El equipo con el que cuenta el actual panel de control - (para el transformador de potencia de 7500 KVA) es :

- a) Interruptor general tipo manija con focos piloto indicadores abierto-cerrado (rojo-verde).
- b) Voltímetro 0 - 7500 volts con conmutador para tomar la lectura de cada una de las 3 fases.
- c) Amperímetro 0 - 1200 Amperes con conmutador para tomar la lectura de cada una de las 3 fases.

- d) Wáttmetro indicador de 0 - 15000 KW.
- e) 3 relevadores tipo diferencial para protección del transformador de potencia.
- f) 4 relevadores de sobrecorriente para protección del transformador de potencia, de los cuales 3 son para cada una de las fases, y el otro para el neutro.
- g) Relevador auxiliar.
- h) Relevador auxiliar protección diferencial.
- i) Conmutador para operación manual remota del cambiador de taps bajo carga del transformador de potencia con indicador del tap operando y foco piloto.
- j) Lámparas indicadoras de fallas en el transformador de potencia, de las cuales podemos mencionar las lámparas indicadoras (foco verde) de nivel de aceite bajo en el transformador, nivel de aceite bajo en el cambiador de taps, ventilador, termómetro, sobrepresión en el transformador, y las lámparas indicadoras (foco rojo) de sobrepresión en el cambiador de taps, funcionamiento Bucholtz, cilindro vacío.

3.4 Equipo que requirió ser cambiado.

Como la capacidad de la subestación se rediseñó para ser la misma, o sea, la potencia que antes se cubría con 3 transforma

dores de 2500 KVA, ahora se cubriría con uno de 7500 KVA, el equipo que sería cambiado iba a ser el indispensable.

A continuación se muestra el equipo que requirió ser cambiado:

- 1.- Tres transformadores de potencia, en baño de aceite, - - - 2500 KVA, 20/6 KV, 3 fases, 50 ciclos, intemperie, enfriamiento propio con juego de ventiladores para dar 3125 KVA, cambiador de derivaciones automático con carga, aisladores de alta tensión sobre la tapa y caja para las salidas de - baja tensión propia para conectar ducto de barras, ruedas y accesorios estándar — que fueron cambiados por dos - - - transformadores de potencia en baño de aceite, 7500 KVA, - 20/6 KV, 3 fases, 60 ciclos, intemperie, enfriamiento propio con juego de ventiladores para dar 9325 KVA, cambiador de derivaciones bajo carga, ruedas y accesorios estándar, - de los cuales uno trabaja y el otro está de respaldo, por - si aquél sufre alguna falla o por razones de mantenimiento hay que sacarlo de servicio para darle un chequeo.
- 2.- Transformador de distribución en aceite, 25 KVA, 20000/240 -120 volts, + -2.5%, monofásico, 50 ciclos, intemperie para servicio de la subestación — fue cambiado por un transformador de distribución en aceite, 50 KVA, 20000/240-120 volts, + -2.5% trifásico, 60 ciclos, intemperie para servicio de la subestación, debido a causas de antigüedad.
- 3.- Nueve transformadores de intensidad de corriente de los --

cuales 3 eran para cada transformador de potencia, con una relación de 400/5 y para 8.7 KV — fueron cambiados por -- 6 transformadores de intensidad de corriente, 3 para cada transformador de potencia, porque las corrientes del secundario del transformador de potencia, o sea, las de baja -- tensión, son más grandes que las que antes se tenían para los anteriores transformadores de 2500 KVA.

Antes, para los transformadores de 2500 KVA se tenía una -- corriente por fase en baja tensión de :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{3125 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6.6 \text{ KV}} = 273.36 \text{ Amp.}$$

y esta corriente es la que entraba al primario de cada -- transformador de corriente.

Ahora, para el nuevo transformador de potencia de 7500 KVA se tendrá una corriente por fase, en su secundario de :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} = \frac{9375 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 6.6 \text{ KV}} = 820.0 \text{ Amp.}$$

y esta corriente es la que debe ahora entrar por el primario del transformador de corriente.

Como podemos ver, antes para una corriente de 240.56 Amp -- con un transformador de corriente de 400/5, obtendríamos -- en su secundario una corriente de :

#...

$$I = \frac{273.36}{\frac{400}{5}} = \frac{273.36}{80} = 3.417 \text{ Amp.}$$

y ahora para una corriente de 820.0 Amp en el primario del transformador de corriente de 400/5, obtendríamos una corriente en su secundario de :

$$I = \frac{820.0}{\frac{400}{5}} = \frac{820.0}{80} = 10.25 \text{ Amp.}$$

con lo cual podemos concluir que la corriente para el secundario de los transformadores de corriente ahora es mayor que antes. Ahora bien, esta corriente de secundario -- del transformador de corriente es la que alimenta a los relevadores y a los aparatos de medición, que ahora, al haber cambiado, modificará la correcta operación y medición de ellos, e incluso hasta podría destruir a los medidores. De esto se concluyó que los nuevos transformadores de corriente, deben de tener una relación de transformación mayor. Dicha relación la podemos obtener de la siguiente manera :

Si para la antigua subestación (con transformador de 2500-KVA) circulaba por el burden una corriente de 3.007 Amp., - es deseable, que para la nueva subestación (con transformador de 7500 KVA), circule la misma corriente por el burden que continúa siendo el mismo. Conociendo la nueva corriente que va a circular por el primario de el nuevo transfor-

mador de corriente, podemos calcular la nueva relación de transformación :

$$I = \frac{820.0 \text{ Amp}}{RT} = 3.417 \text{ Amp} \quad \text{---} \quad RT = \frac{820}{3.417} = 240$$

de donde concluimos que la nueva relación de transformación debe ser de :

$$RT = 240 = \frac{1200}{5}$$

- 4.- También se cambiaron algunos accesorios como son aisladores de soporte de barras colectoras, algunos conectores de expansión, por el desgaste mecánico que habían sufrido con respecto al tiempo (más no porque no fueran aún servibles eléctricamente). Los tubos que salen del transformador de potencia, tanto los que van del lado de alta tensión a las barras colectoras, como los que van del lado de baja tensión a los buses de distribución, por razones que pueden obviarse al pensar que ahora, del lado de baja tensión circularán corrientes más grandes del transformador a los buses de distribución.

CAPITULO 4

Efectos Eléctricos Producidos por el Cambio
de Frecuencia en los Transformadores.

Los transformadores de 2500 KVA que antes se tenían conectados en paralelo en la antigua subestación se usarán en una futura subestación No. 2 para alimentar a Ciudad Universitaria y así aliviar la carga de la subestación principal.

Ahora bien, estos transformadores fueron construidos para operar a 50 hertz y la subestación No. 2 va a funcionar a 60 hertz, que es la frecuencia actual establecida por Comisión Federal de Electricidad.

A continuación veremos qué efectos eléctricos se producen en los transformadores con el cambio de frecuencia.

El cambio de frecuencia afecta a todos los transformadores, y es preciso analizar los efectos producidos sobre ellos para determinar si son lo suficientemente adversos como para requerirse una conversión.

El aumento de frecuencia es un sistema de corriente alterna, - de 50 a 60 ciclos por segundo (aumento de 20%), significa que se tendrán 10 alternancias más por segundo, en la corriente y en el voltaje.

La energía suministrada en 60 c.p.s., a un circuito que traba-

ja con 50 ciclos, será la misma que dicho circuito recibía originalmente, si se conservan iguales los valores de voltaje y corriente efectiva y de factor de potencia, a pesar de que la nueva energía por ciclo suministrada será sólo $\frac{50}{60}$, o sea, --- 83.3% de la energía por ciclo que recibía originalmente.

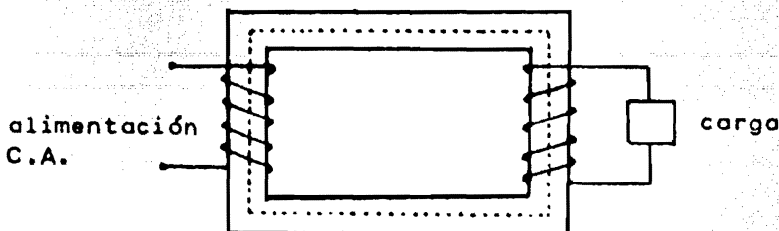
Conociendo en qué consiste el cambio de frecuencia, centraremos nuestro análisis en dos tipos de transformadores: transformadores de distribución y transformadores de medición o de instrumentos también conocidos como transformadores de potencial y de corriente. Analizaremos inicialmente el transformador elemental y posteriormente particularizaremos en las posibles conversiones de los diferentes tipos de transformadores.

4.1 Efecto del cambio de frecuencia sobre el transformador.

Analicemos el transformador elemental, transformador cuyas partes fundamentales son :

- a) El núcleo magnético.
- b) Los embobinados primario y secundario.

Los cuales se muestran en la siguiente figura :



#...

Si en la alimentación se emplea un voltaje senoidal, o sea :

$$V_p = V_{\max} \text{ sen } \omega t$$

Obtendremos consecuentemente un flujo senoidal :

$$\phi = \phi_{\max} \text{ sen } \omega t$$

Sabemos que :

$$V_p = N_p \frac{d\phi}{dt} \times 10^{-8}$$

en donde :

ϕ = flujo instantáneo en maxwells

V_p = valor instantáneo del voltaje

N_p = número de vueltas del devanado primario

Si consideramos que la resistencia en el devanado primario es despreciable, podemos considerar que la fuerza contraelectromotriz instantáneo e_p , es igual al voltaje instantáneo V_p , es decir que :

$$V_p = -e_p$$

$$e_p = -N_p \frac{d\phi}{dt} \times 10^{-8}$$

$$e_p = -N_p \frac{d}{dt} (\phi_{\max} \text{ sen } \omega t) \times 10^{-8}$$

$$e_p = -N_p \phi_{\max} \cos \omega t \times \omega \times 10^{-8}$$

como : $\omega = 2\pi f$

$$e_p = -N_p \phi_{\max} \cos 2\pi f t \times 2\pi f \times 10^{-8}$$

...

considerando el valor máximo de e_p , o sea cuando :

$$\cos 2\pi ft = -1$$

$$e_p = N_p 2\pi f \phi_{\max} \times 10^{-8}$$

Para obtener el valor medio cuadrático E_p , es decir, el voltaje efectivo inducido, dividiremos la ecuación anterior entre $\sqrt{2}$, y :

$$E_p = N_p \frac{2\pi}{\sqrt{2}} f \phi_{\max} \times 10^{-8}$$

$$\therefore E_p = 4.44 N_p f \phi_{\max} \times 10^{-8} \text{ ----- (1)}$$

que es la ecuación general del transformador.

Haciendo el mismo razonamiento para el devanado secundario, obtendremos :

$$E_s = 4.44 N_s f \phi_{\max} \times 10^{-8} \text{ ----- (2)}$$

Se analizarán ahora los efectos que el cambio de frecuencia -- producen sobre el transformador, con el fin de obtener conclusiones prácticas para cada tipo de transformador.

4.1.1 Densidad de flujo.

Aplicando la ecuación (1) en 50 y 60 ciclos, de modo que E_p y N_p sean constantes en ambas frecuencias :

$$E_p = 4.44 N_p (50) (\phi_{\max})_{50} \times 10^{-8} \text{ ----- (3)}$$

$$E_p = 4.44 N_p (60) (\phi_{\max})_{60} \times 10^{-8} \text{ ----- (4)}$$

#...

igualando (3) y (4)

$$50 (\phi_{\max})_{50} = 60 (\phi_{\max})_{60}$$

$$(\phi_{\max})_{60} = \frac{50}{60} (\phi_{\max})_{50}$$

$$(\phi_{\max})_{60} = 0.833 (\phi_{\max})_{50}$$

Lo cual quiere decir que en 60 ciclos, el flujo magnético mutuo disminuirá hasta un 83.3% del valor original de 50 ciclos.

La densidad de flujo B_{\max} será:

$$B_{\max} = \frac{\phi_{\max}}{A}$$

en donde:

A = área de la sección transversal del núcleo en cm^2 .

$$B_{\max} = \frac{V}{4.44 N f A} \times 10^{-8}$$

Como A también es constante, la densidad de flujo en 60 ciclos disminuirá también a un 83.3% del valor original de 50 ciclos.

4.1.2 Pérdidas sin carga.

Son las que se tienen cuando el transformador está trabajando en vacío. En estas condiciones, se tienen pérdidas en el núcleo debido a la histéresis y a las corrientes de Eddy, y pérdidas en el cobre debidas a la corriente de excitación.

La corriente de excitación tiene dos componentes en cuadratura,

#...

la componente de pérdidas en el núcleo, y la componente magnetizante, y se presenta con la fórmula :

$$I_e = \sqrt{I_c^2 + I_m^2}$$

en donde :

I_e = corriente de excitación

I_c = componente de pérdidas en el núcleo

I_m = componente magnetizante

La componente I_c de pérdidas en el núcleo, se encuentra en fase con el voltaje y representa la pérdida en watts W_c .

Si la densidad de flujo permanece constante, la pérdida en watts W_c , por ciclo, también permanece constante. En este caso, al aumentar la frecuencia a 60 ciclos, las pérdidas en el núcleo aumentarían 20% respecto a las que se tenían en 50 ciclos. Sin embargo, ya se ha visto que la densidad de flujo disminuye 16.7% al aumentar la frecuencia a 60 ciclos.

Como resultado de la operación a esta nueva densidad de flujo reducida, las pérdidas W_c disminuirán también, dando como resultado una reducción en la corriente I_c . La proporción en que ocurre esta reducción, depende de la densidad de flujo original que se tenía a 50 ciclos, y del tipo de acero usado.

Al operar en la frecuencia de 60 ciclos, habrá una disminución en la inducción electromagnética, y como el voltaje se manten-

#...

drá constante, se tendrá como consecuencia una disminución en la corriente de excitación.

4.1.3 Pérdidas con carga.

Son principalmente las pérdidas I^2R , o pérdidas en el cobre de los devanados, debidas a la corriente de carga. También existen pérdidas por dispersión de flujo, pero por ser tan pequeñas comparadas con las pérdidas en el cobre, pueden despreciarse para efectos de cálculo.

En esencia, las pérdidas I^2R en el cobre son independientes de la frecuencia, pero debido a que la corriente de excitación disminuye con el aumento de frecuencia, bajo la misma condición de carga, las pérdidas I^2R disminuirán ligeramente con el cambio de frecuencia a 60 ciclos.

4.1.4 Impedancia.

El cambio en la impedancia de un transformador con el aumento de frecuencia, dependerá de los valores relativos de la resistencia efectiva y de la reactancia.

Analicemos la ecuación de la impedancia.

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

en donde :

Z = impedancia en ohms

R = resistencia en ohms

X_L = reactancia inductiva en ohms

X_C = reactancia capacitiva en ohms

Sabemos que :

$$X_L = 2\pi f L$$

es la ecuación fundamental de la reactancia inductiva, de aquí se ve que la reactancia inductiva es directamente proporcional a la frecuencia, por lo que si ésta es aumentada 20% aquélla - también aumentará 20%, como se verá a continuación :

Para una frecuencia de 50 ciclos, la reactancia inductiva vale :

$$X_{L50} = 2\pi \times 50 \times L$$

Y para frecuencia de 60 ciclos vale,

$$X_{L60} = 2\pi \times 60 \times L$$

de modo que :

$$\frac{X_{L60}}{X_{L50}} = \frac{2\pi \times 60 \times L}{2\pi \times 50 \times L} = \frac{60}{50} = 1.2$$

$$\therefore \frac{X_{L60}}{X_{L50}} = 120\%$$

O sea que X_L sufre un aumento de 20% cuando se aumenta la frecuencia de 50 a 60 ciclos, suponiendo que L se mantenga constante.

Ahora bien, de la misma forma analicemos el efecto del cambio de frecuencia sobre la reactancia capacitiva.

Partiendo de la ecuación fundamental de la reactancia capacitiva:

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC}$$

vemos que la reactancia capacitiva es inversamente proporcional a la frecuencia.

Si tenemos una frecuencia de 50 ciclos, la reactancia capacitiva valdrá:

$$X_{C50} = \frac{1}{2\pi \times 50 \times C}$$

y con una frecuencia de 60 ciclos, valdrá:

$$X_{C60} = \frac{1}{2\pi \times 60 \times C}$$

y la relación entre ambas será:

$$\frac{X_{C60}}{X_{C50}} = \frac{\frac{1}{2\pi \times 60 \times C}}{\frac{1}{2\pi \times 50 \times C}} = \frac{50}{60} = 0.833$$

$$\therefore \frac{X_{C60}}{X_{C50}} = 83.3\%$$

lo que significa que la reactancia capacitiva disminuye 16.7% cuando se aumenta la frecuencia de 50 a 60 ciclos.

#...

Como X_L y X_C varían con la frecuencia, según se vio, la impedancia también variará, y la proporción en que lo haga, dependerá de las propiedades predominantes del circuito.

El efecto de la resistencia es predominante en los transformadores pequeños; en el caso de los transformadores de potencia y de distribución, de 10 KVA o menores. En transformadores más grandes predomina la reactancia.

Entonces, en transformadores pequeños, la impedancia aumentará un pequeño porcentaje, y en transformadores grandes de potencia y distribución, aumentará un 8% o más.

4.1.5 Regulación.

La regulación se expresa en por ciento del voltaje secundario nominal a plena carga, por medio de la ecuación:

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_2^0 - V_2}{V_2} \times 100$$

en donde:

V_2^0 = voltaje secundario sin carga

V_2 = voltaje secundario con plena carga

El voltaje secundario sin carga puede ser expresado como una función de cantidades secundarias, por la ecuación:

$$V_2^0 = \sqrt{(V_2 \cos \theta_2 + I_2 R_{02})^2 + (V_2 \sin \theta_2 + I_2 X_{02})^2}$$

#...

en donde :

I_2 = corriente secundaria a plena carga.

R_{02} = resistencia equivalente del transformador referida al secundario.

X_{02} = reactancia equivalente del transformador referida al secundario.

θ_2 = ángulo de fase entre V_2 e I_2

En la ecuación notamos que se involucra una reactancia, y si se mantiene constante V_2 , la reactancia equivalente aumentará, lo que producirá una reducción en el voltaje secundario a plena carga V_2 . Al disminuir este voltaje la regulación aumentará. Sin embargo, dicha variación en transformadores de distribución es lo suficientemente pequeña como para despreciarse.

4.1.6 Eficiencia.

La eficiencia de un transformador es la relación entre la potencia útil y la potencia total de entrada. Se puede representar por la siguiente ecuación :

$$\eta = \frac{V_2 I_2 \cos \theta}{V_2 I_2 \cos \theta + W_c + I_2^2 R_{02}} \times 100$$

en donde :

η = eficiencia.

V_2 = voltaje secundario con carga.

I_2 = corriente secundaria con carga.

W_c = pérdidas en el núcleo.

R_{02} = resistencia equivalente del transformador referida al secundario.

$I_2^2 R_{02}$ = pérdidas en el cobre.

Como se vio, las pérdidas en el núcleo y en el cobre disminuyen con el cambio de frecuencia de 50 a 60 ciclos. Analizando la ecuación, podemos afirmar que la eficiencia aumentará en los transformadores cuando sean operados en 60 ciclos.

4.1.7 Elevación de temperatura.

La elevación de temperatura en un transformador está definida por la magnitud de las pérdidas en el núcleo y el cobre. Con el aumento de frecuencia de 50 a 60 ciclos y operando en las mismas condiciones originales, la elevación de temperatura en los transformadores será menor, debido a la disminución de las pérdidas en el núcleo y en el cobre.

4.1.8 Capacidad nominal de diseño.

La capacidad nominal de diseño de un transformador, consiste de un valor de volt-ampere de salida junto con otras características, como el voltaje y la frecuencia asignados por el fabricante.

Con el aumento de frecuencia, disminuye la elevación de temperatura, por lo que se podrá aumentar ligeramente el valor de la corriente nominal de diseño, sin exceder el aumento normal de temperatura garantizado. En otras palabras, podemos afirmar que en 60 ciclos tendremos capacidad extra en aquellos transformadores que hayan sido construidos para 50 ciclos.

4.2 Conclusiones.

En términos generales, los principales efectos producidos en la mayoría de los transformadores con el cambio de frecuencia son :

- a) La densidad de flujo disminuye 16.7%.
- b) La corriente de magnetización disminuye aproximadamente 10%.
- c) La corriente de excitación disminuye aproximadamente 10%.
- d) Las pérdidas en el hierro disminuyen aproximadamente 18%.
- e) Las pérdidas en el cobre disminuyen ligeramente.
- f) La impedancia aumenta.
- g) La regulación aumenta.
- h) Disminuye la elevación de temperatura.
- i) La capacidad nominal de diseño aumenta ligeramente.
- j) La eficiencia aumenta ligeramente.

#...

4.3 Conversión de los transformadores.

4.3.1 Transformadores de distribución.

En este tipo de transformadores el cambio de frecuencia no producirá problemas, ya que los transformadores diseñados para -- operar en 50 ciclos, están contruidos con una mayor cantidad de hierro, en comparación con las unidades diseñadas para operar exclusivamente en 60 ciclos. Cuando funcionan en 60 ciclos, las unidades diseñadas para 50 ciclos tendrán una menor elevación de temperatura, lo que permitirá a estas unidades trabajar arriba de su capacidad de diseño, o sea que, implícitamente se tendrán volt-amperes extra sin necesidad de hacer ningún cambio en las unidades actuales.

4.3.2 Transformadores de potencial y de corriente.

A) Efecto del cambio de frecuencia en los transformadores de potencial.

Debido a que los transformadores de potencial no están sujetos a grandes variaciones en el voltaje primario, se diseñan por razones de economía y peso, para trabajar bastante arriba de la curva de magnetización. Por esta razón no son permisibles grandes cambios en la densidad de flujo y ya que el flujo varía inversamente con la frecuencia, los transformadores de potencial no podrán ser usados en un --

amplio campo de frecuencias. Sin embargo, para las pequeñas variaciones de circuitos comerciales de una frecuencia dada, la exactitud del aparato no se ve afectada grandemente.

En un cambio de frecuencia de 50 a 60 ciclos, el hierro -- trabajará más abajo de la curva de magnetización reduciéndose la corriente de magnetización y con esto la parte correspondiente de error; además, el trabajar en una parte más lineal permitirá variaciones de frecuencia más amplias.

B) Efecto del cambio de frecuencia en los transformadores de corriente.

Los transformadores de corriente se diseñan para densidades de flujo en el núcleo tales que mantengan al mínimo la corriente de excitación, haciendo que los cambios en la corriente de línea tengan un efecto mínimo en la exactitud. De esta manera, es usual designar transformadores de corriente para operación a 60 ciclos, como 25 a 60 ciclos.

Como se observa, la frecuencia afecta en menor grado al transformador de corriente que al transformador de potencial y un cambio de frecuencia proporciona las mismas ventajas mencionadas para el transformador de potencial.

CAPITULO 5

Mantenimiento y Pruebas de un Transformador

Como se mencionó en el Capítulo anterior, los transformadores de 2500 KVA van a ser utilizados en la subestación No. 2 de C.U.

Con el fin de poder apreciar el estado en que se encuentran los tres transformadores de 2500 KVA para poder utilizarlos en la futura subestación, es conveniente considerar los siguientes conceptos :

5.1 Mantenimiento de transformadores.

El programa normal de mantenimiento debe incluir los siguientes puntos :

La revisión del transformador una vez cada medio año; esta fecha puede variar dependiendo de las condiciones de operación del transformador y deben ser más frecuentes a medida que se acerca el límite de vida del aceite o de los aislamientos.

Mantenimiento rutinario.

Esta operación se refiere a los trabajos de limpieza, pintura, comprobación de instrumentos (termómetros, indicadores de nivel, dispositivos de sobrepresión, respiradores, etc.), comprobación del equipo de aislamiento (natural y forzado), verifica

#...

ción de alambros, pruebas de hermeticidad, etc.

5.2 Pruebas en los transformadores.

5.2.1 Prueba de los gases despididos por un transformador.

El análisis de los gases muestreados de la cámara de gases de un transformador o de un relevador buchholz, nos puede indicar si es satisfactorio su funcionamiento.

Siempre que se encuentran gases explosivos en un transformador, es conveniente analizarlos en forma cuantitativa, para localizar y reparar fallas incipientes en forma oportuna. La cantidad y naturaleza de los gases nos indica la magnitud y clase de la falla que tiene el transformador (ver relevador buchholz).

La comparación de cantidades acumuladas en intervalos de tiempo iguales, nos da una idea de la forma como va evolucionando la falla a lo largo del tiempo.

5.2.2 Prueba de resistencia de aislamiento.

La resistencia de aislamiento de un transformador usado con aceite, nunca debe ser menor que 10 Mohms/KV del devanado a 20°C, medida con megger a 1000 volts y a un minuto.

5.2.3 Pruebas del aceite aislante.

El aceite es el aislamiento más importante de un transformador por lo cual, es de vital importancia valorizar su degradación con el tiempo y determinar el momento en que es necesario cambiarlo, antes de que dañe el transformador.

En la siguiente tabla se indican las características que se recomiendan probar en un aceite aislante para determinar su estado y los valores límite para decidir su cambio o tratamiento.

<u>Característica</u>	<u>Valor límite de vida</u>
Tensión interfacial (dn/cm)	15
Acidez (mg de KOH/gr aceite)	0.5
Contenido de humedad (p.p.m.)	Ver nota (d)
Rigidez dieléctrica (KV)	30
Color (ASTM-D155)	Ver nota (f)

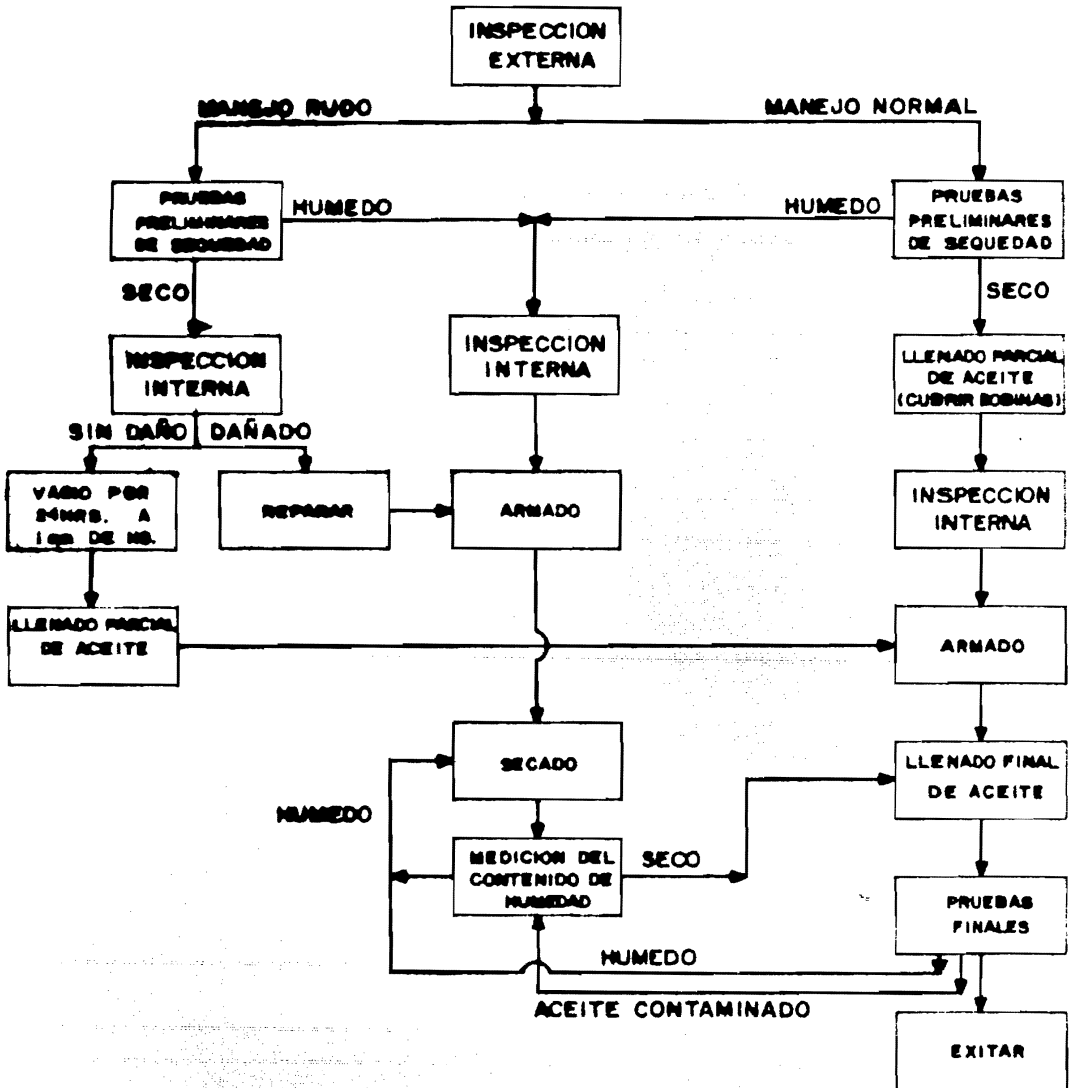
a) Tensión interfacial.

Su valor depende del grado de purificación de un aceite -- nuevo y en un aceite usado indica la contaminación debido principalmente a los productos de la oxidación y a mate--- rias extrañas.

Esta prueba es básica para determinar la degradación de -- aceite y debe hacerse en forma periódica.

b) Acidez.

SECUENCIA DE PUESTA EN SERVICIO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA



Este valor indica la presencia de ácidos minerales y orgánicos, así como la alcalinidad del aceite.

Un valor alto de acidez, indica envejecimiento del aceite por oxidación, un valor bajo no indica necesariamente que el aceite no está contaminado.

Un aceite alcalino se puede deber a los silicatos de sodio que algunos fabricantes usan en los aislamientos interlaminares del núcleo.

c) Contenido de humedad.

El contenido de humedad en un aceite nunca debe ser mayor de un 25 p.p.m.; también se debe tomar en cuenta que en presencia de humedad aumenta la actividad de la acidez orgánica, aumentando por consiguiente el potencial corrosivo sobre los materiales y aislamientos, contaminándose el aceite y acelerando su envejecimiento.

d) Prueba de rigidez dieléctrica del aceite.

Este valor es función de la humedad y contaminantes del aceite. Un valor alto de rigidez dieléctrica no indica necesariamente que el aceite no está contaminado y degradado.

f) Color.

Esta prueba es estimativa, ya que se puede suponer que un-

aceite está envejecido si su color es muy oscuro. No hay relación cuantitativa entre el color y el grado de envejecimiento de un aceite.

CAPITULO 6

P r o t e c c i ó n

6.1 Filosofía general de la protección.

El papel de la protección por medio de relevadores en el diseño y funcionamiento de una subestación eléctrica, se reduce -- a tres aspectos fundamentales :

- a) Funcionamiento normal. ..
- b) Previsión de una falla eléctrica.
- c) Reducción de los efectos de una falla eléctrica.

El término "funcionamiento normal" implica que no hay fallas - en el equipo, errores de personal ni hechos fortuítos; incluye también los requisitos mínimos para la alimentación de la carga ya existente y una cierta cantidad de carga futura anticipada.

Algunos factores a considerar son :

- 1) Distancia y localización de las estaciones generadoras (valor de la potencia de cortocircuito en la subestación).
- 2) Transmisión de la potencia a la carga.
- 3) Estudio de las características de la carga y la planeación

para su crecimiento futuro.

- 4) Medición.
- 5) Regulación de la tensión y la frecuencia.
- 6) Funcionamiento del sistema.
- 7) Mantenimiento normal.

Las prevenciones para un funcionamiento normal comprenden costo mayor para el equipo y el funcionamiento.

Debe haber previsiones adicionales para las fallas del equipo eléctrico que disminuyan el daño y eviten interrupciones de servicio cuando ocurre la falla.

Para estos dos recursos se presentan :

- 1) Incorporar características de diseño con el fin de impedir las fallas.
- 2) Incluir previsiones para reducir los efectos de la falla cuando esta ocurre.

En la actualidad se emplean ambos recursos para lograr mayor seguridad, aunque no es justificable económicamente tratar de impedir todas las fallas; es más provechoso entonces dejar que ocurra una de ellas y prever algún equipo para minimizar sus efectos.

El tipo de falla que origina los máximos efectos es el corto-circuito; sin embargo, hay otros tipos de fallas o funcionamiento anormales de cierto tipo de elementos que requieren atención.

Algunas de las condiciones de diseño y funcionamiento con el objeto de prevenir la falla eléctrica son :

- a) Previsión del aislamiento adecuado.
- b) Coordinación de la resistencia de aislamiento con las capacidades de los pararrayos.
- c) Uso de los hilos de guarda y estructuras metálicas de baja resistencia a tierra.
- d) Resistencia mecánica de diseño para reducir la exposición y para disminuir la probabilidad de fallas originadas por animales (pájaros), insectos, polvo, granizo, ramas de árboles, etc.).
- e) Funcionamiento y prácticas de mantenimiento apropiadas.

Algunas de las características de diseño y funcionamiento para reducir los efectos de una falla.

- a) Características que reducen los efectos inmediatos :

1. Diseño para limitar la magnitud de la corriente de cortocircuito.

- i. Evitar concentraciones muy grandes de capacidad de generación.
 - ii. Utilizar impedancias limitadoras de corriente.
2. Diseño para soportar los esfuerzos mecánicos y los calentamientos debidos a corrientes de cortocircuito.
 3. Dispositivos de baja tensión con acción retardada en interruptores para poder evitar la caída de las cargas durante una disminución de tensión momentánea.
 4. Neutralizadores de fallas a tierra.
- b) Características para desconexión rápida de los elementos :
1. Protección por relevadores.
 2. Interruptores con suficiente capacidad interruptiva.
 3. Fusibles.
- c) Características que reducen la pérdida del elemento defectuoso.
1. Circuitos alternados.
 2. Capacidad de reserva de generadores y en nuestro caso - de transformadores.
 3. Recierre automático.
- d) Características que funcionan en todo el período desde la-

#...

iniciación de la falla hasta que se elimina ésta para la -
tensión y la estabilidad.

1. Regulación automática de tensión.

2. Características de estabilidad del sistema.

- e) Medios para observar la eficacia de las características an-
teriores (detección automática y observación humana efi-
ciente registrando los datos).
- f) Inspecciones frecuentes a medida que el sistema cambia; --
con esto decimos que la protección por relevadores nos dis-
minuye los daños al equipo y las interrupciones al servi-
cio cada vez que ocurre una falla.

Función de la Protección por Relevadores.

La función de éstos es originar el retiro rápido del servicio-
de cualquier elemento cuando éste sufre un cortocircuito o - -
cuando empieza a actuar anormalmente; por lo tanto el equipo -
de protección deberá funcionar coordinadamente con los inte-
rruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuo-
so, cuando el o los relevadores se lo ordenen.

Principios Fundamentales de Protección por Relevadores.

En un sistema de potencia, la protección contra cortocircuitos
se divide en dos grupos :

Protección primaria.

Protección de respaldo.

La primera observación de la protección primaria es que los interruptores se localizan en cada una de las conexiones de los elementos de potencia. Esto hace que sólo se pueda desconectar el elemento defectuoso en caso de falla.

La segunda observación es que se establece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema, lo que produce que en caso de una falla sólo se dispararán los interruptores dentro de esa zona.

La protección de respaldo se emplea sólo para protección de cortocircuitos y en caso de que la protección primaria no funcione.

La protección primaria no funcionará si ocurre una falla en cualquiera de los siguientes puntos :

1. Corriente o tensión de alimentación a los relevadores.
2. Disparo de la tensión de alimentación de c.d.
3. Relevadores de protección.
4. Interruptores.

Por tanto, la protección de respaldo tiene que hacerse independientemente de aquellos factores que puedan anular la protec--

#...

ción primaria; además, tendrá que ser de acción retardada para que dé tiempo a que funcione la protección primaria. Se ve que la protección de respaldo no es justificada para algunos casos de cortocircuitos.

Características Funcionales de la Protección por Relevadores.

Cualquier tipo de protección debe ser suficientemente sensible para que funcione en forma segura.

También debe ser capaz de seleccionar entre aquellas condiciones en que se requiere un funcionamiento rápido, o bien uno de acción retardada, por lo que debe funcionar a la velocidad requerida.

Otro requisito importante es que el equipo de protección debe ser digno de confianza y que su aplicación, instalación y mantenimiento aseguren su máximo aprovechamiento.

Protección por Relevadores contra un operador de estación.

La protección por relevadores a veces se encuentra en competencia con los operadores de estación o asistentes.

Se da el caso de que la protección contra condiciones anormales que se desarrollan en forma muy lenta, permite que un operador pueda evitar el retiro de un elemento importante del equipo. Pero cuando se requiere de una acción rápida y precisa resultaría imprudente confiarse a un operador.

Evaluación de la protección por relevadores.

Un sistema de potencia moderno no podría funcionar sin la protección por relevadores, lo que no lo hace apreciable, pero en toda buena ingeniería la economía juega un factor muy importante.

Como todas las otras partes de un sistema de potencia, la protección de relevadores se evaluaría por su contribución al mejorar el servicio económicamente posible a los consumidores. - Dicha contribución sería la de ayudar al resto del sistema de potencia a funcionar con la mayor eficiencia y efectividad - frente a una falla; además de disminuir el daño durante una falla evita :

- 1) El costo de reparación del daño.
- 2) La probabilidad de que la falla pueda extenderse a otras partes del equipo.
- 3) El tiempo que el equipo está fuera de servicio.

Con el regreso oportuno del equipo al servicio, la protección por relevadores ayuda a reducir la cantidad de equipo de reserva requerido.

Por lo tanto, uno no debe concluir que el gasto justificable para un equipo dado de protección por relevadores es proporcional al valor o importancia del elemento que va a ser protegido

de un modo directo.

Como funcionan los relevadores de protección.

Todos los relevadores utilizados para proteger cortocircuitos, funcionan en virtud de la corriente o tensión proporcionada -- por los transformadores de corriente y de tensión conectados -- en diversas combinaciones al elemento a proteger.

Para cambios individuales o relativos en estas dos magnitudes, las fallas señalan su presencia, tipo y localización a los relevadores de protección.

Para cada tipo de localización de falla, hay alguna diferencia característica en las magnitudes ya mencionadas, así como varios tipos de equipos de protección por relevadores disponibles. Cada uno está diseñado para reconocer una diferencia particular y funcionar en respuesta de ésta.

Existen más diferencias posibles en estas magnitudes y son :

- 1) Magnitud.
- 2) Frecuencia.
- 3) Angulo de fase.
- 4) Duración.
- 5) Razón de cambio.
- 6) Dirección u orden de cambio.
- 7) Armonicas o forma de onda.

6.2 Protección diferencial.

En virtud del alto costo del equipo instalado en cualquier subestación, se debe prever cualquier daño posible en caso de falla, aislando el área en problemas del resto del sistema, evitando la total desconexión del mismo y garantizando así la máxima continuidad del servicio.

El iniciar la desconexión de esta área en problemas es función de un sistema especial constituido esencialmente por relevadores de protección e interruptores. La labor de los primeros -- consiste en la detección de la falla (cortocircuito o sobrecorriente) y la de los segundos es la de poner fuera de servicio la parte del equipo involucrada en la falla. De aquí que relevadores e interruptores formen un equipo; ambos deben ser -- planeados conjuntamente.

Cabe aclarar que dichas protecciones deben abarcar todo el sistema de potencia, dividiéndolo en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente con mínima interrupción del suministro de -- energía. En una subestación estas áreas son :

- 1) Buses, líneas de transmisión y de distribución.
- 2) Transformadores.

Normalmente para protección de subestaciones se utilizan dos -- tipos específicos de relevadores, en combinación con otros dispositivos complementarios como relevadores multiplicadores de-

contactos (o auxiliares), reclosers, etc., etc. Estos relevadores son :

- a) Relevador diferencial de banco con restricción de armónicas (NEMA 87).
- b) Relevador de protección contra sobrecorriente (NEMA 51), - los que serán tratados en la sección 6.3.

Relevador Diferencial.

Los relevadores diferenciales o de protección diferencial, son utilizados como protección de los transformadores y operan conjuntamente con el relevador buchholz (NEMA 63), como lo indica el diagrama de la figura.

La protección diferencial de transformadores se usa para prevenir fallas interiores y exteriores del propio transformador, - detecta además ciertos tipos de fallas que no detecta la protección buchholz, como por ejemplo una descarga eléctrica en - los bornes de un transformador.

6.2.1 Relevador diferencial con restricción de armónicas.

Su principio de operación se basa en la comparación de corrientes que entran y salen de la zona protegida; esto mediante - transformadores de corriente (llamados por sus siglas TC's), - cuyas relaciones de transformación son tales que sus corrien-

tes secundarias son iguales en condiciones normales de operación, de tal suerte que son comparadas en magnitud y fase dentro del relevador.

Las intensidades primarias I_1 , I_2 no son iguales, sino que guardan una cierta proporción, que es la relación de transformación del transformador de potencia, y las corrientes secundarias i_1 e i_2 deben concordar en magnitud y en fase para poder ser comparadas.

En caso de que el tramo protegido esté exento de averías la diferencia de intensidades en la parte secundaria es casi nula y por el relevador diferencial, conectado en la unión transversal de los dos transformadores no pasa corriente (bobina R de la figura 6.1).

Ambos transformadores de corriente TC₁ y TC₂ convierten las intensidades primarias I_1 e I_2 en las intensidades secundarias i_1 e i_2 . Bajo condiciones normales o bajo un cortocircuito exterior a la zona protegida, la relación $I_1:I_2$ permanece constante, con lo que las corrientes secundarias i_1 e i_2 se seguirán cancelando en la bobina R hasta que el aumento sea tal que uno de los transformadores de corriente se sature y se presente una corriente de falla i_d en R, pues más allá del punto de saturación del TC las corrientes secundarias cesan de crecer en proporción a las corrientes primarias.

Si la falla es interna la relación $I_1:I_2$ se alterará, con lo -

que i_1 e i_2 no se anularán en R haciendo que por ella circule una corriente i_d . La intensidad i_d en ambos casos será la señal de falla en el sistema que accionará el mecanismo de protección.

Al conectar un transformador de potencia se presentan, según el instante de conexión, elevados picos de intensidad que actúan en todo su valor como intensidades de avería para la protección diferencial. Estas intensidades de conexión contienen una elevada parte de armónicas de orden par, a diferencia de las intensidades de cortocircuito que sólo contienen armónicas de orden impar.

Este contenido de armónicas pares que se presenta al conectar el transformador de potencia, es especialmente rico en armónicas de orden 2, cuya participación es aproximadamente de un 35%. Este hecho se aprovecha para bloquear la protección diferencial durante la conexión. La armónica fundamental de orden 2 se elimina de la corriente de diferencia i_d por medio de un filtro paso alto; ésta rectificada es llevada a un devanado separado del relevador que actúa en sentido del bloqueo del mismo, evitando un disparo en falso cuando arranca el transformador.

Otro factor que se toma en cuenta es la estabilización de la protección diferencial para transformadores de potencia regulados, como es el caso de esta subestación.

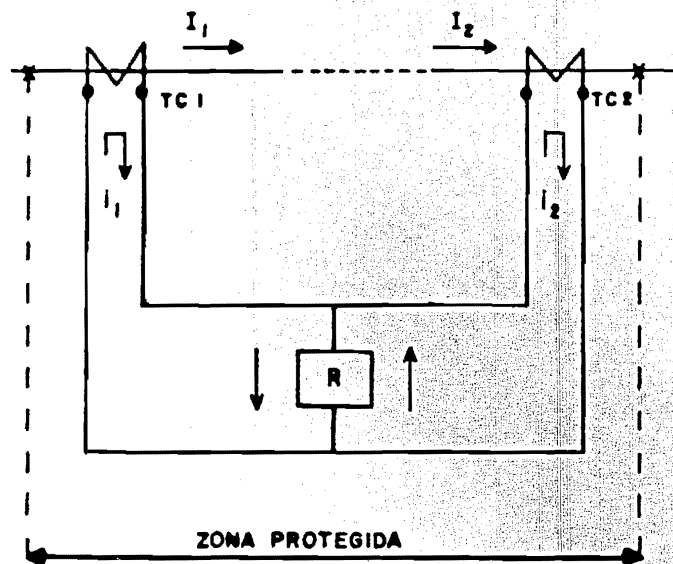
Los nuevos transformadores de potencia instalados en la remodelación de esta subestación, regulan el voltaje en el secundario de manera que éste, en el lado de baja tensión, sea de 6 KV siempre, a pesar de que lo alimentemos con un voltaje cuyo valor no se pueda mantener en los 23 KV nominales en el lado de alta. Esta regulación se lleva a cabo mediante un cambiador de derivaciones o taps, con lo cual la protección por medio de relevadores diferenciales normales presenta dificultades pues la relación de transformación de potencia varía dentro de ciertos límites según el grado de regulación, y puesto que los transformadores de corriente del relevador diferencial mantienen invariable su relación de transformación, resultará ahora en una corriente de falla que circulará por el relevador, haciéndolo disparar aunque no exista ninguna avería. Para evitar esta corriente de falla o error, se une a la acción de la propia bobina del relevador (R en la figura 6.2), una segunda bobina Z que trata de mantener la armadura en la posición de reposo. Con esto se logra que sólo una gran corriente de falla que circule por R provoque una respuesta.

Dicha bobina Z de retención es también utilizable para poder compensar los pequeños errores en la relación de transformación de los transformadores de corriente.

6.3 Relevador de sobrecorriente.

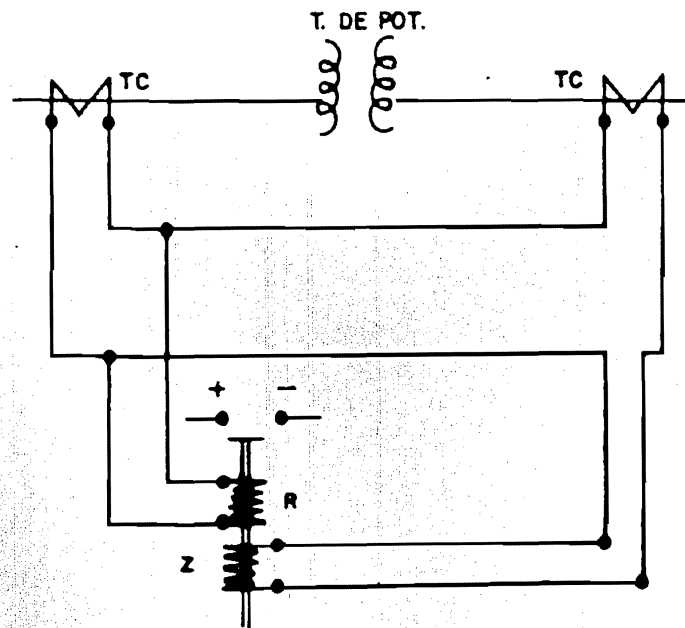
Descripción general.

FIGURA No. 6.1



- R = BOBINA DEL RELEVADOR
- i_1 = CORRIENTE SECUNDARIA DEL TC 1
- i_2 = CORRIENTE SECUNDARIA DEL TC 2
- I_1 = CORRIENTE PRIMARIA DEL TC 1
- I_2 = CORRIENTE PRIMARIA DEL TC 2

FIGURA No. 6.2



- R = BOBINA DEL RELEVADOR
- Z = BOBINA DE RETENCION

Los relés de protección del tipo OC son relés monofásicos, de disco de inducción, que se utilizan para las protecciones de sobreintensidad contra fallas entre fases o fallas a tierra, en los circuitos de corriente alterna de las instalaciones industriales y de los sistemas eléctricos de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.

Consisten fundamentalmente en un núcleo magnético con una bobina amperimétrica, el disco de inducción y un imán de freno cuyo conjunto, llamado Unidad de Inducción o elemento inverso, es de acción temporizada con retardo inverso, es decir, a mayor corriente de falla, menor tiempo de operación (ver figura A).

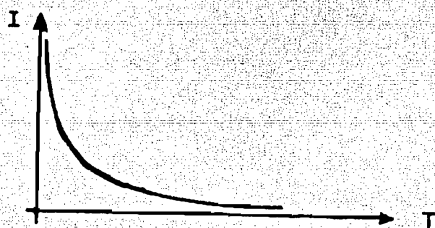


Figura A

Además de la Unidad de Inducción, pueden llevar incorporados uno o dos elementos instantáneos de sobreintensidad, del tipo de armadura basculante. Todos los relés OC son provistos de indicadores de funcionamiento que señalizan de forma visual y por separado, la actuación de la unidad de inducción o del elemento instantáneo.

Los relés tipo OC son relés indirectos, es decir, son conectados en el secundario de los transformadores de intensidad o transformadores de corriente (TC).

Estos transformadores de intensidad alimentan al relé con una corriente equivalente a la de línea.

En algunos modelos de relés OC, el circuito de disparo es alimentado por la misma corriente de operación del relé o también por la descarga de un condensador en lugar del sistema más frecuentemente usado de una fuente auxiliar de alimentación en corriente continua.

Cuando se utiliza elemento instantáneo, la bobina de este elemento y la bobina de la unidad de inducción van en serie y cada una de ellas se calibra independientemente para que actúe dentro de la zona que se le haya asignado en el campo de disparo del relé.

Las unidades de inducción se construyen para una gama de valores que cubre desde 0.1 a 16 amperes. La selección de la curva de actuación del relé se hace mediante un bloque de tomas con diversos valores y un dial de tiempo que cubre una gama continua de curvas dentro de las curvas extremas de cada relé.

Los elementos instantáneos se construyen también en varios calibres y cubren una gama de corrientes de operación desde 1 -- hasta 160 amperes. El ajuste es continuo dentro de los límites de cada calibre y se efectúa moviendo la posición del núcleo -- mediante un tornillo.

Los relés tipo OC van alojados dentro de unas cajas y son de -

#...

tipo extraíble, y permiten el montaje empotrado o saliente.

Incluyen dispositivos para hacer las conexiones de comprobación, inspecciones de mantenimiento y una fácil sustitución.

Aplicaciones.

Los relés de sobraintensidad se utilizan con gran profusión en la protección de los sistemas de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en las instalaciones eléctricas industriales.

Generalmente se emplean conjuntos de dos o tres relés para la protección de fallas entre fases y otro relé para protección de las fallas a tierra. Preferentemente los relés de tierra se deben instalar separados de los de fase, para que puedan ser calibrados independientemente y obtener así una mayor sensibilidad en las fallas a tierra.

Los relés de sobreintensidad normalmente se calibran para que actúen con corrientes superiores a la de plena carga de la instalación a proteger y para que en las condiciones de máximo cortocircuito, proporcionen una coordinación de tiempos en el disparo de los interruptores que controlan los distintos tramos de la línea. Los intervalos de tiempo mínimos entre la actuación de los sucesivos relés deben ser iguales al tiempo que tarda el interruptor en despejar la falla desde que recibe la señal de actuación del relé, más el tiempo de sobremarcha del-

relé y un margen de seguridad. Generalmente es suficiente un valor comprendido entre 0.25 y 0.4 segundos para este margen de seguridad.

Se pueden, no obstante, fijar intervalos más reducidos si se dispone de datos muy precisos.

En los relés tipo OC existe la posibilidad de cinco tipos de curvas características. Cada una de estas curvas características determina la aptitud de coordinación de la actuación del relé con otros elementos de protección, tales como fusibles, interruptores, etc. y el relé se selecciona así en función de su curva característica.

Características de tiempo.

La regulación de tiempos se puede obtener de diferentes maneras y se selecciona para una aplicación concreta de acuerdo con los tiempos de operación de otros dispositivos de protección, para lograr una coordinación correcta con un tiempo mínimo de eliminación del circuito.

6.4 Relevadores auxiliares.

Aplicaciones.

La protección diferencial de un transformador exige realizar, en caso de defecto, una serie de operaciones simultáneas que -

protejan la máquina. Estas son :

- a) Disparo del interruptor principal de conexión a barras.
- b) Disparo del interruptor del neutro, si lo hay.
- c) Disparo que accione un circuito de alarma.

Además, si se ha previsto protección contra incendios se deberá actuar abriendo una válvula de vapor o agua o algún otro -- sistema de extinción.

Evidentemente, todas estas funciones no pueden ser efectuadas por un solo relé diferencial, ya que sólo tiene uno o dos contactos normalmente.

Se debe añadir por tanto al circuito, un relevador auxiliar -- adecuado de varios contactos; puesto que los relés auxiliares -- son de acción rápida, los relés auxiliares deberán de ser asi-
mismo rápidos, para no introducir un tiempo de retardo aprecia-
ble.

En muchos circuitos el dispositivo inicial tiene pequeños contactos que limitan la intensidad de la corriente. Estos contac-
tos no pueden emplearse directamente para operaciones tales co-
mo disparar un interruptor, arrancar un motor, etc., por lo que para permitir el paso de mayores intensidades se puede interca-
lar entre el dispositivo inicial y los dispositivos que contro-
la, un relé auxiliar con contactos relativamente amplios. Así,

por los contactos del dispositivo inicial pasa solamente la pequeña corriente que se requiere para la alimentación de la bobina del relé auxiliar, mientras que los contactos más amplios del relé auxiliar se intercalan en el circuito que controla.

6.5 Cálculo de TC's.

Dentro de este cálculo veremos el caso concreto de la aplicación de relés diferenciales a transformadores.

Una particularidad de la protección diferencial para transformadores, consiste en que las intensidades en los lados de alta y de baja tensión tienen valores diferentes, además de una importante diferencia de ángulo, al estar conectados los devanados del transformador en delta-estrella. Para solucionar estos problemas deberemos escoger para los transformadores de corriente la conexión y la relación de transformación adecuadas.

En cuanto al desfase de 30° existente entre las intensidades primaria y secundaria, al conectar por medio de TC's los relés diferenciales, esta diferencia de ángulo produciría por sí sola una corriente de falla que accionaría la protección; - esto se evita si a los transformadores de corriente del lado de alta tensión (conectados en delta), los conectamos en estrella, y a los TC's del lado de baja (conectados en estrella), - los conectamos en delta. Así el desplazamiento de 30° de las intensidades del transformador de potencia, queda compensada - por el desfase sufrido en los transformadores de corrien

te. Resumiendo, si el transformador de potencia está conectado en delta-estrella, los transformadores de corriente se conectan en estrella-delta.

Como es lógico pensar, las intensidades que accionarán al relevador deben ser de un valor predeterminado por el fabricante, con lo que se genera el problema de ajustar la relación de transformación de los TC's de tal manera, que se tengan en condiciones nominales cinco ampers en su devanado secundario.

Como ya quedó establecido, en la subestación se contaba con tres transformadores de potencia, y el sistema de protección diferencial contaba con un juego de tres TC's (uno por línea) por cada uno de ellos, además de otro juego para los relevadores de sobrecorriente. Actualmente se tienen dos juegos de tres transformadores de corriente, uno para cada transformador de potencia, o sea un TC por línea, y la protección contra sobrecorriente.

El primario de cada TC se encuentra conectado en serie con cada línea acoplada al transformador, de manera que su secundario lleve una corriente de muestra proporcional a la de la línea, la que es comparada por los relés diferenciales continuamente (ver figura 6.3).

El cálculo principia averiguando el valor de la corriente que circulará por cada fase en el lado de alta tensión cuyos devanados se encuentran conectados en delta, y mediante la fórmula:

$$P = \sqrt{3} V I \dots\dots (1)$$

donde :

P = Potencia en volt-amper

V = Voltaje en volts

I = Corriente en ampers

Despejando la corriente :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V} \dots\dots\dots (2)$$

En nuestro caso la potencia será la potencia nominal a plena carga, o sea 7500 KVA más un 25% que sobrellevará si trabajamos el transformador con ventilación forzada con lo que tenemos :

$$7500 \times 1.25 = 9375 \text{ KVA}$$

Los voltajes del transformador son :

23 KV en alta tensión ; 6.6 KV en baja tensión

Sustituyendo los valores de potencia y de voltaje en la ecuación (2) tenemos, para el lado de alta tensión :

$$I_{nh} = \frac{9375}{\sqrt{3} 23} = 235.33 \text{ ampers}$$

Ahora para la corriente que circula por el lado de bajo voltaje :

$$i_{nx} = \frac{9375}{\sqrt{3} 6.6} = 820.1 \text{ ampers}$$

#...

Para el lado de alto voltaje, tenemos que la corriente que circule por el primario de cualquiera de los TC's será el mismo - valor de la corriente circulante por la línea, es decir - - -

$$I_{np} = I_{ns}$$

Donde : I_{np} es la corriente en el primario del TC e

I_{ns} es la corriente en el secundario del TC.

La corriente en el secundario de los TC's deberá ser de cinco-ampers; además, la relación de transformación es :

$$RTC = \frac{I_{np}}{I_{ns}} \dots\dots\dots (3)$$

Donde :

I_{np} = Corriente nominal en el primario del TC.

I_{ns} = Corriente nominal en el secundario.

RTC = Relación de transformación.

De lo anterior, como $I_{np} = 235.33$ a. y $I_{ns} = 5$ a., entonces la relación de transformación óptima es, según la ecuación (3) :

$$RTC = \frac{235.33}{5} = 47.066$$

Por lo que se escogerá una RTC de 250/5, que pertenece a un TC más comercial y por tanto más económico; con este cambio la corriente en el secundario disminuye, quedando :

$$I_{ns} = \frac{235.33}{50.00} = 4.7 \text{ ampers, valor que se aproxima a los-} \\ 5 \text{ amp. que deberíamos tener.}$$

#...

Ahora bien, para escoger los TC's del lado de baja tensión debemos recordar que éstos tienen que ir conectados en delta para compensar el desfaseamiento en la delta-estrella del transformador de potencia, por lo que la corriente inducida en el secundario del TC con una intensidad en el primario de $i_{np}=i_{nx} = 820.1 \text{ amp.}$, será :

$$\frac{i_{np}}{i'_{ns}} = RTC \dots\dots\dots (3.1)$$

Despejando :

$$i'_{ns} = \frac{i_{np}}{RTC} \dots\dots\dots (3.2)$$

Como en una conexión delta la corriente de línea es igual a la corriente de fase multiplicada por un factor de $\sqrt{3}$, es decir:

$$I_l = \sqrt{3} I_f$$

Entonces :

$$i_{ns} = i'_{ns} \sqrt{3}$$

Donde i_{ns} es la corriente que en realidad circula por los TC's al conectarlos en delta.

Sustituyendo (3.2) en esta última ecuación :

$$i_{ns} = \sqrt{3} \frac{i_{np}}{RTC}$$

Despejando RTC :

#...

$$RTC = \frac{\sqrt{3} i_{np}}{i_{ns}}$$

Sustituyendo por los valores numéricos :

$$RTC = \frac{\sqrt{3} 820.1}{5} = \frac{1420.45}{5} = 284.1$$

Utilizando una relación más comercial es decir, una RTC de - - 1500/5, tendremos una i_{ns} de :

$$i_{ns} = \frac{\sqrt{3} i_{np}}{RTC} = \frac{\sqrt{3} 820.1}{1500/5} = 4.73 \text{ ampers, valor próximo a los cinco ampers requeridos.}$$

Conexión de los TC's.

Para conectarlos correctamente nos auxiliaremos de la figura - 6.3 que representa un transformador de potencia trifásico con todo el equipo de protección diferencial. No se representa el interruptor.

Por una suma de corrientes en el nodo 1 vemos que la intensidad que lleva la línea 1 es :

$$I_a - I_c \quad (\text{se consideran positivas las corrientes que entran y las que salen negativas}).$$

Para el nodo 2, L2 lleva :

$$I_b - I_a$$

#...

Para el nodo 3, L3 lleva:

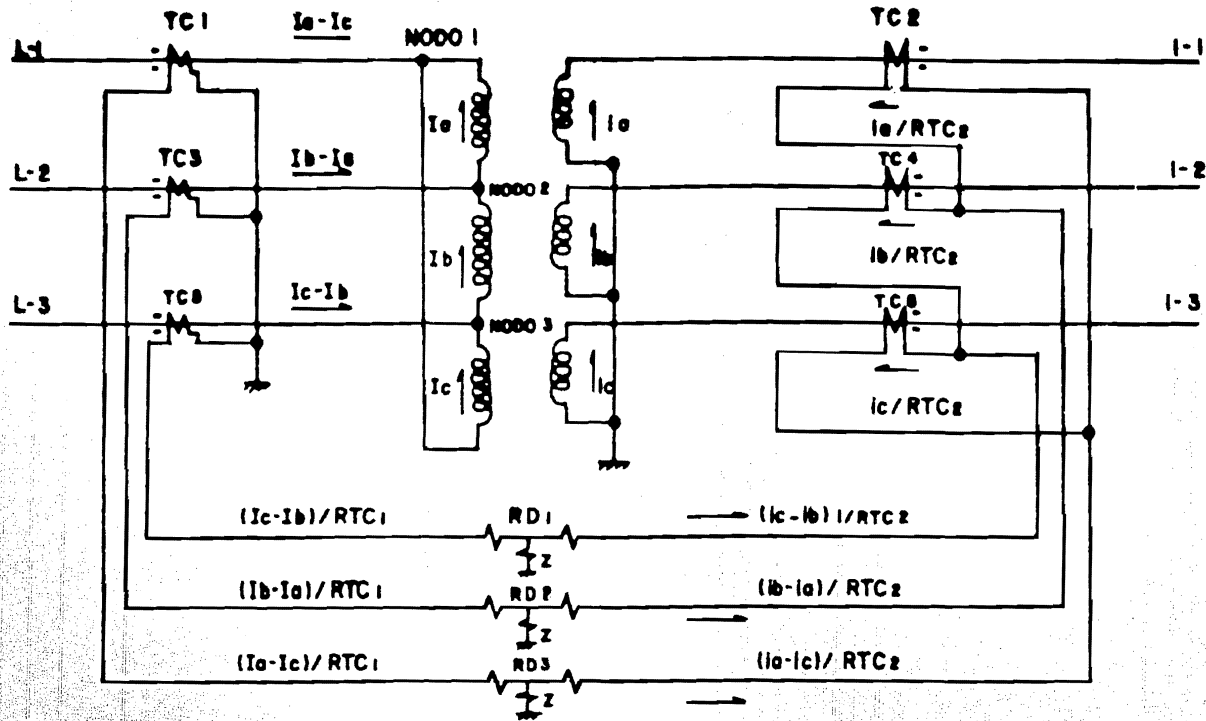
$$I_c - I_b$$

Submúltiplos de estas intensidades, son llevados por los secundarios de TC1, TC3 y TC5 a la batería de relevadores diferenciales. Aquí es donde se debe tener cuidado pues al relevador diferencial marcado RD1 tendrá que llevar algún submúltiplo de la corriente $I_c - I_b$ proveniente del lado de alta, y del lado de baja deberá llegar otro submúltiplo de la corriente $i_c - i_b$. Con este último dato, buscamos la línea de conexión delta de los TC's que lleve esta información; para esto, basta analizar lo siguiente:

En el nodo 5 de la delta de los TC's entra i_b/RTC_2 y sale i_c/RTC_2 ; por lo tanto por el cable L1 circula una corriente $(i_b - i_c)/RTC_2$ o bien $(i_c - i_b)/RTC_2$ con el sentido que se marca en la figura.

Esta corriente de TC2 se compara con la corriente del secundario de TC1 en la bobina Z del diferencial; estas corrientes son de valores muy parecidos (4.7 para TC2 y 4.73 para TC1), con lo que la diferencia es prácticamente cero. La diferencia entre ambas corrientes se podrá corregir utilizando el sistema de taps del relevador.

FIGURA No. 6.3



Z — BOBINAS DE COMPARACION DE
LOS RELES DIFERENCIALES

CAPITULO 7

Transformadores de potencia de la
subestación en su estado actual

7.1 Descripción.

Enfriamiento.

Transformador autoenfriado, sumergido en aceite, el que es usado como líquido de enfriamiento, provisto de radiador de aletas desmontables, ventiladores y bombas centrífugas especiales para el aceite (estas últimas se encuentran inmersas en el aceite, y funcionan automáticamente por medio de un relevador-térmico).

Devanados y núcleo.

Los devanados de este transformador de potencia están hechos de conductor de cobre, libres de rebabas que puedan dañar su forro aislante; este último consiste en capas de papel enrolladas mecánicamente al mismo, aunque el aislamiento principal consiste en cilindros aislantes y ductos de aceite que permiten al flujo natural de aceite a través de cuando menos un lado de todas las espiras y que también da la rigidez dieléctrica necesaria.

Los devanados están ensamblados concéntricamente al núcleo - -

siendo el más próximo el embobinado de baja tensión; éstos que dan separados por uno o más cilindros aislantes y aceite.

El núcleo es de "Hipersil" (acero al silicio especial) que es un material de muy alta permeabilidad magnética, de grano --- orientado del mejor grado, que soporta de un 20% a un 30% más flujo que el acero al silicio de uso corriente, con lo que se obtiene una mayor eficiencia que se traduce en una disminución de peso (20 a 25% menos).

Después de ensamblar el núcleo y las bobinas, se secan al vacío y se precalientan; en estas condiciones, los devanados se impregnan de aceite.

7.2 Embarque, recepción e instalación.

Para su embarque se separan los radiadores, se sellan todos -- los orificios del transformador y se llena el tanque con nitrógeno seco a una presión de 3 a 4 libras/pulg².

Es de hacerse notar que los aislamientos de los embobinados -- del transformador son los elementos que determinan su vida -- útil y son a la vez sus partes más delicadas.

Los aislamientos se ven afectados por :

Humedad

Temperatura

Oxígeno

Gases

Impurezas

y son éstos los factores que determinan la velocidad de envejecimiento del aislamiento, por lo que podemos decir que el mantenimiento de un transformador de potencia, comienza desde su puesta en servicio y está dirigido directa o indirectamente a la conservación y cuidado de sus aislamientos; éstos desde el punto de vista eléctrico, químico y mecánico.

Al recibir este equipo se debe efectuar una inspección extrema antes de descargarlo, verificando que no falta nada del transformador y sus accesorios y que no hayan sufrido algún daño.

Para su instalación se deberá verificar que la presión del nitrógeno sea efectivamente de 3 a 4 lb/pulg² con lo cual se podrá asegurar que el transformador no aceptó humedad durante su transporte.

El oxígeno y el contenido de humedad, son factores importantes que se deben checar en el lugar de la instalación.

El contenido de oxígeno con el que se embarca el transformador está indicado en la tarjeta de embarques y normalmente es de - 1% el cual se debe mantener durante su transporte; un contenido mayor indica que se aceptó aire en su interior. Un 5% aún es tolerable.

Se puede considerar que un transformador está seco si la hume-

dad residual de los aislamientos no es mayor de 0.5%. Esto se determina así :

Pesado de la sílica gel.

Se deben destapar los registros de la cubierta del transformador situados en la cubierta, hasta que la presión interna sea igual a cero. En la tapa de uno de los registros está una bolsa de sílica gel marcada con su peso en seco; si el peso de la bolsa es mayor que el marcado, es de suponerse que el transformador admitió humedad durante su transporte.

Después del pesado de la sílica gel, se verificará una inspección interna del transformador.

Antes de entrar a un aparato embarcado con atmósfera de nitrógeno para hacer dicha inspección interna, se debe dejar ventilar el tiempo suficiente para tener en el interior un 18% de oxígeno o bien eliminar el nitrógeno del transformador haciéndole vacío y luego admitir aire a través de un filtro de sílica gel.

La inspección interna cubre los siguientes puntos :

Verificar la operación del cambiador de derivaciones (taps) y comprobar que las terminales de los contactos hacen un contacto efectivo.

Comprobar que no haya partes del castillo rotas o con tuercas-

o tornillos sueltos.

Inspeccionar si no hubo desplazamiento del núcleo o bobinas.

Comprobar la limpieza del interior del transformador.

En esta etapa es donde normalmente se procede a medir la relación de transformación en todas las posiciones del cambiador - de derivaciones y en todas las posibilidades de conexión de -- los devanados.

La relación medida no debe diferir en $\pm 0.5\%$ de la relación de tensiones que marca la placa.

7.3 Armado, llenado de aceite y pruebas finales.

En la etapa de armado se instalan las boquillas y se hacen las conexiones internas necesarias, se sella el transformador con nitrógeno seco a 5 lb/pulg² y se procede a instalar los accesorios externos, tales como: radiadores, tanque conservador, - instrumentos, etc.

El llenado de aceite de un transformador siempre debe ser hecho bajo vacío a 1 mm de Hg máximo con aceite deshumidificado y desgasificado con las siguientes características :

Tensión superficial	40 dinas/cm, máximo
Acidez	0.03 mg de KOH/gramo
Contenido de humedad. . . .	10 p.p.m. máximo

Contenido de gas	0.25% máximo
Rigidez dieléctrica.	35 KU mínimo
Color.	1 (ASTM-D-155)

El aceite usualmente se inyecta por la parte superior con una boquilla atomizadora, a una temperatura de 50°C y a una velocidad de 1500 a 3000 galones/hora. De ser posible se inspeccionará cada tambor.

El vacío se mantiene por un mínimo de 2 horas y se romperá con nitrógeno seco al finalizar ese tiempo.

Las pruebas finales más usuales son :

a) Resistencia de aislamiento.

Se mide con un megger motorizado durante 10 minutos y a -- 1000 volts determinando simultáneamente la temperatura de los aislamientos de los devanados.

b) Relación de transformación.

Que se medirá en todas las posiciones posibles de conexión del cambiador de derivaciones.

c) Verificar la operación de los instrumentos y alambrado de control.

d) Ajustar los sistemas de sobrepresión y respiración.

e) Excitar a tensión nominal durante 6 horas.

f) Cargar el transformador.

Por último, diremos que se registraron los valores de pruebas de puesta en servicio para comparaciones anteriores.

La ruptura en el aceite se realiza de la manera siguiente en los aparatos industriales :

En un tanque metálico se disponen los contactos fijos y los -- contactos móviles.

El tanque contiene aceite.

Al separarse los contactos, el arco nace. El desprendimiento de calor producido por el arco vaporiza un cierto volumen de aceite y se forma alrededor de los contactos una atmósfera gaseosa. La presión de esta bolsa gaseosa "sofoca" el arco. El gas sube a la parte superior del aparato produciendo una turbulencia en el aceite.

El aceite frío aislante baña entonces los contactos, suprimiendo de esta forma el arco eléctrico.

7.4 Características.

En la nueva instalación fueron usados dos transformadores, cuyas características principales son :

Tipo : OA-FA (oil air-forced air)

Potencia nominal : 7500 KVA

sin ventiladores soporta una sobrecarga de un 10%, con ventiladores y aletas un 25%, es decir a carga completa entrega 9,375 KVA.

%Z : a 7,500 KVA %Z = 5.96

a 9,375 KVA %Z = 7.61

Relación de transformación: 23000/6,600 volts

Frecuencia : 60 Hz.

Pesos aproximados :

Transformador 14,855 kg

Tanque 13,607 kg

Líquido 12,088 kg

Total: 40,530 kg

Litros de líquido : 16,530 lts.

7.5 Accesorios del transformador.

7.5.1 Bushings.

Lado de baja tensión.

Tipo RJ conectado por el fondo usado para voltajes abajo de los 15 KV y corrientes máximas de 1200 y 2000 amperes.

Lado de alta tensión.

Tipo Brush-ONA 34.5

Voltaje nominal: 34.5 KV.

Corriente nominal: 400 amperes si el conductor es flexible ó -
1200 con conductor rígido.

Voltaje básico de impulso: 200 KV.

Voltaje máximo de diseño a tierra: 22 KV.

Prueba de resistencia a 60 hz: 10 segundos húmedo resiste -- -
95 KV.

1 minuto seco resiste 95 KV.

Inclinación máxima de montaje: 20°.

7.5.2 Indicadores de temperatura en los devanados.

Son del tipo intemperie de carátula, y están accionados por un transformador de corriente cuyo primario lleva la corriente -- principal del transformador de potencia, y su secundario entre ga una corriente reducida proporcionalmente a la bobina cale-- factora del indicador, la que por transmisión de calor a un -- elemento bimetálico, acciona la flecha indicadora de la carátu la y si la temperatura (que es proporcional a la corriente del transformador) es excesiva, podrá disparar, por un juego de -- levas, un interruptor que pondrá en movimiento a los ventila--

dores.

7.5.3 Indicadores de nivel de líquido.

Su funcionamiento es magnético, o sea que operan con un imán - externo que sostiene un flotador, y un imán interno acoplado a la aguja indicadora; de esta manera, al moverse el flotador -- con el imán interno, por una variación en el nivel del líquido, se moverá la aguja indicadora. También cuenta con un juego de interruptores que señalarán eléctricamente la baja del nivel - del líquido.

7.5.4 Relevador Buchholz.

Las irregularidades en el funcionamiento de transformadores -- originan calentamientos locales en los arrollamientos y consiguientemente la producción de gases de aceite cuya cantidad y -- rapidez en su desarrollo aumentan sensiblemente a medida que - se extiende la avería.

En el efecto producido por estos gases está fundamentado el -- funcionamiento del relevador Buchholz considerado también como trafoscopio (del inglés Trafoscope).

Estos gases o vapores en la práctica se pueden producir por :

- a) La ruptura de alguna conexión.
- b) Falta de aislamiento a tierra o a otra parte del embobinado.

c) En caso de un cortocircuito externo al transformador o una sobrecarga repentina que origine un rápido incremento de la temperatura.

Las fallas a) y b) producen un arco que se alarga rápidamente por la fusión de los conductores y que volatilizará el aceite en el caso c); las altas temperaturas así generadas evaporan el aceite contenido en las bobinas. Otros casos de falla que podrían sobrevenir son :

Un cambio en las propiedades químicas del aceite que reduzcan su rigidez dieléctrica que produciría un corto en las partes del transformador sometidas a alto voltaje con el aumento consiguiente de temperatura y la producción de vapores de aceite, o bien, aislamientos defectuosos entre las planchas del núcleo del transformador que originen corrientes de Foucault intensas, generando calor y produciendo así gases.

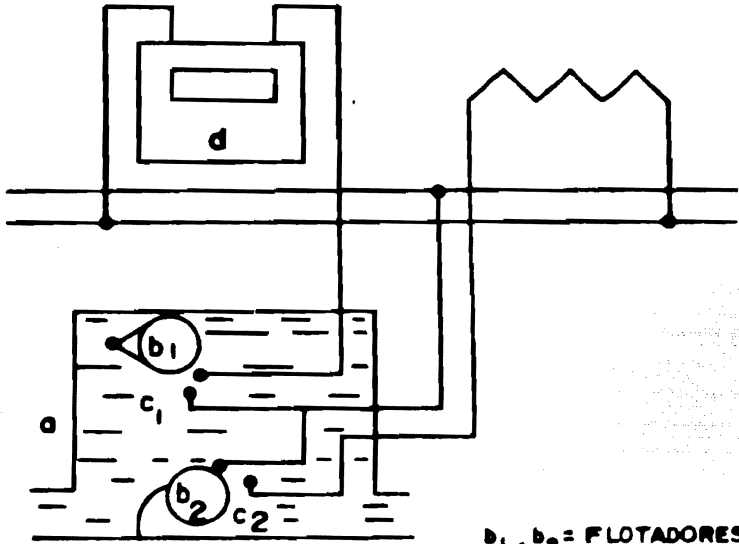
Se ve que en todos los casos señalados hay formación de gases y éstos son utilizados para accionar al relevador.

Su funcionamiento es :

Cuando por un defecto pequeño se producen pocas burbujas éstas se elevan y son captadas por el aparato y almacenadas en la caja cuyo nivel de aceite bajará. El flotador superior "b₁" se inclina, y cuando la cantidad de gas es suficiente cierra los contactos "c₁" que alimentan al circuito de alarma "d".

RELEVADOR BUCHHOLZ

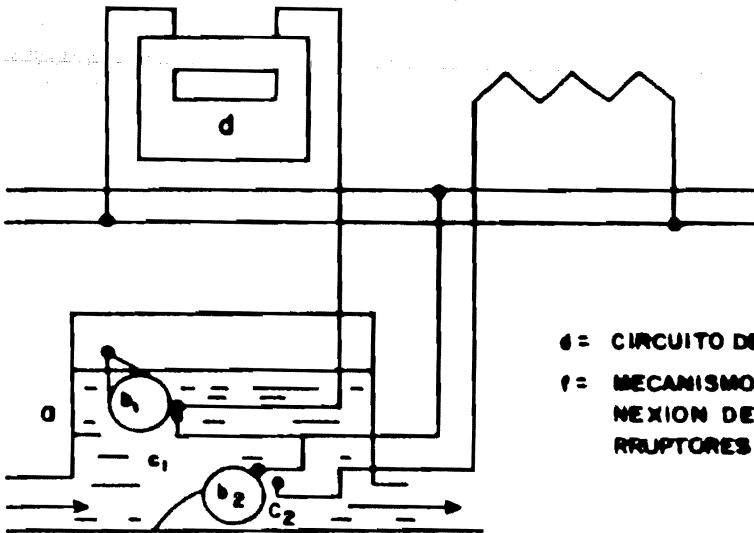
(1)



$b_1, b_2 =$ FLOTADORES

$c_1, c_2 =$ CONTACTOS

(2)



$d =$ CIRCUITO DE ALARMA

$f =$ MECANISMO DE DESCONEXION DE LOS INTERRUPTORES

Si continúa el desprendimiento de gas, el nivel de aceite baja más, de manera que los gases puedan alcanzar el tanque conservador de aceite.

Una mirilla que contiene la caja "a" permite observar la cantidad y color de los gases captados; de este color se puede determinar apreciativamente el lugar del defecto. Así, el color blanco proviene de la destrucción de papel, el amarillo por el deterioro de piezas de madera, y los humos negros son provocados por la descomposición del aceite. Un violento desprendimiento de burbujas ocasiona una onda de choque que se manifiesta en una fuerte corriente que hará que el flotador "b₂" se incline y cierre el contacto "c₂" funcionando el mecanismo de desconexión de los interruptores de los lados de alta y baja tensión del transformador, dejándolo fuera de servicio. Este efecto también se traduce en una sobrecarga peligrosa y en ambos casos el cierre del interruptor "c₂" es tan rápido que se evita mayor daño al transformador.

7.5.5 Atmósfera de nitrógeno.

La función de estos sistemas es la de proveer una atmósfera al transformador libre de oxígeno y humedad, con la característica de que sea inerte. Esto se logra alimentando nitrógeno seco a baja presión dentro del transformador desde cilindros envasados a alta presión, donde el nitrógeno actúa como medio gaseoso, inerte y seco. Mediante un sistema de válvulas se regula -

la alta presión en el interior de los cilindros (2000 lb/pulg²) y se inyecta automáticamente cuando la presión interna desciende a 0.5 lb/pulg². También tiene una válvula para tomar mues--tras y medir el contenido de humedad del gas que se suminis---tra.

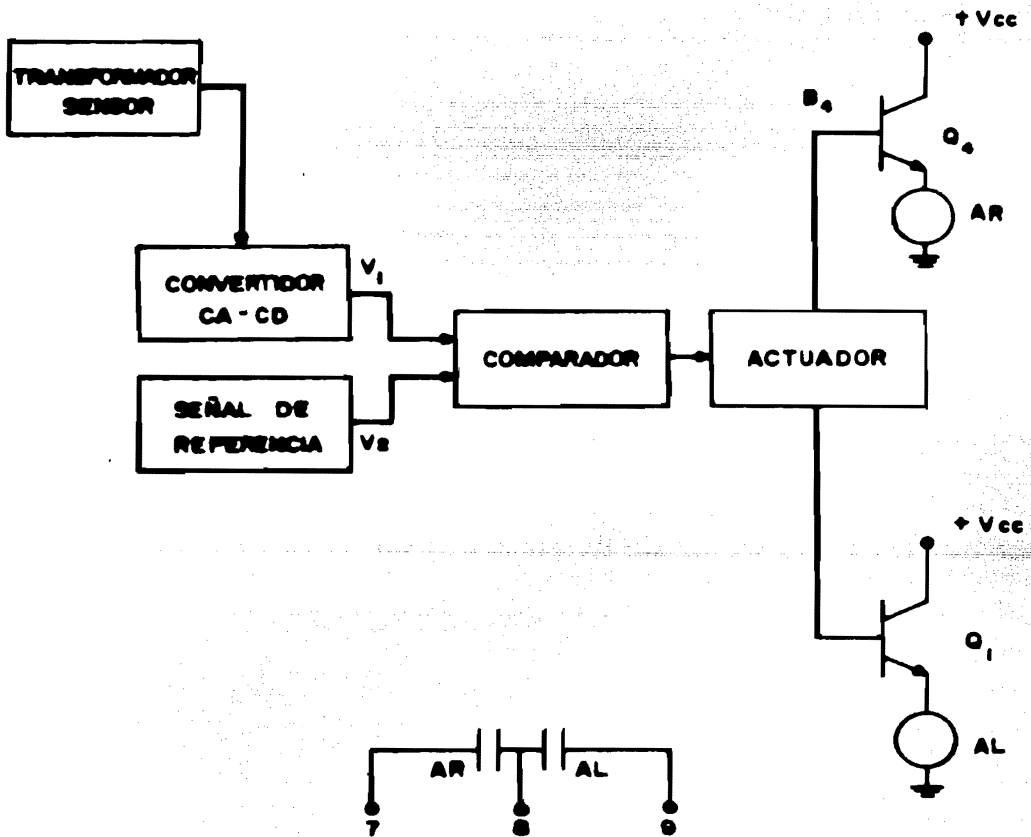
7.5.6 Relevador regulador de voltaje tipo SVR.

Es un dispositivo que controla automáticamente el cambiador de derivaciones bajo carga, en función de las variaciones de voltaje en la línea que alimenta al devanado de alto voltaje del transformador, con el fin de tener un voltaje constante en el secundario del aparato.

El relevador es completamente electrónico, siendo muy complicado analizar el diagrama del circuito, se recurrirá a un diagrama de bloques simplificados, el cual se presenta en la hoja siguiente.

La entrada es una señal de voltaje que depende proporcionalmente del voltaje en el lado de alta tensión. Este entra a un - - transformador de potencial llamado transformador sensor, ya -- que recoge todas las variaciones del voltaje de la línea; en - el siguiente bloque, por medio de un rectificador de gran estabilidad, convertiremos el voltaje alterno en voltaje directo - al que llamaremos V (de aquí su nombre de convertidor de CA a CD).

RELEVADOR DE VOLTAJE TIPO SVR



Q_1, Q_2 = TRANSISTORES DE POTENCIA

AL, AR = BOBINAS Y CONTACTOS AUXILIARES

Por otro lado, generamos una señal de referencia que llamaremos V_2 , la que será proporcional al voltaje de línea (aunque independiente de éste) en la misma escala que V_1 . Al bloque -- comparador llegan V_1 y V_2 , que consiste especialmente en un amplificador operacional diferencial, que efectúa la resta de -- V_1 y V_2 ; la variable $V_1 - V_2$ es ahora transmitida al actuador, que discrimina la señal en positiva, negativa y cero, esto por medio de una red eléctrica a base de diodos. Para $V_1 - V_2 = 0$, el dispositivo no actuará ya que el voltaje de línea y V_2 son proporcionalmente iguales, en cambio si por ejemplo $V_1 - V_2$ resulta positiva, implica que V_1 es mayor que V_2 , o sea que tenemos un voltaje de línea mayor al voltaje programado V_2 . De esta manera $V_1 - V_2$ positivo pasa a la base del transistor Q_4 -- (punto B_4), quedando polarizado de manera que permita el paso de corriente por su colector; el transistor actúa como un interruptor controlado, ya que cuando se presenta un voltaje positivo en su base, éste conduce corriente del punto V_{cc} a tierra. Si el voltaje es cero no conduce corriente. Al conducir Q_4 , -- energiza la bobina AR, que cierra el interruptor AR controlando así el cambio de derivaciones. El relevador AR dejará de actuar hasta que el cambiador de derivaciones quede en una posición tal que V_1 sea igual a V_2 o sea: $V_1 - V_2 = 0$. Si la señal resulta negativa, pasará a Q_1 una señal positiva actuando así el relevador AL, siendo en este caso el voltaje de línea proporcionalmente menor al voltaje de referencia V_2 .

RESULTADO EN PRUEBAS DE TRANSFORMADOR

TESTING SIN

CLIENTE "UNAM"

L. SPEC. o REFERENCIA L2600 64

ORDEN Y SERIE 26-0064-1

MEDICION DE RESISTENCIAS				PRBADOR A B - E H - F H	FECHA 2-IX-77	CARACTERISTICAS
LECTURA EN TERMINALES	ALTA TENSION POS 3	ALTA TENSION POS 5	BAJA TENSION POS N	BAJA TENSION POS 8L	No PERIODO CLIENTE	
H ₁ - H ₃	0.007190	0.006771	0.002975	0.003058		NO PERIODO CLIENTE
H ₂ - H ₁	0.007198	0.006705	0.003010	0.003072		NO PERIODO CLIENTE
H ₃ - H ₂	0.007172	0.006731	0.003058	0.003108		NO PERIODO CLIENTE
SUMAS	0.021510	0.020177	0.009043	0.009238		NO PERIODO CLIENTE
MULTIPLICADOR	33.3333	33.3333	3.3333	3.3333		NO PERIODO CLIENTE
OHMS AMBIENTE	1.07549	1.0088	0.030143	0.030793		NO PERIODO CLIENTE
TEMPERATURA	25°C	27°C	25°C	25°C		NO PERIODO CLIENTE
OHMS A 75°C	1.2827	1.19397	0.03595	0.036726		NO PERIODO CLIENTE
RA 75°C	15155	15630	15475	19518		NO PERIODO CLIENTE
RA 75°C	23679	24423	24180	30496		NO PERIODO CLIENTE

PERDIDAS EN LOS DEVANADOS E IMPEDANCIA. PRBADOR T. MEXIA - E HERR. FECHA 6-IX-77

CAPACIDAD 7500 KVA		CORRIENTE DE LINEA 188.27 AMP					
LECTURA EN POS	AMPERES T.C. 500/5	VOLTS T.F. 10/1	% Z	WATTS K. 0.3	TEMP. °C	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS TOTALES
H ₁	ΔT. 1.88	128	63A	45.0		23750	37451
H ₂	POS 3 B.T. 1.87	127		38.5	24°C	25583	14070
H ₃	B.T. 1.89	127	60	29.0		8167	51521
SUMAS	N			112.5		6821	
						30630	

CAPACIDAD 9375 KVA		CORRIENTE DE LINEA 235.34 AMP					
LECTURA EN POS	AMPERES T.C. 500/5	VOLTS T.F. 10/1	% Z	WATTS K. 0.3	TEMP. °C	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS TOTALES
H ₁	ΔT. 2.35	158	68A	70.0		52800	58572
H ₂	POS 3 B.T. 2.31	158		60.5	24	39973	14070
H ₃	B.T. 2.35	158	60	45.5		12827	72642
SUMAS	N			176.0		10713	
						47859	

CAPACIDAD 7500 KVA		CORRIENTE DE LINEA 198.181 AMP					
LECTURA EN POS	AMPERES T.C. 500/5	VOLTS T.F. 10/1	% Z	WATTS K. 0.3	TEMP. °C	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS TOTALES
H ₁	ΔT. 1.99	124		52.0		40500	44950
H ₂	POS 5 B.T. 1.97	124		46.5	24	29356	14070
H ₃	B.T. 1.96	124	60	34.5		11199	58526
SUMAS	BL			135.0		9308	
						35198	

CAPACIDAD 9375 KVA		CORRIENTE DE LINEA 247.726 AMP					
LECTURA EN POS	AMPERES T.C. 500/5	VOLTS T.F. 10/1	% Z	WATTS K. 0.3	TEMP. °C	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS TOTALES
H ₁	ΔT. 2.48	154		79.0		60450	67077
H ₂	POS 5 B.T. 2.48	154		69.5	24	45869	14070
H ₃	B.T. 2.47	154	60	53.0		19581	81167
SUMAS	BL			201.5		12178	
						24919	

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

RESULTADO EN PRUEBA DE TRANSFORMADOR

TESTIGO SIN

CLIENTE: UNAH		L. SPEC. O REFERENCIA L260064				ORDEN Y SERIE 26-0069-1		
PROBADOR CHAVEZ - BUSTILLOS		FECHA 1-1X-77						
MEG OHM 1000 VOLT	A.T. vs B.T. y T.	G.T. vs A.T. y T.	T.T. vs	FACTOR DE DISIPACION		CAPACITANCIA		
TEMPERATURA	26.3°C	26.3°C		A.T. vs B.T. y T.	B.T. vs A.T. y T.	A.T.	B.T.	
15 Segs	1300 x 2	670 x 2		DIRECCIO	0.32	0.45	0.738	1.539
30 Segs	1450	750		INVERSO	0.45	0.50	K=10nf	
45 Segs	1550	750		PROMEDIO	0.385	0.475		
1 Min	1650 x 2	800 x 2		TEMPERATURA	26.3°C	26.3°C	26.3°C	
2 Min	2050	910		F.D. a 20°C	0.333	0.411		
3 Min	2600	1000		RIGIDEZ DEL ACEITE.				
4 Min	2900	1200		1ª LECTURA	2ª LECTURA	3ª LECTURA	PROMEDIO	
5 Min	3250 x 2	1250 x 2		48 KV	47KV	45KV	46.6K	
6 Min	3500	1300		AISLAMIENTOS		PROBADOR CHAVEZ BUSTILLOS FECHA 1-1X-77		
7 Min	3700	1300		DEVANADOS PROBADOS	CLASE EN K.V.	APLICADO K.V. x SEGS	INDUCID TIEMPO y/s	
8 Min	4000	1350		ALTA TENSION	25	50X60	200 % V.N	
9 Min	4000	1400		BAJA TENSION	5	19X60	A 360 H.	
10 Min	4100 x 2	1450 x 2		NEUTRO	5	19X60	20 SEG	
INDICE 10:1	2.4848	1.8125						

BAJA TENSION 702 N PERDIDAS DEL NUCLEO 6600 V LEC. = 220 PROBADOR F. AEXIA - E. HDEZ. FECHA 6-1X-77


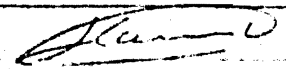
LECTURA EN TERMINALES	VOLT MEDIO T.P. 30/1	VOLT EFICAZ T.P. 30/1	AMPERES T.C. 10/5	WATTS K- 1	FREC. HZ	PRUEBA 1	PRUEBA
X1	220	223	2.08	51.5	60	KVA	7500
X2	220	222	2.35	120.0		INDUCCION	16768
X3	220	222	2.60	63.0		WATTS REALLS	14070
SUMAS			7.03	234.5		WATTS MED.DOS	234.5
PRUEBA 2 T.P.	T.P.	T.C.	K-		60	GARANTIA	NO
						DIFERENCIA	NO
						VOLT AMPERES	53577
						% IDE EXIT	0.71936
SUMAS						GARANTIA	NO
						DIFERENCIA	NO

[Handwritten signatures and marks]

RESULTADO EN PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMADOR

TESTIGO: SIN

CLIENTE <u>O. N. A. M.</u>				L. SPEC. o REFERENCIA <u>L260064</u>		ORDEN Y SERIE. <u>26-6064-1</u>			
RELACION DE TRANSFORMACION				PROBADOR <u>SERVIN - OCAÑA</u>		FECHA <u>1- IX - 77</u>			
POS	FASE A	FASE B	FASE C		POS	FASE A	FASE B	FASE C	
1	6.329	6.330	6.329	B.T.	1	6.330	6.331	6.328	
2	6.184	6.185	6.184	POS. N	2	6.185	6.186	6.186	
3	6.025	6.026	6.025	VS.	3	6.025	6.027	6.023	
4	5.880	5.881	5.880	A.T.	4	5.880	5.882	5.879	
5	5.735	5.736	5.735		5	5.735	5.737	5.736	
6					6				
7					7				
8R	5.474	5.475	5.475	D.T.	8	2 - IX - 77			
7R	5.537	5.538	5.538	POS 3	9				
6R	5.602	5.603	5.603	VS.	10	O.L.H., J.M.L.			
5R	5.668	5.669	5.669	B.T.	11				
4R	5.736	5.737	5.736		12				
3R	5.806	5.807	5.806		13				
2R	5.877	5.878	5.877		14				
1R	5.950	5.951	5.950		15				
M	6.025	6.026	6.025		16				
1L	6.102	6.103	6.102		17				
2L	6.180	6.181	6.180		18				
3L	6.261	6.262	6.261		19				
4L	6.343	6.345	6.343		20				
5L	6.428	6.429	6.428		21				
6L	6.515	6.517	6.515		22				
7L	6.605	6.607	6.605		23				
8L	6.697	6.698	6.697		24				
25					25				
26					26				
27					27				
28					28				
29					29				
30					30				
31					31				
32					32				
33					33				
34					34				
35					35				

RECORD DE PRUEBA DE TEMPERATURA DE TRANSFORMADOR

COPIAS:
AMARILLA - CLIENTE
VERDE - INGENIERO

CLIENTE U.N.A.M. ORDEN Y SERIE 26-0064-1
 ESPEC. L. 260064 K.V.A. 9375 TIPO FA CICLOS 60 HZ. CONEXION A.T. Δ B.T. Y
 VOLTS A.T. 21850 VOLTS B.T. 5940 VOLTS T. - T.C. 500/5 T.P. 30/1
 AMPERES A.T. 247.726 AMPERES B.T. 911.2 AMPERES T. - K de W. 0.3 POSICION B.T. =
 No. DE TUBOS O ALERAS 300 No. RADIADORES 10 No. VENTILADORES 6 PERDIDAS TOTALES 85.50

HORA	TEMP. AMBIENTE	CARETALES		AMBIENTES			ELEVACION	AGUA		LECTURAS			OBSERVACIONES
		SUPERIOR	INFERIOR	1	2	3		ENTRADA	SALIDA	AMPERES	WATTS	VOLTS	
14.00	55			29	29	29.5	25.83			2.79	95	58	
15.00	55.2			29.2	29.2	29.8	25.8	25.84		2.79	95	58	A ESTA
16.00	55			28.7	28.7	29.7	25.96			2.79	95	58	PRUEBA
17.00	54.5			28.2	28.5	29.4	25.8			2.79	95	58	LE AGRE
17.10	SE BAJA A T.M									2.48			CON 5%
18.10	SE MIDIO LA RESISTENCIA DE BAJA (X ₀ -X ₁)												DE PERDI
													TOTALES
19.30	SE REPITIO LA MEDICION DE RESISTENCIA EN BAJA (X ₀ -X ₂)												
20.40	SE MIDIO LA RESISTENCIA DE ALTA TENSION (H ₂ -H ₁)												

RECORD DE PRUEBA DE TEMPERATURA DE TRANSFORMADOR

155

COPIAS:
AMARILLA - CL.
VERDE - INGENIERO

CLIENTE UNAM ORDEN Y SERIE 26-0064-1

ESPEC. L 260044... KVA 7.500... TIPO PA... CICLOS 60... HZ CONEXION A.T. Δ... D.T. Λ

VOLTS A.T. 21850... VOLTS D.T. 5340... VOLTS T. —... T.C. 500/5... T.P. 30/1

AMPERES A.T. 188.18... AMPERES D.T. 72.9... AMPERES T. —... K de W. 0.3... POSICION ATS
ST. 81

Nº. DE TUBOS O ALETAS 300... Nº. RADIADORES 10... Nº. VENTILADORES —... PERDIDAS TOTALES 61.75%

HORA	TEMP. ACEITE	CABEZALES		AMBIENTES			ELEVACION	AGUA		LECTURAS			OBSERVACION
		SUP. RIOR	INFE. RIOR	1	2	3		ENTRADA	SALIDA	AMPERES	WATTS	VOLTS	
0.4	59.3			22.1	22.3	22.4	37.37			2.38	68.38	49.2	A ESTO
1	59.2			22	22.4	22.4	36.7			2.38	68.28	49.2	PRUEBA
	59.0			22	22.4	22.4	36.7			2.38	68.28	49.2	SE AGRE
3	59.2			22.8	22.2	22.2	37.1			2.38	68.28	49.2	GARGA S
4	59.1			22.7	22.2	22.2	37.1			2.38	68.28	49.2	MAN DE
5	59.2			22.9	22.2	22.2	37.1			2.38	68.28	49.2	PERDIAS
6	59.2			22.7	22.1	22.1	37.2			2.38	68.28	49.2	TOTALES
6	SE BAJA A Tn									1.38			
													Vigilo
													INAG PIAB
													S. J. O. A. R.

RESULTADO EN PRUEBAS DE TRANSFORMADOR

TESTIGO: SIN

CLIENTE	UNAM		L. SPEC. o REFERENCIA	L-260064		ORDEN Y SERIE.	26-0064-2	
LECTURA EN TERMINALES			PROBADOR	O.L.H., J.H.L.		FECHA	23-IX-77	
ALTA TENSION POS	3	ALTA TENSION POS	BAJA TENSION X TERM.		BAJA TENSION POS	CARACTERISTICAS		
H1-H3	0.007210		X0-X1		0.003049	NO PERDIDO CLIENTE		
H2-H1	0.007198		X0-X2		0.003086	INDICIO E.M.		
H3-H2	0.007207		X0-X3		0.003118	CAPACIDAD EN K.V.A. 7500/9375		
SUMAS	0.021615				0.009298	VOLTAJE ALTA TENSION 23/21.85		
MULTIPLICACION	33.3333				3.33333	VOLTAJE BAJA TENSION 6.6/5.99		
CONDENSACION	1.08075				0.030826	VOLTAJE TERTIARIO		
TEMPERATURA	27°C				27°C	FRECUENCIA EN HERTZ 60		
CMMS A 75°C	1.279128				0.036984	VOLTAJE EN KV AT 150 BT 75		
CMMS A 75°C	1511.9				15705	CAPACIDAD DE TEMPERATURA EN °C 55		
CMMS A 75°C	23616				29538	TEMPERATURA DE OPERACION M.S.N.M. 2300		

PERDIDAS EN LOS DEVANADOS E IMPEDANCIA. PROBADOR O.L.H., C.S. FECHA 23-IX-77

CAPACIDAD 7500 KVA		CORRIENTE DE LINEA 188.27 AMPES								
LECTURA EN POS TERMINALES	CD T.C. 500/5	TP 10/1	H2 KVA	WATTS KVA-0.3	TEMP °C	PERDIDAS EN BOMBAS	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS EN LINEA	PERDIDAS EN TRANSFORMADOR	PERDIDAS EN TOTAL
H1	A.T.	1.885	137.5	5.96	28	35820	25990	9830	8290	39109
H2	B.T.	1.883	137	60	50.5	265	9830	8290	30819	12162
H3	B.T.	1.89	137	60	40.9	265	8290	30819	30819	51271
SUMAS	N				119.4					

CAPACIDAD 9375 KVA		CORRIENTE DE LINEA 235.34 AMPES								
LECTURA EN POS TERMINALES	CD T.C. 500/5	TP 10/1	H2 KVA	WATTS KVA-0.5	TEMP °C	PERDIDAS EN BOMBAS	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS EN LINEA	PERDIDAS EN TRANSFORMADOR	PERDIDAS EN TOTAL
H1	A.T.	2.37	172.5	7.51	25	56550	40608	15942	13949	61598
H2	B.T.	2.36	174	60	48.2	265	15942	13949	48154	12162
H3	B.T.	2.33	172	60	39.9	265	13949	48154	48154	73760
SUMAS	N				113.1					

CAPACIDAD		CORRIENTE DE LINEA								
CD T.C.	TP	H2	KVA	WATTS	TEMP °C	PERDIDAS EN BOMBAS	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS EN LINEA	PERDIDAS EN TRANSFORMADOR	PERDIDAS EN TOTAL

CAPACIDAD		CORRIENTE DE LINEA								
CD T.C.	TP	H2	KVA	WATTS	TEMP °C	PERDIDAS EN BOMBAS	PERDIDAS EN DEVANADOS	PERDIDAS EN LINEA	PERDIDAS EN TRANSFORMADOR	PERDIDAS EN TOTAL

[Handwritten signatures and marks]

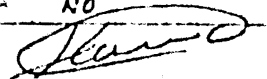
RESULTADO EN PRUEBA DE TRANSFORMADOR

TESTIGO SIN

CLIENTE UNAM		L. SPEC. O. REFERENCIA		ORDEN Y SERIE 26-0064-2				
PROBADOR ING. PLACUNY Y SR. JULIO CHAVEZ		FECHA 22-IX-77		FACTOR DE DISIPACION		CAPACITANCIA		
MEGGER 10,00 volts	A.T. vs B.T. yT	B.T. vs A.T. yT.	T.T. vs					
TEMPERATURA	28.5°C	28.5°C			A.T. vs B.T. yT	B.T. vs A.T. yT.	A.T.	B.T.
15 Segs.	1700 X 2	600 X 2		DIRECTO	0.43	0.25	0.721	1.560
30 Segs.	1900 X 2	680 X 2		INVERSO	0.502	0.75		
45 Segs.	2000 X 2	700 X 2		PROMEDIO	0.466	0.5	K=10Nf	
1 Min.	2200 X 2	760 X 2		TEMPERATURA	28.5°C	28.5°C		
2 Min.	3000 X 2	870 X 2		F.D. a 20°C	0.38	0.41		
3 Min.	3200 X 2	970 X 2		RIGIDEZ DEL ACEITE.				
4 Min.	3900 X 2	1100 X 2		1a LECTURA	2a LECTURA	3a LECTURA	PROMEDIO	
5 Min.	3900 X 2	1250 X 2		42 KV	40 KV	43 KV	41.66 KV	
6 Min.	4100 X 2	1300 X 2		AISLAMIENTOS. PROBADOR		HEXIA H3EZ. FECHA 23-IX-77		
7 Min.	4600 X 2	1300 X 2		DEVANADOS PROBADOS	CLASE EN K V	APLICADO K V. x SEGS.	INDUCIDO TIEMPO y %	
8 Min.	4600 X 2	1350 X 2		ALTA TENSION	25	50 X 60	200% V _H	
9 Min.	4800 X 2	1400 X 2		BAJA TENSION	5	19 X 60	A 360 Hz	
10 Min.	5000 X 2	1450 X 2		INDICE 10/1	NEUTRO		EN 20 SEG	

BAJA TENSION POS. N. PERDIDAS DEL NUCLEO					6000 V LECT. 220V PROBADOR O. L. H., C.S.P.		FECHA 23-IX-77	
LECTURA EN TERMINALES	VOLT MEDIO T.P. 30/1	VOLT EFICAZ T.P. 30/1	AMPERES T.C. 10/5	WATTS K=1	FREQ. HZ	PRUEBA 1	PRUEBA 2	
X ₁	219.5	221	1.47	43.5	60	K V A	7500	
X ₂	220	221	1.89	102		INDUCCION	16768	
X ₃	220.5	220.5	1.89	57.2		WATTS REALES	12162	
SUMAS				202.7		WATTS MEDIOS	202.7	
PRUEBA 2 T.P.	T.P.	T.C.	K=		60	GARANTIA	NO	
						DIFERENCIA	NO	
						VOLT AMPERES	40009	
						% DE EXIT	0.53345	
SUMAS						GARANTIA	NO	
						DIFERENCIA	NO	

10/105

RESULTADO EN PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMADOR

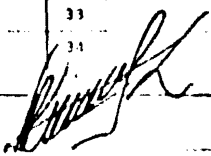
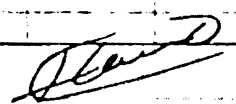
TESTIGO: SIN

CLIENTE UNAH L. SPEC. o REFERENCIA ORDEN Y SERIE. 26-0064-2

RELACION DE TRANSFORMACION PROBADOR INQ. FLAUCHO 22 JULIO CHAVEZ FECHA 22-IX-77

POS	FASE A	FASE B	FASE C	POS	FASE A	FASE B	FASE C
1	6.699	6.700	6.699	1	6.330	6.331	6.330
2	6.606	6.607	6.606	2	6.186	6.187	6.186
3	6.516	6.518	6.516	3	6.026	6.027	6.026
4	6.429	6.430	6.429	4	5.881	5.882	5.881
5	6.344	6.345	6.344	5	5.736	5.737	5.736
6	6.262	6.263	6.262	6			
7	6.181	6.182	6.181	7			
8	6.102	6.103	6.102	8			
9	6.026	6.027	6.026	9			
10	5.952	5.953	5.952	10			
11	5.878	5.879	5.878	11			
12	5.807	5.808	5.807	12			
13	5.738	5.739	5.738	13			
14	5.670	5.671	5.670	14			
15	5.604	5.605	5.603	15			
16	5.539	5.540	5.539	16			
17	5.476	5.477	5.476	17			
18				18			
19				19			
20				20			
21				21			
22				22			
23				23			
24				24			
25				25			
26				26			
27				27			
28				28			
29				29			
30				30			
31				31			
32				32			
33				33			
34				34			

- UNAH

CAPITULO 8

Conclusiones

La finalidad de este rediseño no fue la de cubrir una demanda de energía eléctrica futura, sino la de satisfacer la demanda actual. Por lo tanto, no se persiguió aumentar la capacidad de dicha subestación, sino la de contar con mayor confiabilidad, continuidad y eficiencia.

Se tiene mayor confiabilidad ya que los 3 transformadores de potencia de 2500 KVA fueron reemplazados por uno de 7500 KVA. En realidad, se instalaron 2 transformadores de 7500 KVA de los cuales solamente uno estará en servicio, mientras que el otro estará de respaldo. Este transformador de respaldo entraría en servicio sustituyendo al otro en caso de que sufriera una falla o bien, por razones de mantenimiento. Por causas de funcionalidad, los 2 transformadores estarán trabajando alternativamente un determinado período de tiempo con el fin de tenerlos en uso y de darles mantenimiento preventivo a uno y otro sin interrumpir el servicio.

Se tiene mayor continuidad ya que para este rediseño se logró que Compañía de Luz y Fuerza proporcionara a esta subestación, 2 líneas de alimentación, lo cual tiene el fin de que, en caso de que la línea que en ese momento esté alimentando a la subestación falle o se interrumpa, entre en servicio automáticamente la segunda, asegurando así una continuidad en el servicio.

La eficiencia, por lo tanto, se incrementa al contar con mayor confiabilidad y continuidad en el servicio.

Las principales causas por las que no se pensó hacer un rediseño con mayor capacidad a la que se tenía son :

1. Porque la Compañía de Luz y Fuerza ya no puede abastecer - con mayor potencia a esta subestación la cual está ubicada en Ciudad Universitaria, debido a la saturación que hay en las líneas de distribución a 23 KV y que solamente se - - - aumentaría con una línea a 85 KV.
2. Porque se hubiera tenido que cambiar casi todo el equipo - existente en la subestación, así como cambiar líneas subte - rráneas de distribución.

Debido a estas razones fue que se pensó en dar una solución -- eficaz y económica, por lo cual se planeó hacer uso del mayor - equipo posible existente, al haber resuelto no aumentar la ca - pacidad de dicha subestación.

Como se dijo al principio de estas conclusiones, el fin de es - te rediseño no es satisfacer futuras ampliaciones de carga, si no la de cubrir las necesidades actuales. Por lo que, si se -- quiere pensar en futuras instalaciones universitarias, se debe pensar también en la construcción de nuevas subestaciones que - abastezcan la nueva demanda.

BIBLIOGRAFIA :

- Análisis de sistemas eléctricos de potencia.
William D. Stevenson.
- Estaciones transformadora y de distribución.
Gaudencio Zopetti Júdez.
- Manual de diseño de subestaciones.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.
- Techniques of Electrical Construction and Design,
Volume 4 Protecting Against ground faults.
Published by Electrical Construction and Maintenance.
- Relevadores de protección.
General Eléctrica Española.
- Transmission and Distribution Reference Book.
Westinhouse.
- Applied Protective Relaying.
Westinghouse.
- El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores.
C. Russell Mason.