UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS NORMAS APLICADAS EN GUATEMALA EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES EN CENTROS COMERCIALES, EDIFICIOS, CONDOMINIOS Y CONSTRUCCIONES SIMILARES DE HASTA 1.0 MVA

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ANGEL GUILLERMO ARREAGA ESPINOZA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 1996

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS NORMAS APLICADAS EN GUATEMALA EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES EN CENTROS COMERCIALES, EDIFICIOS, CONDOMINIOS Y CONSTRUCCIONES SIMILARES DE HASTA 1.0 MVA

tema que me fuera asignado por la Coordinación de la carrera de Ingeniería Eléctrica con fecha 10 de agosto de 1995.

Angel Guillermo Arreaga Espinoza.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	ING. JULIO ISMAEL GONZÁLEZ PODSZUECK
VOCAL 1o:	ING. MIGUEL ANGEL SÁNCHEZ GUERRA
VOCAL 2o:	ING. JACK DOUGLAS IBARRA SOLÓRZANO
VOCAL 3o:	ING. JUAN ADOLFO ECHEVERRÍA MÉNDEZ
VOCAL 4o:	BR. FERNANDO WALDEMAR DE LEÓN CONTRERAS
VOCAL 5o:	BR. PEDRO IGNACIO ESCALANTE PASTOR
SECRETARIO:	ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO:	ING. JULIO ISMAEL GONZÁLEZ PODSZUECK
EXAMINADOR:	ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO
EXAMINADOR:	ING. VIVIAN DINORA YAX
EXAMINADOR:	ING. ANGEL GARCÍA
SECRETARIO:	ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

DEDICATORIA

A:

Dios

Mis abuelos

- Sergio E. Arreaga López (Q.E.P.D.)
- María Lesbia Barrios de Arreaga (Q.E.P.D.)
- Federico Espinoza Anleu (Q.E.P.D.)
- Emilia Cifuentes de Espinoza (Q.E.P.D.)

Mis padres

- Angel Guillermo Arreaga Barrios
- Magda Espinoza de Arreaga

Mis hermanos

Mi familia en general

Mis amigos y compañeros de trabajo

Mi querida tierra San Marcos

Guatemala, 2 de Octubre de 1,996.

Ingeniero
José Luis Herrera G.
Coordinador del Área General
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Herrera.

Me es grato dirigirme a usted, para informarle que cumpliendo con lo resuelto por la Dirección de Escuela, se procedió a la asesoría y revisión del trabajo de tesis titulado: **" ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS NORMAS APLICADAS EN GUATEMALA EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES EN CENTROS COMERCIALES, EDIFICIOS, CONDOMINIOS Y CONSTRUCCIONES SIMILARES DE HASTA 1.0 MVA.",** desarrollado por el estudiante universitario ANGEL GUILLERMO ARREAGA ESPINOZA, con número de carnet 87-12082.

El trabajo presentado por el estudiante Arreaga Espinoza, ha sido desarrollado cumpliendo con los requisitos reglamentarios, habiendo consultado la bibliografía recomendada y siguiendo las recomendaciones de la asesoría, en tal virtud considero que el trabajo ha cubierto los objetivos del estudio planteado, habiendo proyectado criterios de ingeniería en su desarrollo.

En tal sentido me permito informarle que encuentro satisfactorio el trabajo realizado y lo remito a usted para los tramites respectivos de aprobación.

Sin otro particular me suscribo de usted,

Atentamente,

Ing. Rony Otoniel Castillo García
ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica y Regional de Post-grado de Ingeniería Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 14 de octubre de 1,996

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urízar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado: **Análisis técnico de las normas aplicadas en Guatemala en el diseño y construcción de subestaciones en centros comerciales, edificios, condominios y construcciones similares de hasta 1.0 MVA**, desarrollado por el señor **Angel Guillermo Arreaga Espinoza**, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Luis Herrera Gálvez
Coordinador Area de Electrotecnia

JLHG/sdem.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica y Regional de Post-grado de Ingeniería Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante **Angel Guillermo Arreaga Espinoza**, titulada: **Análisis técnico de las normas aplicadas en Guatemala en el diseño y construcción de subestaciones en centros comerciales, edificios, condominios y construcciones similares de hasta 1.0 MVA**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Edgar F. Montúfar Urízar
Director

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

Guatemala, 25 de octubre de 1,996.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERIA
Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica y Regional de Post-grado de Ingeniería Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: **Análisis técnico de las normas aplicadas en Guatemala en el diseño y construcción de subestaciones en centros comerciales, edificios, condominios y construcciones similares de hasta 1.0 MVA**, del estudiante **Angel Guillermo Arreaga Espinoza**, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

Ing. Julio Ismael González Podszueck
Decano

Guatemala, 28 de octubre de 1,996.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DECANO
FACULTAD DE INGENIERIA
DE GUATEMALA

ÍNDICE

Capítulo III
Análisis de normas y especificaciones técnicas

Capítulo IV
Conclusiones y recomendaciones

Capítulo V
Guía Técnica para el Diseño y Construcción de subestaciones

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GLOSARIO

ACOMETIDA : conjunto de conductores y componentes utilizados para transportar la energía eléctrica. desde las líneas de distribución a la instalación eléctrica del inmueble servido.

ABONADO O USUARIO : persona individual o jurídica que recibe el servicio eléctrico por medio de la acometida respectiva.

ASKAREL : aislante sintético utilizado por cierto tipo de transformadores.

DIELÉCTRICO : material o cuerpo aislador de la electricidad.

IMPEDANCIA : resistencia aparente de un circuito eléctrico a una corriente eléctrica alterna.

NOMOGRAMA : gráfico por medio del cual podemos determinar valores desconocidos o incógnitas.

VOLTAJE NOMINAL : es el valor asignado a la magnitud del voltaje de un sistema con el fin de clasificarlo. Por ejemplo 120/240 V. , el voltaje medido podrá variar del nominal en un rango que permita la operación satisfactoria del equipo.

ABREVIATURAS

E.E.G.S.A.	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
N.E.S.C.	National Electric Safety Code
N.F.P.A.	National Fire Protection Association
D.I.N.	Normas de la Industria Alemana
V.D.E.	Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes
A.S.T.M.	American Standard Of Testing Materials
N.E.C.	Código Eléctrico Nacional
I.E.E.E.	Institute Electrical And Electronics Engineers
[W]	Vatio
[kW]	Kilovatio
[MW]	Megavatio
[kVA]	Kilo-voltio-Amperio
[V]	Voltio
[kV]	Kilovoltio
[A]	Amperio
[m]	Metro
[cm]	Centímetro
[mm]	Milímetro

INTRODUCCIÓN

Dado el alto indice de construcción que existe actualmente en Guatemala de Apartamentos, Edificios, Centros Comerciales y Construcciones similares, combinado con bajos niveles de oferta energética del país, es importante lograr que la energía eléctrica se aproveche eficientemente, y tratar de disminuir el valor de pérdidas que se da como consecuencia de una mala instalación eléctrica.

Este problema se manifiesta, por ejemplo, en el sobrecalentamiento innecesario de un transformador como consecuencia de un mal dimensionamiento o una inadecuada ventilación por un diseño inapropiado de la bóveda que contiene el equipo instalado, ya que las normas utilizadas son muy generales, y no consideran las características particulares de los equipos modernos que se utilizan en el medio actualmente.

El presente trabajo tiene como propósito realizar un análisis técnico de las normas establecidas en el país para el diseño y construcción de subestaciones en apartamentos, edificios, centros comerciales y construcciones similares, para lo cual se evalúa y estudian las normas nacionales (E.E.G.S.A.), Normas aplicadas en Centro América (Costa Rica); se analizan también las normas que se utilizan en Estados Unidos (NESC, ANSI, NFPA) y en Europa (DIN, VDE).

El alcance de este trabajo comprende: ubicación de la subestación, tipo de subestación, dimensionamiento de la subestación, requisitos de ventilación, disposición de los equipos en la subestación, protecciones mínimas que requieren los transformadores, seguridad de la subestación.

Se enfocarán otros aspectos que, por su importancia, son dignos de considerarse, tales como: los requerimientos correctos de ventilación en subestaciones cerradas , el efecto de la temperatura sobre el comportamiento de los transformadores y medidas de seguridad utilizadas en la actualidad.

Por tanto, el estudio pretende satisfacer esa necesidad de revisar y actualizar el reglamento de construcción de subestaciones, construidas en espacios cerrados y en bóvedas, y proponer las reformas que sean necesarias para el diseño y construcción de subestaciones en edificios, centros comerciales y construcciones similares.

OBJETIVOS

Objetivo General :

- Analizar y evaluar las normas eléctricas vigentes en Guatemala para el diseño y construcción de subestaciones en edificios, centros comerciales y construcciones similares.

Objetivos Específicos :

a.- Efectuar una comparación de las Normas Eléctricas Internacionales con las normas de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. aplicadas en nuestro medio.

b.- Determinar la vigencia y funcionalidad de las Normas Eléctricas de E.E.G.S.A. aplicadas en construcciones que se ejecutan actualmente.

c.- Proponer las mejoras y reformas que sean necesarias al manual de normas eléctricas de E.E.G.S.A., en cuanto al diseño y construcción de subestaciones en edificios, centros comerciales, condominios, y similares.

d.- Implementar un programa de computadora que nos permita simular los efectos que producen las sobrecargas y el aumento de temperatura en los transformadores de distribución, para poder cuantificar la pérdida de vida del transformador.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

CAPITULO I

MARCO TEÓRICO

I.1. - Aspectos generales

El diseño del sistema eléctrico, para un edificio o industria, debe empezar con un estudio del tamaño y naturaleza de las cargas que va a servir, tales como equipos de aire acondicionado, ascensores, motores, iluminación, etc.; por otro lado, evaluar la seguridad y continuidad requerida del servicio, por ejemplo en un hospital, la confiabilidad y continuidad del servicio merecen especial atención.

El análisis de la carga debe considerar las pérdidas en todos los equipos y cables como parte de la misma, el U.S. Navy Design Manual (D.M.4) recomienda que se tome un 6% de la carga para cubrir este aspecto; sin embargo, deben considerarse los factores de diversidad y demanda aplicables para evitar sobre dimensionar el equipo.

Asimismo, al efectuar el diseño, se deben estudiar las tarifas aplicables, para evitar o minimizar el pago de demanda máxima, el pago por bajo factor de potencia, o para acogerse a un sistema de tarifa preferencial.

Por consiguiente, se deben tomar en consideración los siguientes aspectos:

- Limitadores de carga o de demanda
- Equipos correctores de factor de potencia
- Motores regenerativos
- Programación de cargas
- Cargas con desconectadores individuales
- Acometidas en alta tensión
- Distribución interna en alto voltaje
- Sistemas de enclavamiento o interruptores de llave
- Medición individual, por ejemplo en apartamentos o secciones importantes de una industria.
- Sistemas de arranque para los motores grandes.
- etc.

I.1.1. - Características de la carga que se va a servir

Para efectuar el diseño correctamente, se deben estudiar de una manera detallada las características de la carga a servir; para tal efecto, deben considerarse como mínimo los siguientes factores:

- Demanda en kVA, tanto inicial como futura a los diferentes voltajes de utilización.

- Requerimientos sobre la continuidad del servicio.

- Requerimientos de voltaje y necesidades de regulación.

- Cargas especiales como equipos de rayos X, máquinas de gran tamaño, computadoras, cargas intermitentes.

- Superposición de corrientes portadoras en los sistemas eléctricos para señales, relojes o comunicaciones.

- Corriente de arranque del motor más grande.

- Márgenes permisibles de distorsión por armónicas.

I.1.2. - Características de los tipos de servicios brindados por la empresa distribuidora

Es muy importante que a la hora de realizar el diseño se tengan presente los diferentes tipos de servicio que brinda la empresa distribuidora, para seleccionar el que más se adapte a las características del equipo que va a instalarse en la edificación. Para esto, se debe investigar con la empresa distribuidora lo siguiente:

- Voltajes disponibles y la distribución de los mismos.

- Estipulaciones para la facturación de la demanda y sus tarifas.

- Tarifas y cláusulas especiales tales como, servicio exclusivo, servicio de emergencia, multa por bajo factor de potencia y ajustes por aumento de costo de la energía.

- Especificaciones del equipo para transformar, regular o modificar de otra forma las características del servicio disponible para adaptarlo a las necesidades de la carga.

I.1.3. - Requerimientos de tipo físico-mecánico a la entrada de la instalación eléctrica del usuario

Para ubicar la subestación dentro del edificio o la propiedad, el diseñador debe considerar que no se tengan problemas para instalar, mantener o sustituir los transformadores, lo mismo que tener la distancia más corta para la acometida; para esto, se deben investigar con la empresa distribuidora los siguientes aspectos:

- Puntos más accesibles para el suministro del servicio.

- Tipo de entrada para el servicio, aérea o subterránea.

- Punto donde termina el servicio, incluyendo la información sobre qué partes de la instalación serán instaladas y mantenidas por la empresa distribuidora.

- Características y localización del equipo de medición, incluyendo previsiones para totalizar la demanda y para realizar medidas parciales donde sea permitido y necesario, previstas para montar y alambrar los medidores de la empresa distribuidora y sus transformadores de medición.

- Espacio previsto para ubicar otros equipos y bóvedas, lo mismo que el acceso a estas instalaciones para el mantenimiento y lectura de los medidores.

I.1.4. - Requerimientos eléctricos para la entrada de la instalación del usuario

Una vez definida la ubicación de la subestación, y la forma en que se va a instalar la acometida, se deben coordinar con la empresa distribuidora aspectos como los siguientes:

- Capacidad del sistema (kVA) y niveles de falla, ambas presente y futura.

- Requerimientos de la empresa distribuidora para la coordinación de los equipos de protección contra sobrecorrientes, sobrevoltajes, baja frecuencia, etc.

- Tipo de equipos aprobados por la empresa distribuidora, métodos de puesta a tierra aprobados, requerimientos para la coordinación de las protecciones de falla a tierra (para los servicios con sistema aterrizado).

I.2. - Tipos de transformadores

El transformador es uno de los elementos más importantes de una Subestación, por lo tanto, debe ser cuidadosamente seleccionado, no sólo desde el punto de vista de su capacidad de transformación, sino también desde el punto de vista de su construcción, durabilidad, garantía del mismo, ventajas respecto a otros, etc.

A continuación, se dan los lineamientos generales para la selección e instalación de los transformadores que dependan de los requerimientos de la instalación.

I.2.1. - Instalación de transformadores secos dentro de edificios

Los transformadores secos son enfriados y aislados por el aire del ambiente, y fueron desarrollados para utilizarse en lugares secos, cerca de la carga, dentro de edificios y fábricas, pues están libres del peligro de una explosión, y los materiales usados para su construcción, en caso de incendio tienden a autoextinguirse.

Algunos transformadores secos son construidos para su instalación en exteriores, pero requieren un tratamiento extra con el barniz, parrillas especiales de trabajo, etc.

Los transformadores deben instalarse separados de las paredes del edificio, por lo menos 30 cm. para permitir la circulación del aire alrededor y a través de ellos.

Si el transformador seco es instalado en una bóveda o en un espacio restringido, se debe proveer suficiente ventilación para disipar el calor provocado por las pérdidas.

Aquellos transformadores que contengan sustancias que puedan producir fuego u originar arcos presentan el mismo peligro para materiales combustibles, ya sean éstos instalados en el interior o exterior; por esta razón, se debe guardar una distancia mínima de 30 cm. entre el transformador seco y los materiales o edificios.

I.2.2. - Transformadores inmersos en líquidos con un alto punto de inflamación

Este tipo de transformadores son una opción a los transformadores con aceite, los cuales necesitan una bóveda, en cambio los transformadores con líquidos con alto punto de inflamación no requieren la construcción de la bóveda hasta un voltaje de operación de 34.5 kV.; a partir de este valor se requiere la construcción de la misma.

Para que estos líquidos dieléctricos puedan ser utilizados, deben ser certificados y aprobados por un laboratorio u organización de reconocido prestigio.

La instalación de transformadores, con dieléctricos con un alto punto de inflamación, se puede realizar fuera de una bóveda sólo en edificios no combustibles, por ejemplo: ladrillo, concreto, etc. y en áreas o cuartos que no contengan materiales combustibles.

El transformador debe ser instalado en un lugar donde el líquido dieléctrico pueda ser confinado, y así evitar cualquier derrame, y por consiguiente riesgo de propagación del fuego o de contaminación del área vecina.

Estos transformadores deben ser instalados en sitios que tengan un sistema automático para la extinción de incendios o colocarse en una bóveda, si los mismos están instalados en un edificio combustible o en uno no combustible pero que contenga materiales inflamables.

I.2.3. - Transformadores con líquido dieléctrico no inflamable

Estos transformadores pueden ser utilizados en interiores o exteriores, ya que su dieléctrico no es combustible; estos líquidos son alternativos al askarel y ofrecen un alto nivel básico de impulso (BIL) y otras características de operación similares a los dieléctricos con una alta temperatura de inflamación.

Estos transformadores pueden ser utilizados en instalaciones interiores sin necesidad de bóveda cuando el voltaje de operación es menor a 34.5 kV.

I.2.4. - Instalación de transformadores aislados con askarel en interiores

Al instalar transformadores aislados con askarel en interiores, debe cumplirse con lo siguiente:

- Los transformadores mayores a 25.0 kVA deben estar equipados con un dispositivo para liberar presión.

- Cuando sean instalados en un lugar de poca ventilación, estos sitios deben ser construidos con los medios para absorber cualquier gas generado por un arco dentro de la cuba, o la salida de sobrepresión que va a ser conectada a una chimenea o sistema que conduzca los gases fuera de la edificación.

- Los transformadores con voltajes de operación mayores a 34.5 kV. deben ubicarse en una bóveda.

- El askarel, el piranol y otros líquidos aislantes sintéticos, que contienen bifeniles policlorinados, conocidos con las siglas inglesas como PCB (policlorinated byphenyls), deben evitarse puesto que provocan problemas de contaminación muy severos. Para tales propósitos, se requieren equipos sofisticados para su manejo y cuidados muy estrictos para su eliminación.

I.2.5. - Instalación de transformadores con aislamiento de aceite

El requisito básico es que todos deben ubicarse en una bóveda, sin importar su capacidad o nivel de voltaje de operación.

La bóveda debe ser de concreto reforzado, ladrillo u otro material que resista el fuego durante por lo menos 3 horas según la Norma E119-75 de la A.S.T.M.; el piso debe tener un espesor de 10 cm. cuando se esté en contacto con el suelo; si la bóveda está sobre otra estructura, el espesor del piso, debe tener la suficiente resistencia estructural para soportar los equipos y resistir por lo menos 3 horas de fuego.

Las puertas deben igualmente resistir 3 horas de fuego, como está definido por la norma NFPA No.80-1977.

Para evitar o reducir al máximo la posibilidad de una explosión, se debe procurar mantener una relación menor de 50 a 1 entre el volumen de la bóveda y el área de ventilación de la misma y un espesor de las paredes de la bóveda de por lo menos 20 cm. También debe tenerse presente que cualquier ventana o puerta que comunique a la bóveda debe resistir al igual que la bóveda, 3 horas de fuego continuo. Igualmente se debe evitar el paso de tuberías o ductos por la bóveda.

Dicha instalación deberá tener un drenaje o trampa para extinguir el aceite de inmediato.

I.2.6. - Transformadores tipo pedestal

Este tipo de transformador es ideal para ser utilizado en sistemas de distribución subterránea, en centros comerciales, apartamentos, escuelas, edificios de oficinas, etc.

Su construcción es del tipo acorazado, la cual no tiene tornillos externos que puedan ser manipulados por personas no autorizadas; el material del que están construidas sus paredes es sumamente resistente; por ejemplo para transformadores de hasta 1OOO kVA, el tipo de lámina es de calibre No.7 y la pintura que se le aplica debe de tener un espesor de 5 a 7 milésimas, del tipo Polestron, el cual tiene una resistencia a la intemperie de muchos años.

En Los últimos años, este tipo de transformador ha adquirido gran popularidad, en vista de que es muy seguro y no requiere costosas instalaciones; en este tipo de subestación, tanto los cables de entrada como los de salida, salen por la parte inferior, y se evita así el consiguiente peligro.

I.3. - Conexión de transformadores

Como los voltajes trifásicos se dan en valores de fase a fase o bien de fase a neutro, los devanados de los transformadores pueden ser conectados tanto en delta como en estrella, teniendo esta última la posibilidad de conectar o no a tierra su neutro. Para la alimentación de cargas que se deben de conectar entre una fase y el neutro, se utilizan conexiones de transformadores que tengan accesible el neutro en el secundario.

A continuación, se comentan los aspectos de mayor interés en las conexiones de transformadores, con el fin de establecer una base sobre la cual se pueda escoger la más apropiada para la instalación.

I.3.1. - Conexión Estrella--Estrella

Por lo general, esta conexión ha sido catalogada como peligrosa, debido a las dificultades operativas que se presentan como resultado de la inestabilidad del neutro; esto es por el hecho de que el potencial de neutro tiende a ubicarse sobre puntos que no corresponden con el centro geométrico del triángulo de voltajes. (Ver figura I-1).

Este tipo de conexión se puede utilizar de varias maneras:

- ***Neutro del sistema y neutro del banco aislados***

  Al no existir una conexión de retorno para el neutro del transformador, las corrientes de magnetización de tercera armónica no pueden fluir por la línea de alimentación,

por tanto, el flujo magnético no es senoidal, sino que resulta distorsionado y hace que los voltajes inducidos contengan una alta proporción de armónicas.

- ***Neutro del sistema y neutro del banco puestos a tierra***

Al conectar a tierra los neutros del sistema y del transformador, los voltajes de tercera armónica desaparecen pues las corrientes armónicas pueden circular a través de ambos neutros. Este tipo de conexión debe evitarse cuando se tienen transformadores con núcleos acorazados, a no ser que se hayan tomado las medidas preventivas apropiadas.

I.3.2. - Conexión estrella - delta

Las conexiones estrella - delta y delta - estrella son posiblemente las que menos aspectos objetables tienen para su uso, ya que la delta evita las dificultades asociadas a los voltajes de tercera armónica y que estabiliza el neutro; permite, por tanto, la conexión de cargas monofásicas. La conexión estrella hace que la distribución de corriente entre fases sea independiente de los valores de impedancia de los transformadores. En este tipo de conexión, es recomendable evitar el utilizar transformadores con disyuntores secundarios, ya que si la delta es abierta, el flujo de corrientes armónicas se verá interrumpido en la misma y el banco quedará sometido a sobrevoltajes peligrosos. (Ver figura I-2).

I.3.3. - Conexión estrella con neutro aterrizado - delta

Al conectar a tierra el neutro de la estrella, el banco se comporta como un banco de tierra y tiende a balancear el voltaje de la línea que lo alimenta a contribuir a las corrientes de falla que se presentan en el sistema, y a alimentar cargas monofásicas que se hayan desconectado de la fuente.

Es evidente que la sobrecarga, a la cual se ve sometido el banco bajo las condiciones mencionadas, tiende a reducir la vida útil de los transformadores. (Ver figura I-3).

I.3.4. - Conexión estrella abierta - delta abierta

Cuando se sirven cargas trifásicas, los bancos de transformadores deben tener una capacidad combinada de un 15% mayor a la carga que deben alimentar, por tanto, es evidente que este tipo de conexión es poco eficiente. Además, la regulación del banco no es uniforme, dado que la conexión no es simétrica y esto puede influir en el rendimiento de los motores que alimenta, debido a desbalances en los voltajes, porque perciben voltajes de secuencia negativa que tienden a frenarlos, y provocan sobrecalentamientos innecesarios. (Ver figura I-3).

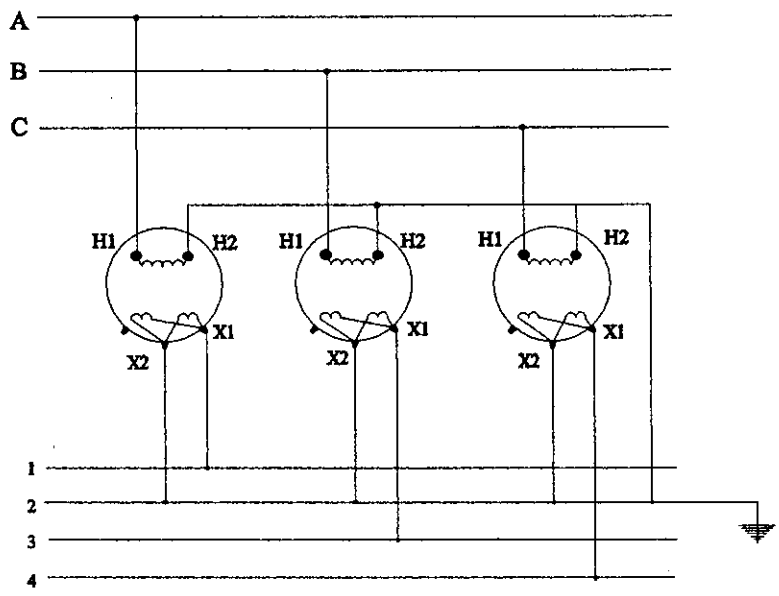


Fig. No. I-1
CONEXIÓN ESTRELLA - ESTRELLA

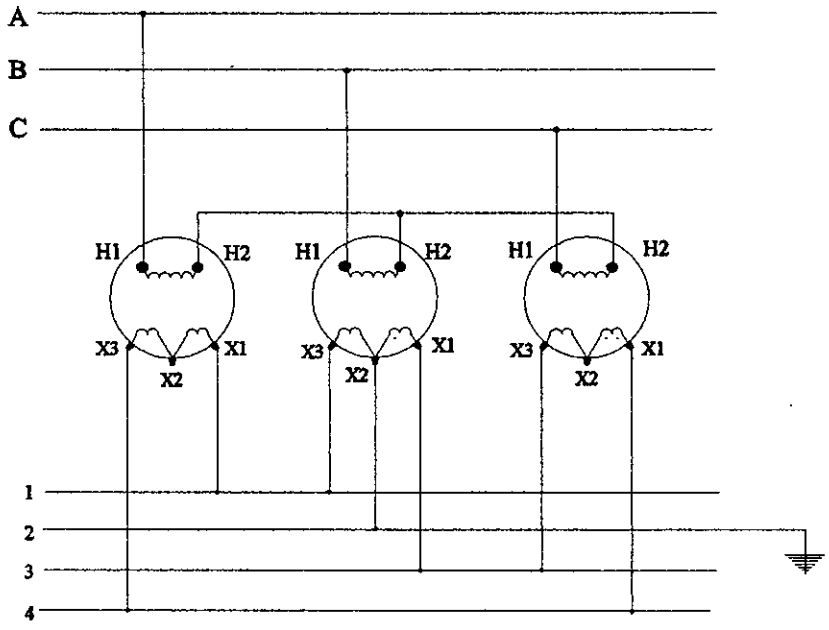


Fig. No. I-2
CONEXIÓN ESTRELLA - DELTA

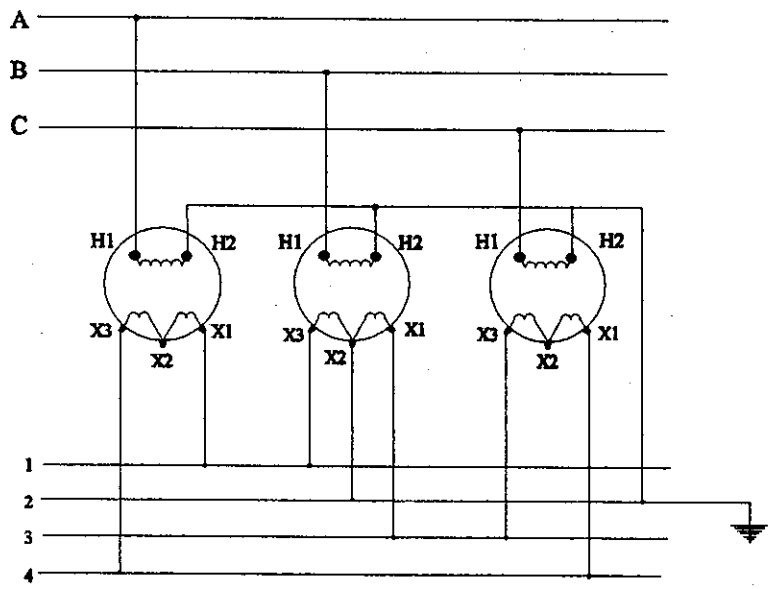


Fig. No. I-3
CONEXIÓN ESTRELLA CON NEUTRO ATERRIZADO - DELTA

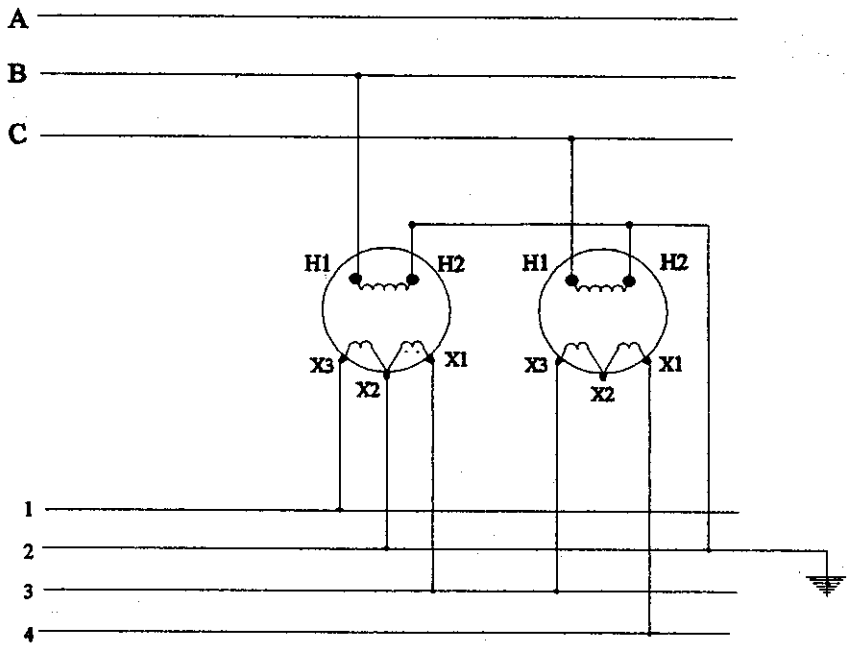


Fig. No. I-4
CONEXIÓN ESTRELLA ABIERTA - DELTA ABIERTA

CAPÍTULO II

CONSIDERACIONES TÉCNICAS EN EL DISEÑO ELÉCTRICO DE UNA SUBESTACIÓN

CAPITULO II

Consideraciones técnicas en el diseño eléctrico de una subestación

II.1. - Subestación eléctrica

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, en donde sus funciones principales son transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en :

A. Subestaciones de transmisión. (arriba de 230 kV.)
B. Subestaciones de subtransmisión. (entre 230 y 115 kV.)
C. Subestaciones de distribución primaria. (entre 115 y 23 kV.)
D. Subestaciones de distribución secundaria. (abajo de 23 kV.)

El estudio se desarrollará para subestaciones de distribución secundaria, para una tensión de 13.8 kV.

II.1.1. - Diseño

El diseño es la actividad más importante y el punto de partida dentro del desarrollo de un sistema eléctrico; es durante este proceso que se deben tomar en cuenta los aspectos técnicos, normativos y físicos más importantes que estarán directa e indirectamente relacionados con la futura instalación.

El diseño de una instalación eléctrica, tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo, que normalmente es entre 5 y 10 años.

En el diseño de una subestación eléctrica se debe considerar el cumplimiento de las siguientes metas:

1. Seguridad para la vida de los usuarios y sus propiedades.
2. Confiabilidad y continuidad en el servicio.
3. Facilidad de operación, sencillez y accesibilidad para mantenimiento.
4. Buena regulación del voltaje.
5. Minimización de los costos de instalación y operación.
6. Flexibilidad, particularmente en cuanto a expansión futura.

En la mayoría de instalaciones, existe una tendencia continua al mejoramiento, expansión y cambio. Es importante considerar que los cambios parciales no necesariamente destruirán la excelencia en diseño del sistema eléctrico original, a medida que se da el crecimiento de la

carga con el tiempo, los sistemas eléctricos llegan a ser entonces menos satisfactorios, a menos que se hayan tomado provisiones para una expansión ordenada.

II.2. - Protección de subestaciones de distribución

Los sistemas eléctricos están expuestos a variados tipos de contingencias, tales como sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, maniobras en el sistema (desconexión o conexión de disyuntores en las redes), pérdidas de carga, efecto ferranti y cortocircuitos en los distintos puntos de la red.

Para proteger al personal y a los mismos equipos de la subestación, deben introducirse medios de protección para evitar en lo posible accidentes o pérdidas de suministro de la energía, según sea el caso. Por lo tanto, al diseñar o proyectar una subestación, deberá dársele especial énfasis a la introducción de los mecanismos necesarios para su protección, los cuales cubren una gama muy amplia de posibilidades. Las más importantes de acuerdo con el enfoque de este estudio son:

II.2.1. - Protección contra sobretensiones de origen atmosférico o por maniobra de disyuntores

- **Descargas atmosféricas**

  Las descargas atmosféricas son la causa más frecuente de sobrevoltaje en sistemas de distribución; como se ha mencionado anteriormente, el voltaje de operación de 34.5 kV. es el voltaje más alto que se usa en distribución, (en nuestro medio se utiliza 13.8 kV), y dado que los sobrevoltajes externos son más importantes en niveles por debajo de 230.0 kV., se deduce que los sobrevoltajes externos son los más importantes en las líneas de distribución.

- **Operación y maniobra de equipos de switcheo e interruptores**

  La operación de desconectadores y equipo protector de sobrecorriente produce voltajes transitorios de corto tiempo conocidos corno sobretensiones de maniobra.

  El funcionamiento normal de estos aparatos no debe producir voltajes que excedan dos veces el valor nominal, por lo que es de esperarse que no se produzcan salidas que afecten el equipo o la operación de los pararrayos.

  Sin embargo, la operación impropia o inadecuada del equipo puede producir sobretensiones de magnitud más grande, por ejemplo, el fenómeno de "arqueo" en un disyuntor para desconectar bancos de capacitores, y puede resultar en un voltaje 3 veces el normal; voltajes en el orden de 2.5 veces sí se pueden considerar aceptables según la General Electric.

Dentro de los dispositivos de protección, están los pararrayos, que cumplen la función de disipar a tierra los sobrevoltajes.

Los pararrayos utilizados más comúnmente son los del tipo conocido como autovalvular. En la figura II-1, se muestra el esquema del principio de un pararrayos autovalvular. Según se muestra en dicha figura, un pararrayos de este tipo está constituido por un explosor y una resistencia en serie. El explosor está ajustado para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión, denominada tensión de arqueo del pararrayos, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia.

Después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprime a su próximo paso por cero la corriente de la red, que se restablece a la tensión de servicio, pero cuya intensidad está limitada por la resistencia, por lo tanto, la línea queda separada de tierra. La resistencia está constituida por un material que tiene la característica de variar sus propiedades de conducción con rapidez, que disminuye cuanto mayor es la tensión aplicada, y adquiere un valor elevado cuando esa tensión es reducida, o sea que tiene una característica de resistencia eléctrica muy adecuada para el funcionamiento del pararrayos, ya que a la tensión de servicio opone mucha resistencia al paso de la corriente, mientras que en caso de sobretensión, su resistencia eléctrica disminuye, y permite así la fácil descarga a tierra con la consiguiente eliminación de la sobretensión.

II.2.2. - Protecciones contra fallas internas en instalaciones o los equipos

Las fallas internas en las instalaciones son básicamente provocadas por cortocircuitos o condiciones anormales de operación del sistema. Para estas fallas, se utiliza la protección de sobrecorriente, la cual debe cumplir con lo siguiente:

- **Lado primario:** cada transformador deberá estar protegido por un dispositivo de sobrecorriente individual en la conexión primaria, ajustado a no más del 250% de la corriente nominal en el primario del transformador.

- **Lado primario y secundario:** un transformador que tenga una protección de sobrecarga en la conexión secundaria, ajustada a no más del 250% de la intensidad secundaria nominal del transformador, o un transformador equipado con una protección térmica de sobrecarga coordinada por el fabricante, no necesita tener una protección de sobrecarga individual en la conexión primaria, siempre que cuente con una protección de sobrecorriente ajustada para actuar en caso de cortocircuito.

También los efectos experimentados por un equipo en condiciones de falla pueden ser controlados de dos maneras:

- Por medio de relés de protección
- Dando mayor aislamiento al equipo o ambos.

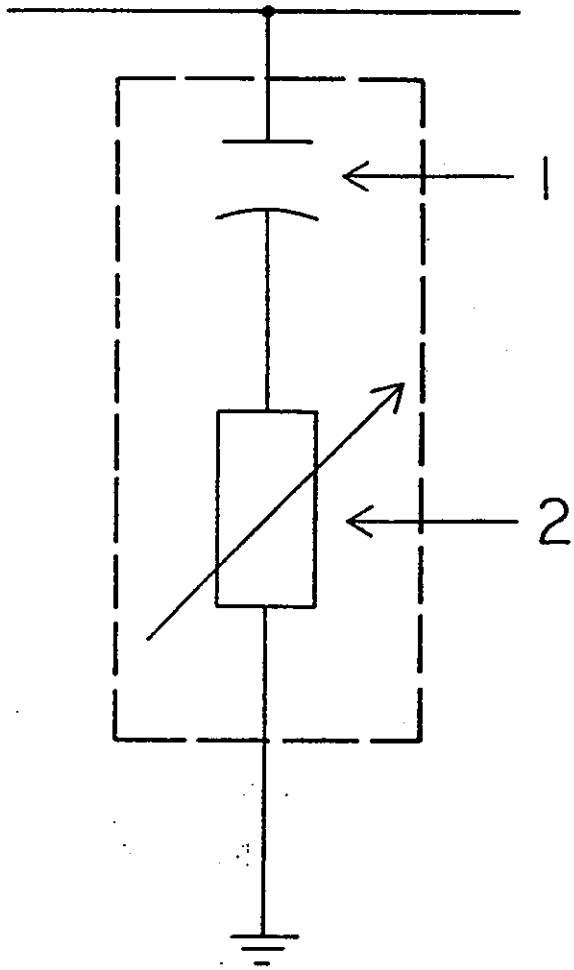


Fig. No. II-1

ESQUEMA DEL PRINCIPIO DE UN PARARRAYOS AUTOVALVULAR

1.- Explosor de arqueo y extinción.
2.- Resistencia variable.

Los efectos que pueden presentarse durante la falla en el equipo son dependientes del tipo de aislamiento del mismo, tal como se detalla a continuación:

- Equipos sumergidos en aceite :

Explosión o ruptura del tanque
Fuego y/o humo
Peligro de una explosión secundaria, producto de vapores resultantes de la combustión de materiales clase A o clase B.

- Equipos sumergidos en askarel :

Una ruptura violenta del tanque en forma de explosión.
Emisión de vapores nocivos o irritantes, con los consecuentes efectos residuales.

- Transformadores secos abiertos:

Humo con posibilidad muy limitada de fuego.
Posibilidad muy limitada de un explosión secundaria.

- Transformadores secos sellados :

Normalmente no son considerados peligrosos.

A pesar de que los efectos o fallas enumerados arriba son poco frecuentes, no se debe despreciar o descartar la posibilidad de que éstos sucedan.

Con base en lo mencionado anteriormente, tenemos que algunas instalaciones dependen casi enteramente de las condiciones de seguridad y aislamiento requeridas para los equipos.

Asimismo podemos mencionar que, para sobrevoltajes, las instalaciones dependen de relés de protección, y pararrayos. Estas protecciones deberán incluir como mínimo protecciones contra sobrecorriente y fallas a tierra; pueden incluir como adición la protección diferencial, alarmas de sobretemperatura, sensores de calor o detectores de humo, sin embargo, ninguna de las anteriores protecciones permite el que se obvien los requerimientos de protección o aislamiento requeridos para los ocupantes de la edificación. Se debe adicionalmente tener cuidado de que los humos o gases generados en las bóvedas durante una falla vayan a entrar a los sistemas de ventilación de la edificación; por esto se debe evitar al máximo que dichos ductos pasen por la bóveda; así la ventilación de ésta debe ser en lo posible directamente al exterior.

II.3. - Estudio del cortocircuito y sus aplicaciones

II.3.1. - Generalidades

El cortocircuito es una situación crítica de un sistema eléctrico que puede presentarse eventualmente; tiene diversos orígenes como por ejemplo: fallas del aislamiento por envejecimiento prematuro, maniobras mal ejecutadas, averías mecánicas, etc.

Mediante el estudio de cortocircuito, se obtiene la Información correspondiente a la magnitud de las corrientes de cortocircuito en distintos puntos de la red, y con esta información es posible establecer la estrategia de protección que mayor beneficio produzca al usuario.

Desde el punto de vista del diseño eléctrico de la subestación, es necesario conocer la potencia de cortocircuito que experimentarán los equipos durante su funcionamiento.

El estudio básico de cortocircuito usualmente es realizado por la empresa distribuidora, la cual determina las corrientes y potencias de falla en todas las barras de su sistema. A partir de esta información y mediante circuitos equivalentes, se pueden calcular las corrientes y potencias de falla en los niveles inferiores de tensión.

Por lo tanto, cuando se requiere un estudio de cortocircuito para una subestación industrial, se recomienda consultar con la empresa distribuidora las potencias de cortocircuito en la barra más cercana al punto donde se desea el suministro.

II.3.2. - Aspectos necesarios para realizar el estudio de cortocircuito

Para realizar el estudio de corrientes de cortocircuito, debe contarse con lo siguiente:

- Un diagrama unifilar.

- Un detalle de los elementos del circuito y de las máquinas que lo componen, incluyendo sus características de operación.

- Información relativa al sistema eléctrico de la empresa distribuidora que suministrará el servicio, tanto en lo concerniente a su capacidad de cortocircuito, como a las impedancias necesarias para definir su circuito equivalente.

- Si se cuenta únicamente con información relativa a la capacidad de cortocircuito, puede obtenerse la impedancia de secuencia positiva de la siguiente ecuación:

$$Z_1 = CC_{TF} \ / \ 3\, V_{FT}$$

Y la impedancia de secuencia cero puede también calcularse con base en:

$$Zo = \frac{9(V_{FT})^2}{CC_{FT}} - Z_1 - Z_2$$

donde :

Zo = impedancia de secuencia cero.
Z_1 = impedancia de secuencia positiva.
Z_2 = impedancia de secuencia negativa
V_{FT} = voltaje de fase a tierra.
CC_{FT} = capacidad de cortocircuito de fase a tierra.
CC_{TF} = capacidad de cortocircuito trifásico.

II.3.3. - Aplicaciones del estudio de cortocircuito

En general, el estudio de cortocircuito aporta información para:

- Determinar las características interruptivas de los equipos de desconexión como son: disyuntores, fusibles, disyuntores de recierre automático (recloser), etc.

- Seleccionar y coordinar los dispositivos de protección contra corrientes de cortocircuito.

II.4. - Comportamiento de un transformador bajo carga

La temperatura del ambiente donde se encuentran ubicados los transformadores debe ser lo más normal posible; los estándares modernos para los transformadores ventilados son el de diseñarlos para que den su capacidad nominal en lugares donde la temperatura máxima del aire sea de 40 °C, y que el promedio de la temperatura ambiente por un período de 24 horas no exceda los 30 °C. En sitios con temperaturas ambiente mayores o menores la capacidad del transformador, puede ser ajustada con base en las siguientes relaciones practicas:

- Por cada grado centígrado arriba de 30 °C, la carga máxima en el transformador debe ser reducida en un 1 % de su capacidad nominal en kVA.

- Por cada grado centígrado debajo de 30 °C, la carga máxima del transformador puede ser incrementada en 0.67 % de su capacidad nominal en kVA.

Dependiendo del tipo de aislamiento usado, la vida del aislamiento del transformador puede ser reducida aproximadamente en un 50 % por cada 10 °C, que la temperatura ambiente exceda al valor nominal definido o duplicada por cada 10 °C debajo de la temperatura normal de operación.

Estas estimaciones asumen una operación continua del equipo a plena carga. Con los aislamientos modernos, es regla aplicable para temperaturas debajo de la temperatura normal de operación y arriba de la misma.

El análisis de manera más precisa sobre el comportamiento de un transformador de distribución bajo carga, al aumentársele la temperatura ambiente, o sometérsele a una

sobrecarga temporal, se simuló mediante el programa de cómputo que se elaboró para este propósito. (Ver Apéndice No.2).

II.4.1. - Programa para simular el comportamiento de un transformador bajo condiciones de sobrecarga

Este programa, a partir de una condición de operación donde se conoce a qué porcentaje de carga se encuentra operando el transformador y su temperatura, calcula la temperatura que alcanza el aceite y los devanados del transformador como resultado de una sobrecarga. Con base en estos valores, el programa estima cuál es el porcentaje de pérdida en la vida útil del transformador, producto de la sobrecarga que le ha sido aplicada al transformador durante cierto tiempo.

Este programa se ejecuta en tres etapas tal como se detalla a continuación:

- Comportamiento del transformador bajo condiciones normales de funcionamiento.
- Comportamiento del transformador durante el período de tiempo que opera con sobrecarga.
- Comportamiento del transformador durante el período posterior a la sobrecarga.

En la primera etapa, se calcula el aumento inicial de la temperatura del aceite y los devanados del transformador sobre la temperatura ambiente.

En la segunda y tercera etapas, se estiman los valores máximos de temperatura que alcanzan el aceite y los devanados del transformador; en el caso del aceite, ésta es calculada sobre la temperatura ambiente, y en el caso de los devanados es calculada sobre la temperatura del aceite.

Una vez que se tienen los valores de temperatura para cada una de las etapas, se procede a realizar el cálculo del porcentaje de pérdida de vida del transformador durante cada una de ellas, mediante un proceso de integración que es función del tiempo de sobrecarga del transformador.

En el apéndice No.1, se presentan con mayor detalle los conceptos teóricos en que se fundamenta el programa.

Mediante este análisis, fue posible comprobar lo crítico que es el aumento de temperatura para un transformador, ya que si se le aplica sobrecarga durante un período de tiempo determinado, su vida útil puede verse sensiblemente disminuida, sobre todo si la temperatura ambiente donde se encuentra instalado no es la adecuada como resultado de una insuficiente ventilación.

II.5. - Escogencia de la capacidad del banco de transformadores

El ciclo de carga de los transformadores se comporta la mayor parte del tiempo como una carga relativamente baja durante las 24 horas del día, excepto en las horas pico donde se presenta una cresta que se prolonga por minutos u horas.

Si las condiciones son las antes indicadas, los transformadores pueden llevar cargas superiores a la nominal durante estas crestas, siempre y cuando se tenga una ventilación adecuada.

La condición anterior es permitida, ya que los transformadores experimentan un incremento en la temperatura interna relativamente lento por las propiedades térmicas de sus componentes.

De acuerdo con lo descrito anteriormente, el ciclo de carga diario se puede representar como se muestra en la figura No. II-2

En realidad, el ciclo de carga no es simplemente rectangular, sino que fluctúa como se indica en la figura No. II-3.

Las cargas promedio, son las lecturas tomadas a intervalos de una hora durante el período de 12 horas, antes de la carga cresta o pico.

En la curva de la figura No. II-3, el calor del 70 % es sobre la capacidad nominal del transformador.

El ciclo de carga de un transformador se puede convertir en un ciclo térmico equivalente, éste procedimiento se realiza en dos pasos:

Carga inicial :

Con la siguiente fórmula se obtiene una aproximación de carga inicial equivalente (CIE)

$$CIE = 0.29\ (L_1^2 + L_2^2 + L_3^2 + \ldots\ldots + L_n^2)^{1/2}$$

Donde:

$L_1, L_2, L_3, \ldots\ldots$etc., es la carga promedio.

Carga Cresta Equivalente (CCE) :

$$CCE = ((L_1^2 * t_1 + L_2^2 * t_2 + \ldots\ldots\ldots + L_n^2 * t_n) / (t_1 + t_2 + \ldots\ldots + t_n))^{1/2}$$

Donde:

$L_1, L_2, \ldots\ldots L_n$ = distintas cargas en porciento por unidad o valores reales de la potencia aparente o de la corriente.

$t_1, t_2, \ldots\ldots\ldots t_n$ = intervalo de duración de estas cargas.

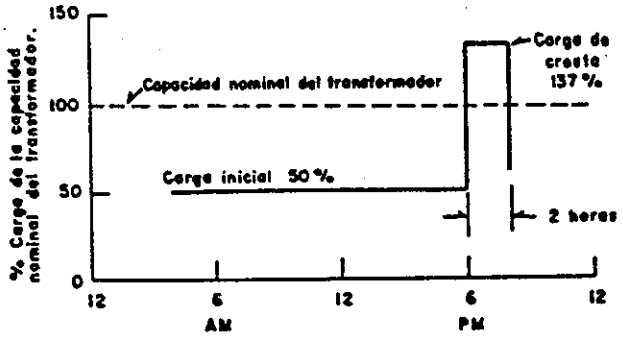


Fig. No. II-2

CICLO DE CARGA DIARIO

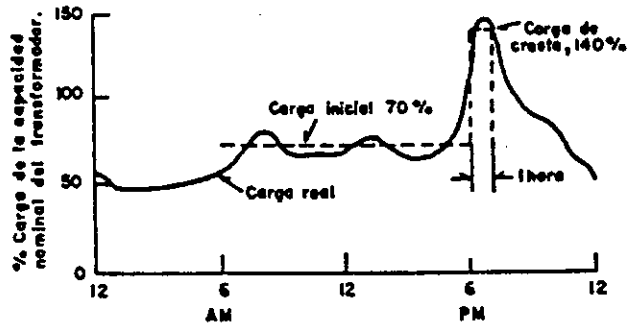


Fig. No. II-3

CICLO DE CARGA REAL

Como se observa, el ciclo de carga de un transformador se puede convertir en un ciclo térmico equivalente; este análisis se realiza con las fórmulas anteriormente indicadas y ayuda a determinar la capacidad adecuada del banco de transformadores, tomando como punto más crítico para este análisis, el porcentaje de pérdida de vida del transformador.

Las diferentes compañías que se dedican a la fabricación de transformadores, estiman una vida útil de 20 años a sus equipos. Para determinar el porcentaje que representa un día en la vida útil se realizó la siguiente operación :

20 años = 7,300 días = 100 % ; entonces : 1 día = 100 / 7,300 = **0.0137 %**

Con lo que establecemos que el porcentaje diario de vida útil de un transformador es de 0.0137 %.

Para establecer la capacidad del banco de transformación, bajo ciertas condiciones de operación, el cálculo se debe realizar de acuerdo con la secuencia descrita a continuación:

1.- Conocer la información de la tabla No.II-1.

2.- Escoger una primera capacidad del banco de transformadores.

3.- Verificar si el porcentaje de pérdida de vida (PPV) del banco, bajo las condiciones de operación de la tabla No.II-1 es menor a 0.0137 %.

4.- Si el intervalo del porcentaje de pérdida de vida es menor o igual a 0.0137 %, se concluye que la capacidad del banco es el adecuado, y si por el contrario el valor de PPV está muy por debajo del valor establecido, se puede recalcular la cápacidad del mismo, disminuyendo ésta, y se hace una nueva corrida del programa, hasta que el valor del porcentaje de pérdida de vida (PPV) sea muy similar o igual al permitido.

5.- Si el valor del porcentaje de pérdida de vida es mayor que 0.0137 %, se debe proceder a escoger un nuevo banco con una capacidad mayor al preestablecido, y así lograr que este valor sea igual o menor que 0.0137 %.

TABLA No. II-1

INFORMACIÓN BÁSICA PARA LA ESCOGENCIA DE UN BANCO DE TRANSFORMADORES

No.	DATOS BÁSICOS			
1	CAPACIDAD DEL BANCO:			
2	VOLTAJE PRIMARIO:		CONEXIÓN:	
3	VOLTAJE SECUNDARIO:		CONEXIÓN:	
4	DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE (k):			% CARGA NOM.
5	DEMANDA PROMEDIO FUERA DE PICO:			% CARGA NOM.
6	DURACIÓN DE LA SOBRECARGA:			
7	TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO + 5°C:			
8	VENTILACIÓN NATURAL:		FORZADA:	
9	DIFERENCIA DE ALTURA ENTRADA Y SALIDA DE AIRE:			
10	RELACIÓN DE PÉRDIDA DEL TRANSFORMADOR:			

II.6. - Disposición de equipos en la subestación

Los bancos de transformación pueden situarse en los edificios (en bóvedas para transformadores) o al aire libre (en postes o en "recintos protegidos" a la intemperie); la elección de uno u otro tipo de instalación depende del costo, tamaño y seguridad requerida para los equipos y personas en sus proximidades. Por ejemplo, muchos bancos de transformadores de pequeña y mediana potencia, son instalados al aire libre en un poste o en un marco de dos postes de la red de distribución; la seguridad de los equipos y de las personas no obliga a su ubicación en el interior de un edificio; sin embargo, esto no impide que por condiciones de la red de distribución o por condiciones del área geográfica donde se encuentre ubicado el edificio, los transformadores sean instalados en el interior del mismo.

Para evitar sobrecargas mecánicas perjudiciales en los postes que soportan las líneas de distribución, es costumbre limitar el tamaño de los bancos de transformadores en postes a potencias no mayores de 3 x 75 kVA. Los bancos de tamaños superiores se instalan en "recintos protegidos" para transformadores a la intemperie (figura II-4) o en bóvedas en edificios (figura II-5) construidas expresamente para este propósito y situadas fuera del área del edificio o en otros casos formando un solo cuerpo con el mismo. La selección de la mejor alternativa va íntimamente relacionada con los requerimientos arquitectónicos y de seguridad que requiera el edificio.

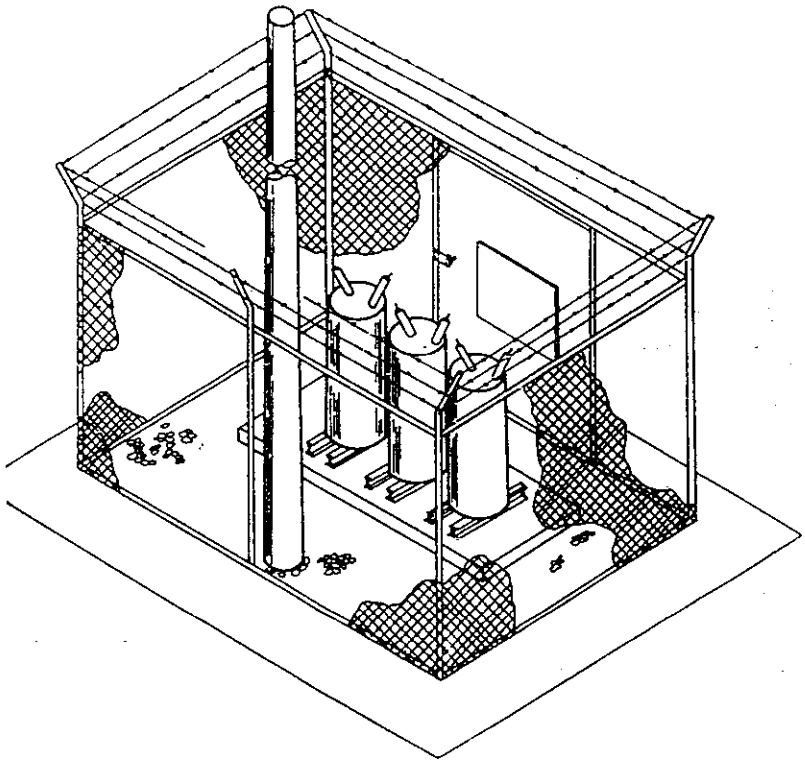


Fig. No. II-4

RECINTO PARA TRANSFORMADORES A LA INTEMPERIE

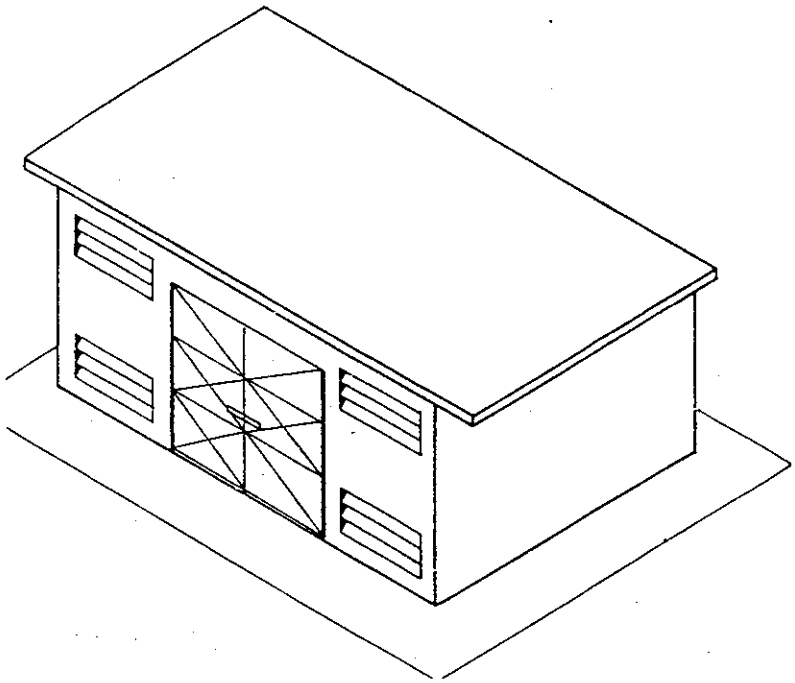


Fig. No. II-5

BÓVEDA PARA TRANSFORMADORES

Cuando se trata de bancos de transformadores mayores a 1000 kVA, su apreciable volumen al igual que el de los equipos de protección y desconexión correspondientes, establecen requerimientos amplios de espacio que, por lo tanto, hacen más económica la alternativa de "recintos protegidos" a la intemperie.

Claro está que en este caso los dispositivos eléctricos han de estar especialmente construidos para su montaje a la intemperie, por lo que tendrán un mayor costo que los aparatos para montaje interior, pero esta diferencia de precio se compensa con el ahorro alcanzado al evitar la construcción de una bóveda.

El diseño de la subestación debe contemplar no sólo los requisitos mínimos en cuanto a libranzas entre partes energizadas y tierra, sino la necesidad de espacio para operación y mantenimiento de los equipos, inclusive su expedita sustitución o reemplazo por otros de características similares.

Cierto es que por razones de costo, debe hacerse un aprovechamiento óptimo del espacio dedicado a la subestación, pero aun más cierto resulta el hecho de que toda ampliación no prevista en el diseño original, provocará gastos sensiblemente mayores que los que se hubieran requerido al inicio de la obra.

También, al definir la ubicación de los equipos y analizar las necesidades de espacio, deben tenerse en consideración posibles expansiones de la instalación, previendo suficiente espacio para tales fines.

En la Tabla No.II-2, se presentan las libranzas mínimas entre las partes vivas, para diferentes voltajes de operación, donde por ejemplo, los claros mínimos de trabajo para un voltaje de 34.5 kV., son 25 cm. entre fase y neutro y 37.5 cm. entre fase y fase, para un Nivel Básico de Impulso de 150 kV., sin que esto implique que no se pueda requerir mayor espacio del indicado.

Los valores dados son los correspondientes a la mínima separación entre partes rígidas y conductores desnudos en condiciones favorables de servicio.

Conviene tener presente la norma sugerida por la firma Brown Boveri que dice:

- La distancia mínima entre fase y fase debe ser 10 cm mas 1 cm por kV, o fracción de kV de la tensión de servicio.

- La distancia mínima entre fase y tierra debe ser 8 cm. mas 0.6 cm. por kV, o fracción de kV de la tensión de servicio.

Es interesante observar la gran similitud que guardan ambas normas, cuando se refiere al Nivel Básico de Impulso exterior, a pesar de tener orígenes muy distintos.

Por lo anteriormente expuesto, es evidente que el dimensionamiento de las bóvedas para transformadores obedece a lo criterios antes mencionados, aplicados de acuerdo con el tamaño propio de los transformadores y demás equipos complementarios.

TABLA No. II-2

SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE PARTES ACTIVAS

TENSIÓN NOMINAL DEL CIRCUITO kV	NIVEL BÁSICO IMPULSO (N.B.I.) kV		SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE PARTES ACTIVAS EN CENTÍMETROS			
			FASE Y FASE		FASE Y TIERRA	
	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior
2.40 - 4.16	60	95	11.25	17.50	7.50	15.00
7.20	75	95	13.75	17.50	10.00	15.00
13.80	95	110	18.75	30.00	16.30	17.50
14.40	110	110	22.50	30.00	16.30	17.50
23.00	125	150	26.25	37.50	18.80	15.00
34.50	150	150	31.25	37.50	23.80	25.00
	200	200	45.00	45.00	32.50	32.50
46.00		200		45.00		32.50
		200		52.50		42.50

*** Fuente: libro "Subestaciones Eléctricas"**

II.7. - Requerimientos de ventilación

El aire de las bóvedas donde se encuentran los transformadores debe ser renovado continuamente, puesto que por convección los transformadores transmiten a su ambiente exterior el calor generado en su interior. El calor transmitido es función de la diferencia entre la temperatura del transformador y la del ambiente; cuanto mayor sea la del ambiente, menor será el calor que podrá liberar el transformador. De ocurrir tal situación, incrementará la temperatura del mismo, pudiendo alcanzar niveles incompatibles con su buen funcionamiento.

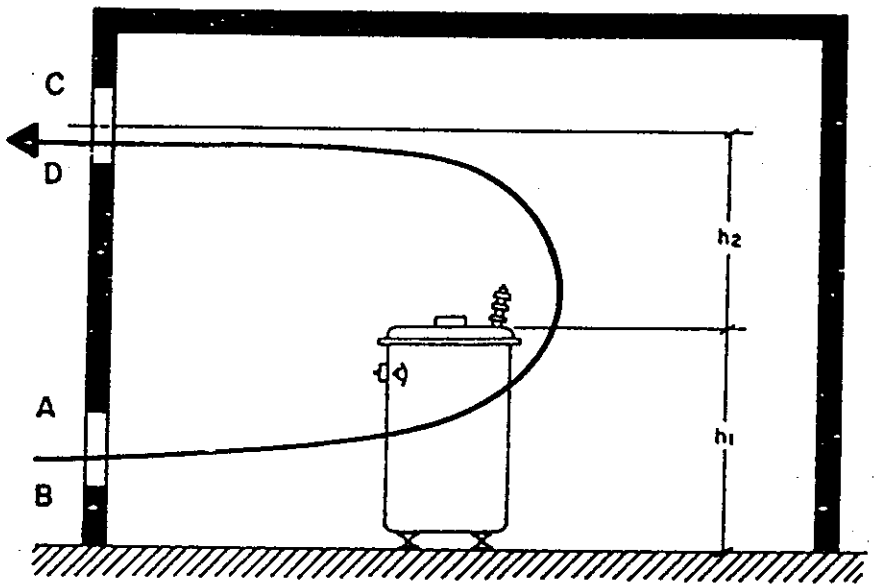


Fig. No. II-6

CIRCULACIÓN DEL AIRE EN UNA BÓVEDA PARA TRANSFORMADORES

Es preciso, por lo tanto, renovar el aire de las bóvedas, haciendo que éste circule en la cantidad necesaria para evacuar el calor producido.

II.7.1. - Cantidad de aire necesario para la evacuación del calor

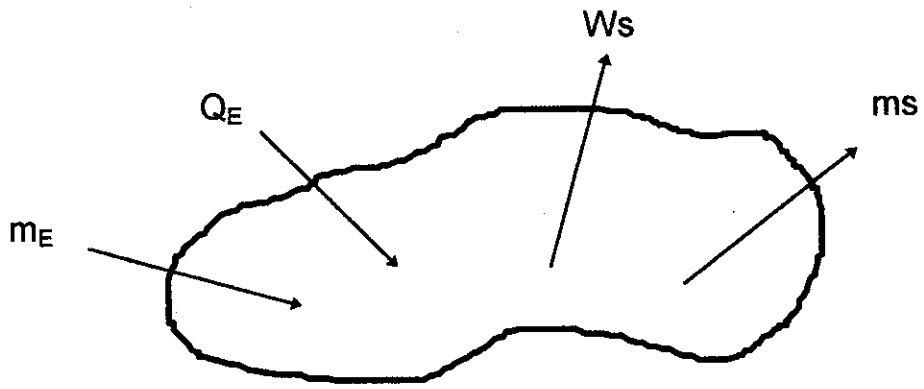
La temperatura alcanzada por el aíre en el ambiente interno de las bóvedas hace que disminuya su densidad, y por lo tanto, sea forzado hacia arriba por la presión del aire exterior que tiene mayor peso, y dar origen a una fuerza ascendente que pone en movimiento la masa gaseosa del ambiente de la bóveda, como ocurre en las chimeneas.

La figura No. II-6. ilustra la circulación del aire; éste penetra por la entrada inferior AB y se calienta al hacer contacto con el tanque de los transformadores, que se halla a mayor temperatura. En virtud de la fuerza ascendente producida por el calentamiento, la masa gaseosa se eleva en la bóveda para escapar por la salida superior CD.

La eficiencia de la ventilación mejora conforme se incrementa la diferencia en altura entre el punto medio del transformador y el de la salida del aire. (Ver figura II-6)

El volumen del aire necesario para evacuar el calor producido por el transformador depende de la cantidad de calorías producidas en éste, y de las temperaturas de entrada y salida del aire. Será necesario, por consiguiente, determinar la cantidad de aire que deberá ser renovado en el tiempo en el que se producen las referidas calorías. El volumen de aire que circula por el interior de la bóveda va aumentando desde la entrada hasta la salida, pues al aumentar su temperatura disminuye su densidad volumétrica.

Semejando una bóveda a un volumen de control, tenemos que la ecuación que describe el comportamiento del mismo es la siguiente:



$$Q_E - Ws = dEv/dt + dE_E/dt + dEs/dt + dW\ flujo$$

siendo $E_E = e_E \times m_E$; $dE_E/dt = e_E \times dm_E/dt$

$Es = es \times ms$; $dEs/dt = es \times dms/dt$

Donde :

Q_E = Calor que entra al sistema
Ws = Trabajo que sale del sistema
Ev = Energía del volumen de control
E_E = Energía que entra al volumen
Es = Energía que sale del volumen
m_E = Masa que entra al volumen
ms = Masa que sale del volumen

Además, se tiene que el trabajo realizado para movilizar la masa de aire es:

$W\ flujo_E = -P_E \times V_E \times m_E$
$W\ flujo\ s = +Ps \times Vs \times ms$
$Q_E - Ws + (p_E \times V_E + e_E) \times m_E - (Ps \times Vs + es) \times ms = dEv/dt$

Donde :

V_E = volumen por unidad de masa que entra al volumen de control
P_E = presión sobre el volumen de control a la entrada.
Ps = presión sobre el volumen de control a la salida.
Vs = volumen por unidad de masa que sale del volumen de control.

Además, para condiciones estables se tiene :

$dEv/dt = 0$ y $m_E = ms = m$

Siendo :
$e = u + V^2/2gc + Zg/gc$

donde : u es la energía interna

$QE - Ws + (u + p \times v + v^2/2gc + Zg/gc)E \times m - (u + p \times v + V^2/2gc + Zg/gc)s \times m = 0$

Para $Ws = 0$

$Q_E/m = (hs - h_E) + (Vs^2 - V_E^2)/2gc \times (g/gc) \times (zs - z_E)$

Donde :

h = entalpía = u + pv
Zs = Altura de salida del aire
Z_E = Altura de entrada del aire
V = Velocidad del aire
gc = 1 Kg-m/ (seg^2 x N)
g = 9, 81 m/seg^2

Conociendo las áreas de entrada y salida, lo mismo que las temperaturas de entrada y salida, tenemos que :

$m_E = D_E \times A \times V_E = p \times M \times A_E \times V_E / (R \times T_E)$

$ms = p \times M \times As \times Vs / (R \times Ts)$ **II.7.1-a**

Como $m_E = ms$

Se tiene : $(A_E \times V_E) / T_E = (As \times Vs) / Ts$

$VE = (As \times Vs) / Ts \times T_E / A_E$

$Q_E = n \times \{(hs - h_E) + (Vs^2 / 2gc) \times (1-(As \times T_E)^2 / (A_E \times Ts)^2] + (g/gc) \times (Zs - Z_E)\}$

donde :

$m \times (hs - h_E) = Ds \times As \times Vs \times Cp \times Ts - D_E \times A_E \times V_E \times Cp \times T_E$

$= p \times M \times Cp/R (As \times Vs - A_E \times V_E)$

$= p \times M \times Cp \times As \times Vs/R \times [1-(A_E \times V_E)/(As \times Vs)]$

Como $Ds = p \times M/R \times Ts$

Por lo tanto, tenemos que :

$Q_E = ((p \times M \times As \times Vs)/ R)(Cp \times (1-T_E/Ts) + (Vs^2 / (2gc \times Ts)) \times (1-(As \times T_E)^2 / (A_E \times Ts)^2) + g/(gc \times Ts) \times (Zs-Z_E))$ **II.7.1.b**

Como esta expresión involucra dos variables, se debe encontrar una relación adicional entre la diferencia de temperatura y la diferencia de altura.

El requerimiento de aire, para remover una determinada cantidad de calor a través de un gradiente de temperatura **dT**, es dado por la ley de los gases ideales.

$M/Q = 1/(Cp \times dT)$ o en términos de volumen

$DV/Q = 1/(Cp \times dT)$

$V/Q = 1/(D \times Cp \times dT) = [m^3 / julio]$

Recordando que :

$pV = m \times R \times T/M$

$D = p \times M/(R \times T)$

La presión ejercida por una columna de aire es dada por :

$p = (D \times A \times h \times g)/A$

$= D \times g \times h$

Esto es el peso de una columna de aire, **h** metros de alto y con densidad **D**.

Cuando se presenta un gradiente de temperatura en la columna de aire, surge una diferencia de densidades que origina un flujo ascendente, provocado por la diferencia de presiones :

$dp = D_E \times g \times h - Ds \times g \times h = Do \times g \times dh$

$= p \times M \times g \times h/(R \times T_E) - p \times M \times g \times h/(R \times Ts) = p \times M \times g \times dh/(R \times To)$

Por lo tanto :

$dh/To = h/T_E - h/Ts$, o bien :

$$dh = h/(T_E/To) - h/(Ts/To) \qquad \text{II.7.1-c}$$

Obsérvese que **dh** corresponde a la diferencia de presión, producto del gradiente en temperatura que se presenta entre 2 puntos, separados verticalmente por la distancia "h", normalizada a la temperatura de To.

T_E = Temperatura entrada
Ts = Temperatura salida
To = Temperatura de referencia, 273 °K

Dado que el aire debe vencer la caída de presión al pasar por varias obstrucciones tales como rejillas de entrada y salida, ductos, etc., se debe buscar contar con una mayor área de paso.

Recordando que el factor de fricción está definido por :

$f_D = dp / (D \times V^2 / (2gc))$ de donde

$d_p = f_D \times D \times V^2 / 2gc$ que normalizado a la temperatura To corresponde a:

$dp = Do \times g \times d_{hp}$ por lo cual

$d_{hp} = (f_D \times V^2) / (2g \times gc \times T/To)$

Donde :
f_D = Factor de fricción
To = Temperatura para normalizar dh = 273 °K
V = Velocidad del aire en el punto de interés

Por tanto, la solución del problema se obtiene al lograr que las caídas de presión que experimenta el aire en su recorrido por la bóveda son calculados mediante la siguiente expresión :

$$dh = ((V^2 \times To) / (2g \times gc \times T)) (1 + f_D) \qquad \text{II.7.1- d}$$

Resultan iguales o menores a la presión originada por el gradiente de temperatura dentro de la bóveda, calculada mediante la ecuación II.7.1.-c

Como se ha podido observar, este procedimiento es laborioso, por tanto, con base en la experiencia ha tomado fuerza un método aproximado, el cual se describe a continuación:

La generación de calor en la bóveda mostrada en la figura II-7 puede estimarse con base en las pérdidas del transformador.

$$Qg = Po + 1.2 \times P_{k\,75} \times (S_{AF} / S_{AN})^2 \qquad \text{II.7.1.-e}$$

NOMENCLATURA

Q_V = PÉRDIDAS DISIPADAS EN FORMA DE CALOR (KW).

P_V = PÉRDIDA DEL TRANSFORMADOR (KW).

$A_{1,2}$ = SECCIÓN TRANSVERSAL DE LAS VENTANAS DE ENTRADA Y SALIDA DEL AIRE. (m^2)

$d\Theta$ = AUMENTO DE LA TEMPERATURA DEL AIRE EN °K, DONDE $d\Theta = \Theta_2 - \Theta_1$.

H = ALTURA PARA PROPÓSITOS TÉRMICOS (m.).

$V_{1,2}$ = VELOCIDAD DEL AIRE EN m/seg. A LA ENTRADA Y SALIDA.

V_L = FLUJO DEL AIRE EN m^3/seg., m^3/h.

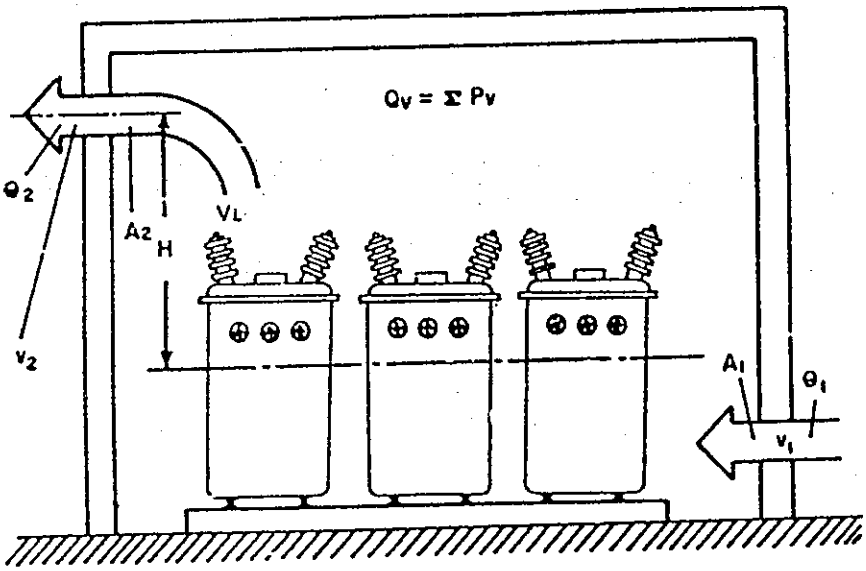


Fig. No. II-7

CALORES PRESENTES Y DISIPADOS EN UNA BÓVEDA DE TRANSFORMADORES

Donde :

Po = pérdidas del transformador sin carga
P_{k75} = pérdidas del devanado del transformador a 75°C
S_{AN} = Potencia nominal con enfriamiento tipo AN
S_{AF} = Potencia nominal con enfriamiento tipo AF

El calor Qg es disipado como se detalla a continuación :

Q1 = Por circulación natural del aire.
Q2 = A través de las paredes y cielos.
Q3 = Por circulación de aire forzado.

Donde :

$$Qg = Q1 + Q2 + Q3 \qquad \text{II.7.1.-f}$$

El calor disipado por circulación natural se calcula con la fórmula:

$$Q1 = 0.0980 \times A_{1.2} \times (H \times d\theta^3)^{1/2}$$

Donde :

$A_{1.2}$ = Áreas de entrada y salida de la bóveda.
H = Diferencia de altura entre el punto medio del transformador y la salida del aire.
$d\theta$ = Diferencia de temperatura del aire entre su punto de entrada y salida.

El nomograma de la figura II-8 está basado en esta fórmula y permite el cálculo de las áreas de ventilación, la diferencia en altura, o el incremento en temperatura, según sea el caso.

II.7.2. - Reforzamiento de la ventilación natural

En aquellos casos donde la ventilación natural no es suficiente, se requiere de ventilación forzada para disipar el calor generado por los equipos ubicados en la subestación. Para ello, se deben instalar ventiladores o extractores, debidamente dimensionados, tomando en cuenta el volumen de aire requerido, la presión estática, etc.

Para dimensionar el ventilador o el extractor, se procede de la siguiente manera :

Cálculo de la potencia requerida por el ventilador o extractor en kW.

$$Pw = (Pt \times V_1 / \eta \times 3.6 \times 10^6) \quad [kW]$$

Donde :

$Pt = P + Pd$

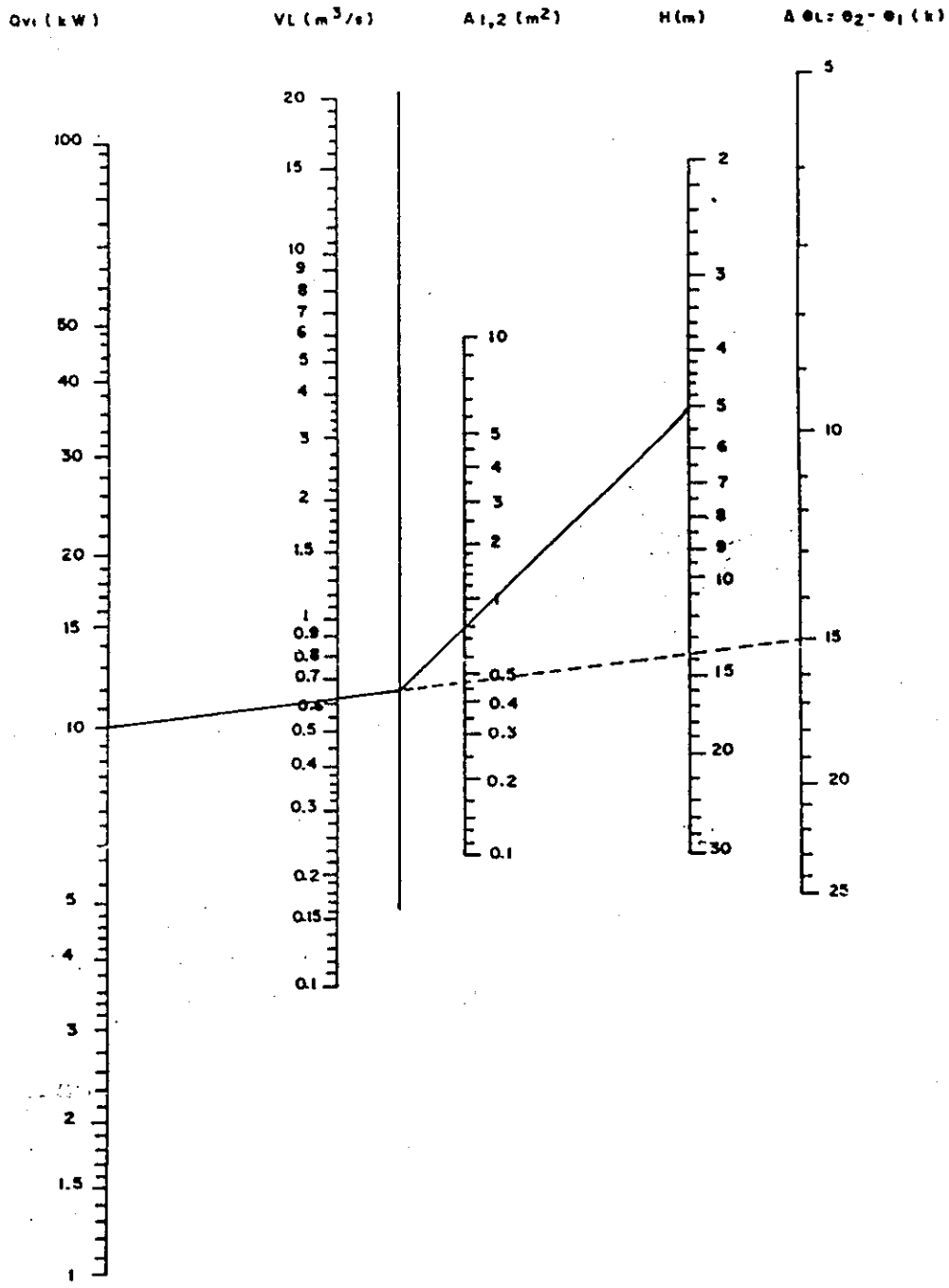


Fig. No. II-8

NOMOGRAMA PARA VENTILACIÓN NATURAL DE LA BÓVEDA

Y además :

P = Presión estática en N/m^2
Pd = Presión dinámica en N/m^2
V_1 = Cantidad de aire en m^3/H.
η = Eficiencia del ventilador (sin pérdidas del motor), normalmente de 0.7 a 0.9

La presión estática comprende las pérdidas por fricción producida en los ductos, curvas, celosías, rejillas, derivaciones, etc.; en la tabla No. II-3, se dan valores para cada una de las situaciones antes mencionadas.

También en el nomograma de la figura II-8 se pueden obtener los valores de P, para diferentes condiciones de trabajo.

Tabla No. II-3	
Valores para pérdidas de presión	
Celosías montadas en la pared	aprox. 40 - 70 N/m^2
Celosías solas.....	aprox. 10 - 50 N/m^2
Rejillas.....	aprox. 10 - 20 N/m^2
Silenciadores.....	aprox. 50 - 100 N/m^2

La presión dinámica Pd se calcula por medio de la siguiente fórmula :

$$Pd = 0.61 \times Vk^2 \qquad [N/m^2]$$

Donde :

$$Vk = (V_1 / 3600 \times Ak) \quad [m/seg].$$

Aquí V_1 está dado en m^3/h. y Ak en m^2 y representan la sección transversal del ducto.

Ya que en la fórmula para calcular la potencia requerida por el ventilador, se tiene que conocer el volumen del aire, el mismo se puede calcular por medio de la siguiente expresión :

$$V_1 = Qg / (D \times Cp \times dT)$$
$$V_1 = 849 \times Qg / (CP (ti - to)) \qquad [m^3/seg].$$

Donde :

Qg = Potencia nominal, en kW.
Cp = Calor específico del aire = 1000 julio/Kg °K
ti = Máxima temperatura admisible en la bóveda en °C
to = Temperatura del aire a la entrada en °C

Cálculo de la presión estática

La presión estática debe ser calculada para una de las secciones del sistema y posteriormente sumadas, así tenemos que las pérdidas por presión estática se pueden resumir en :

- Pérdidas a lo largo de la sección recta del ducto
- Pérdidas debidas a la curva del ducto
- Pérdidas en las celosías a la salida del ducto
- Pérdidas en las parrillas, tanto a la entrada como a la salida del ducto.

Con base en el nomograma de la figura II-9 y a la Tabla No.II-3, se pueden determinar las pérdidas originadas por la presión estática.

II.8. - Requerimientos de seguridad

La seguridad de la vida, y la conservación de la propiedad son dos de los factores más importantes al diseñar un sistema eléctrico.

Esto es especialmente cierto en edificios comerciales, industriales y públicos, ya que presentan una alta densidad de ocupación. En los edificios comerciales y públicos, los sistemas eléctricos generalmente son atendidos por personal de escasa capacitación y por lo tanto deben tomarse todas las medidas preventivas aconsejables.

Precisamente por las razones anteriores, existe una serie de códigos y reglamentaciones que establecen los requerimientos mínimos para resguardar la vida y la propiedad; sin embargo, depende del criterio del ingeniero el diseñar bajo estos factores mínimos o incrementarlos, siempre teniendo en cuenta los criterios de utilización y economía.

La seguridad personal se puede clasificar en dos: primero la seguridad del personal de operación y mantenimiento, y segundo, la seguridad del público en general.

La seguridad de ambos puede complementarse a través de un diseño adecuado, con enclavamientos, selección de fusibles adecuados, amplia separación entre equipos, etc.; la seguridad del público en general se puede dar evitando que los equipos estén al contacto casual, usando cuartos con llave, con equipos puestos a tierra, colocando barreras, rótulos, etc. En resumen, no debe escatimarse esfuerzo alguno, cuando está de por medio la seguridad de las personas.

Otro aspecto importante, ligado a la seguridad, se relaciona con los accesos a los edificios y con las cargas del diseño mismo.

En este sentido, la mayoría de los ingenieros son conocedores de la necesidad de verificar la capacidad de carga de las estructuras o el tamaño de las puertas de acceso a los edificios o industrias, y cuando las mismas no sean las adecuadas, deben realizarse los cambios necesarios, a fin de que se puedan introducir al edificio los equipos que se van a requerir, lo mismo que retirar aquellos que se reemplazarán, y evitar así la situación muy frecuente de tener que perforar paredes, romper ventanas, etc.

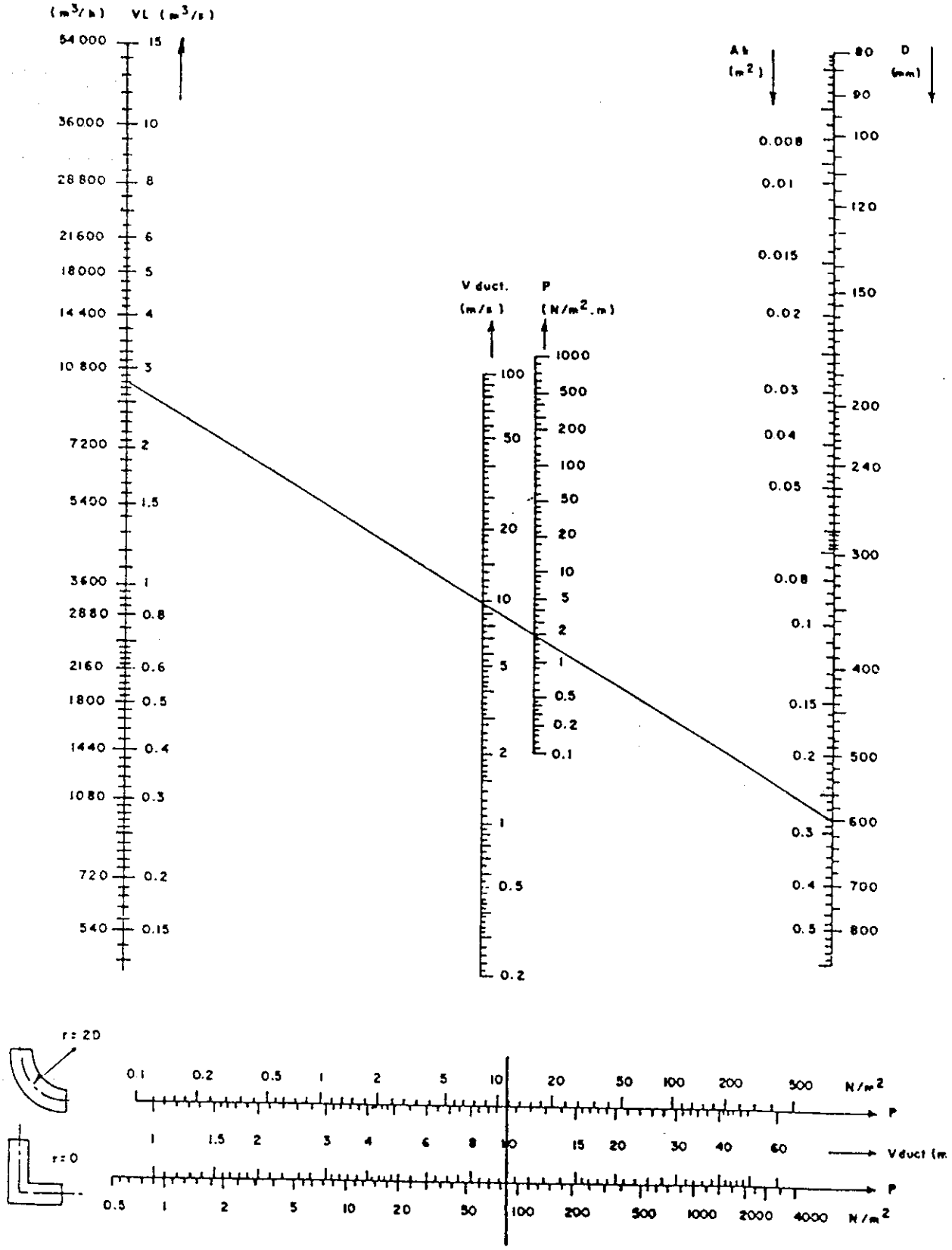


Fig. No. II-9

NOMOGRAMA PARA DETERMINAR LA CAÍDA DE PRESIÓN EN LOS DUCTOS DE VENTILACIÓN

Cuando se utilizan bóvedas, el mantenimiento de líneas primarias y transformadores es realizado generalmente por la empresa distribuidora, ya que es la que cuenta con el equipo y el personal idóneo.

Acometida y servicios conexos

Desde el punto de vista de seguridad, la acometida es generalmente instalada y mantenida por la empresa distribuidora. Lo anterior es de particular interés cuando se está trabajando a mediana y alta tensión, donde se requiere personal especializado para instalar y mantener los equipos, el cual por lo general no forma parte del personal del usuario.

Acometida subterránea

Cuando por dificultades técnicas o aspectos estéticos no se puede realizar una acometida aérea, es necesario utilizar las acometidas subterráneas; este tipo de acometida está relativamente libre de los daños que puede sufrir la acometida aérea, sin embargo en caso de falla, el tiempo y el costo para realizar la reparación es considerablemente mayor.

Los sistemas subterráneos casi siempre tienen un costo substancialmente mayor comparado con el aéreo; sin embargo, las consideraciones de seguridad, estética, códigos locales y otros aspectos obligan a utilizar el sistema subterráneo en muchos lugares.

Cuando la acometida pasa a través del edificio, debe protegerse en tubos de acero recubiertos a su vez con una capa de concreto de 5 cm. de espesor, con el fin de aislar en lo posible el fuego, dar una mayor seguridad a la gente, etc.

Por tanto, las líneas de entrada a la edificación deben cumplir o sobrepasar lo establecido por la empresa distribuidora, tomándose en cuenta que los indicados son los requerimiento mínimos, y que no pretende cubrir todos los criterios de diseño recomendados.

También la acometida debe ser trazada de manera que no pase cerca de ambientes con altas temperaturas, por ejemplo: líneas de vapor, calderas, etc., lo mismo que lugares con materiales corrosivos o ácidos que puedan afectar o degradar el aislamiento del conductor.

Se requiere además la construcción de cajas de registro, para facilitar la colocación y mantenimiento de los cables, un ducto de reserva debe dejarse previsto para aquellos casos de emergencia o falla que impidan remover el cable dañado de su ducto para sustituirlo por otro.

Acometida aérea

A la hora de planear la acometida aérea, es importante seleccionar la ruta de manera, tal que se eviten conflictos de separación con estructuras existentes, ya sean aéreas o subterráneas.

Los postes ubicados en áreas de circulación de vehículos u otro tipo de maquinaria deben protegerse con alguna barrera para evitar accidentes. Donde las líneas aéreas pasan cerca de edificios, deben respetarse los claros mínimos necesarios para prevenir el contacto accidental de los ocupantes, de los encargados de mantenimiento y de los bomberos.

Cuando el servicio es aéreo, se deben respetar los claros mínimos establecidos en las tablas No.II-4 y No.II-5.

TABLA No. II-4

LIBRANZAS MÍNIMAS VERTICALES PARA LÍNEAS DE SUMINISTRO, DESDE EL PISO

Tipo de Ambiente	Soportes	Separación entre postes 76 m. o menos
Calles públicas en zonas urbanas o rurales	Cables de anclaje	5.50 m.
	0 - 750 V.	5.50 m.
	Cables autosoportados o con mensajero con el neutro a tierra	5.50 m.
	0.750 - 15.0 kV.	6.10 m.
	23.0 kV.	6.70 m.
	34.5 kV.	6.70 m.
Espacios o vías accesibles sólo a peatones	Cables de anclaje	2.45 m.
	0 - 150 V.	3.00 m.
	150 - 300 V. para servir de tierra	3.65 m.
	0 - 750 V. cables autosoportados o con mensajero con el neutro de los conductores a tierra	4.60 m.
	0.750 - 15 kV.	4.60 m.
	23.0 kV.	5.20 m.
	34.5 kV.	5.20 m.

*Fuente: "IEEE Recom. practice for Power System Analysis."

TABLA No. II-5

LIBRANZAS ENTRE CONDUCTORES Y EDIFICIOS

Voltaje de suministro entre conductores	Separación entre postes		
	Disposición	menos de 45 m.	de 45 a 76 m.
380 - 8700 V.	Horizontal	0.90 m.	1.20 m.
	Vertical	2.50 m.	2.75 m.
8700 - 15000 V.	Horizontal	2.50 m.	2.75 m.
	Vertical	2.50 m.	2.75 m.
15000 - 50000 V.	Horizontal	3.05 m.	3.35 m.
	Vertical	3.05 m.	3.35 m.

*Fuente: "IEEE Recom. practice for Power System Analysis."

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CAPITULO III

Análisis de normas y especificaciones técnicas

III.1. - Revisión de normas y especificaciones que se aplican en otros países

A continuación, se describirán diferentes aspectos constructivos, de las normas desarrolladas y aplicadas en diferentes países.

III.1.1. - Normas y especificaciones alemanas, (D.I.N., V.D.E.)

El concepto de bóveda en el ámbito europeo es mucho más amplio que el aplicado en nuestro país, como se observa en la figura No. III-1; la bóveda de tipo europeo involucra una mejor distribución del aire de ventilación, evita la contaminación que puede producir al derramarse el aceite de los transformadores y en general tiende a ser más costoso.

En la figura No. III-1, se enumeran los principales aspectos que rigen la construcción de una bóveda bajo normas europeas.

Las dimensiones de la bóveda están dadas en función del tamaño de los transformadores, ya que la Norma D.I.N. 42520 define las dimensiones máximas de los transformadores, y recomienda que se deje un espacio mínimo de trabajo alrededor del transformador de 0.75 m. a cada lado y 0.50 m. en la parte superior del mismo.

Por ejemplo, un transformador trifásico en aceite, de 630 kVA, con dimensiones según la norma antes mencionada, de : largo 1.85 m., ancho 1.03 m. y alto 1.96 m., requiere un bóveda con las siguientes dimensiones:

Largo	**3.35 m.**
Ancho	**2.53 m.**
Alto	**2.46 m.**

PISO DE LA BÓVEDA

Esta norma exige que el piso de la bóveda sea una losa de concreto con un drenaje en el centro y una inclinación hacia el mismo del 1% o 2%, provista con una rejilla de concreto o acero, o combinación de ambos.

En el caso de que el piso sea una rejilla de acero o concreto, el piso puede estar a nivel como se muestra en la figura No. III-1.

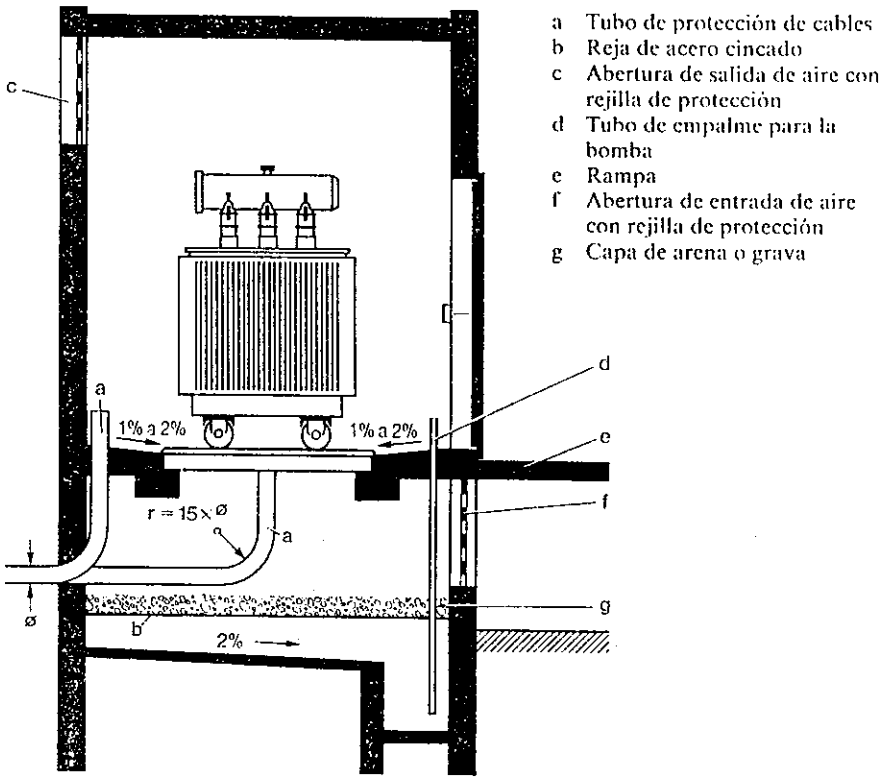


Fig. No. III-1

BÓVEDA PARA LA INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES INTERIORES

En el caso de transformadores trifásicos específicamente, una sección de acero en forma de "I" para soportar y guiar los transformadores, de manera que los rodillos del mismo descansen sobre estas guías, las cuales deberán tener una guía de 2.0 cm de alto (Ver figura No. III-2).

TANQUE RECOLECTOR DE DERRAMES

En este tipo de bóveda, se requiere la construcción de un tanque para la recolección del aceite que se pueda derramar en la bóveda o el agua, que penetre en la misma por cualquier circunstancia. La capacidad de este tanque debe ser igual o superior a la cantidad de aceite que contenga el o los transformadores ubicados en la bóveda.

Cuando se utiliza un tanque común para varios transformadores, es recomendable la ubicación de una rejilla con piedrín encima para evitar la propagación del fuego en caso de que éste se diera, como muestra la figura No. III-1.

Es recomendable la ubicación o construcción de estos tanques o fosas recolectoras, aun en el caso de que los transformadores sean instalados fuera de una bóveda; lo anterior es para evitar la propagación y posterior contaminación, producto del aceite.

Es recomendable en esta situación que los tanques tengan una capacidad mayor o igual a 1.25 veces el volumen de aceite del transformador, porque puede ser que en caso de ocurrir el derrame, el tanque contenga agua y por lo tanto no posea la capacidad adecuada provocando el rebalse del aceite.

PUERTAS

Las puertas deben ser retardadoras del fuego, o sea que no permitan la salida del mismo de la bóveda y deben abrir hacia afuera, y sus dimensiones deben ser adecuadas para el equipo que se va a instalar; tanto la puerta como el marco de soporte, si es metálico, deberán estar conectado a tierra.

VENTILACIÓN

La ventilación en la bóveda es muy importante porque es la manera en que se elimina el calor generado por el transformador. Por tanto, se debe prever una entrada y una salida para el aire, y es recomendable que la entrada se encuentre a una altura inferior a la del transformador lo más cerca al piso, pero nunca más alto que el punto medio del transformador; la salida del aire debe estar lo más alto posible. Es conveniente que la entrada y salida del aire se ubiquen en lados opuestos de la bóveda, con la entrada del aire en la pared que recibe la mayor cantidad de viento.

La eficiencia de la ventilación se incrementa cuanto mayor sea la diferencia en altura entre el punto medio del transformador y la salida del aire (Ver figura No. II-6).

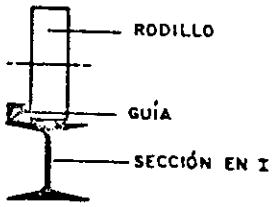


Fig. No. III-2

SECCIÓN TÍPICA DE UNA GUÍA PARA LOS RODILLOS DEL TRANSFORMADOR

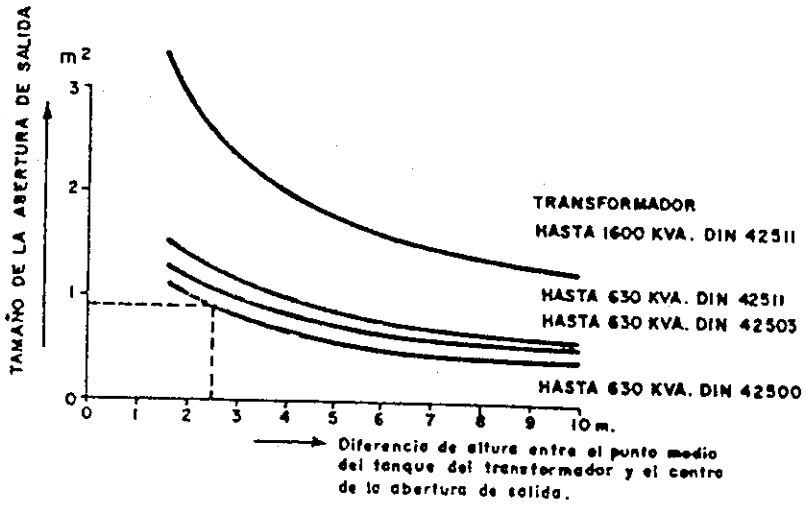


Fig. No. III-3

CURVAS PARA CALCULAR EL ÁREA DE VENTILACIÓN

El dimensionamiento de la ventilación, se acostrumbra a efectuar con base en curvas como las indicadas en la figura No. III-3, las cuales en promedio nos definen un área de ventilación para la salida de 20 cm^2 / kVA para una diferencia de altura de h = 2.0 m, o sea que para la entrada y salida del aire tenemos que es de 40 cm^2 / kVA.

III.1.2. - Normas y especificaciones aplicadas en Estados Unidos de América

En términos generales, el diseño y la construcción de subestaciones en Estados Unidos, están regulados por el N.E.S.C. y el N.E.C., los cuales establecen requisitos específicos para el dimensionamiento de la subestación y de la ventilación de la misma.

Así tenemos que en lo referente al tamaño de la subestación, estas reglamentaciones establecen que para disminuir al máximo el peligro de una explosión, se debe respetar una relación entre volumen y área de ventilación de la bóveda de 15 m^3 de volumen por 1 m^2 de área de ventilación. También establecen que las paredes y el techo deben ser de concreto o ladrillo, con un espesor de aproximadamente 20 cm., para que dichos elementos puedan resistir por lo menos tres horas de fuego antes de dañarse sensiblemente, como lo establece la norma A.S.T.M. 119-75.

Igualmente las puertas deben resistir tres horas de fuego y deben ser aprobadas por algún laboratorio de reconocida calidad, cumpliendo con lo establecido en la Norma N.F.P.A. No.80. También se debe instalar un drenaje al sistema de aguas servidas para ayudar a extinguir el aceite que estuviese encendido; el piso lógicamente deberá tener la pendiente orientada hacia dicho drenaje.

También se establece que el área de ventilación debe ser de por lo menos 20 cm^2 por cada kVA de capacidad de transformación, según lo requiere la última revisión de la norma A.N.S.I. C57 . 12.00 "General Requirements for Distribution, Power and Regulation Transformers".

III.1.3. - Normas y especificaciones aplicadas en Costa Rica, C.A.

En este estudio, se decidió analizar las normas de Costa Rica por ser un país de la región Centro Americana que tiene características similares a Guatemala.

La normas y especificaciones aplicadas en Costa Rica son muy similares a las utilizadas en Estados Unidos de América, se basan en normas generales A.N.S.I., y en los requerimientos constructivos para una bóveda de transformación tenemos:

PAREDES

El material para la construcción de la bóveda o del recinto protegido será de concreto armado, block o ladrillos de barro con cemento, con un espesor no menor a 15.0 cm, según la norma ASTM E 119-75.

TECHO DE LA SUBESTACIÓN

En el caso de las bóvedas será una losa de concreto armado e impermeable, con un espesor no menor a 10 centímetros que deberá también cumplir con la norma ASTM E 119-75.

PUERTAS

En el caso de una bóveda o un recinto protegido, construido con block, deberá tener una o dos hojas para abrir únicamente hacia afuera, de acero laminado de 3.0 milímetros de espesor como mínimo, debidamente puesta a tierra.

PISO DE LA SUBESTACIÓN

Para bóvedas, será de concreto , de 10.0 cm. de espesor y con un desnivel del 2.0 % como mínimo hacia el depósito para derrame de aceite o de agua.

Para recintos protegidos, la losa tendrá un desnivel hacia los lados exteriores. El espacio entre la losa de concreto y la pared exterior deberá cubrirse con piedrín.

DEPÓSITO PARA EL DERRAME DE ACEITE

Las bóvedas contarán con un depósito para la eventual recolección de aceite derramado por el transformador con el fin de evitar su dispersión.

La capacidad de este depósito será igual o mayor al aceite que contenga el transformador de mayores dimensiones que se encuentre en la bóveda.

DUCTOS PARA EL CABLE DE ACOMETIDA

Se instalarán dos ductos para colocar el cable de alimentación primaria de la empresa distribuidora desde el poste más cercano a la bóveda. Cada uno tendrá un diámetro de 15.0 centímetros como mínimo y estará enterrado a una profundidad no menor de 50.0 centímetros.

Ambos estarán recubiertos por una capa de concreto de 10 centímetros de espesor, y sobre ésta se colocará una cinta roja como distintivo de alta tensión.

El material de los ductos que se instalen bajo tierra, podrán ser de tubo de cloruro de polivinilo (P.V.C.) o metálicos.

Los radios mínimos que deberán tener las curvas de canalización serán de un metro. En el trayecto del poste a la salida de la bóveda, sólo se acepta la instalación de dos curvas, y si por alguna razón constructiva debiera existir una tercera, ésta deberá sustituirse por una caja de registro.

Si el recinto protegido es construido sin techo, la acometida podrá ser aérea.

REQUERIMIENTO DE VENTILACIÓN

La bóveda debe tener ventilación natural y el área requerida es función de la capacidad de los transformadores, de la altura de éstos y de la diferencia de altura entre el punto medio de los transformadores y el punto medio de la salida del aire. La entrada del aire debe ubicarse lo más abajo posible, pero nunca más alta que el punto medio del transformador. El área efectiva de ventilación debe ser de 40.0 cm^2. por kVA instalado.

III.2. - Normas y especificaciones que se aplican en Guatemala

La Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. es la compañía encargada de suministrar el servicio eléctrico a la ciudad capital y en los departamentos de Sacatepéquez y Escuintla; por lo tanto, desarrolló **Normas para acometidas del servicio eléctrico,** las cuales persiguen que las instalaciones sean adecuadas a fin de que el consumidor obtenga un uso eficiente del servicio eléctrico.

Estas normas son de aplicación general y no incluyen todas las situaciones posibles que puedan encontrarse en la instalación de acometidas.

La E.E.G.S.A. recomienda que la instalación eléctrica del consumidor sea hecha de acuerdo con las normas internacionales establecidas como el Código Eléctrico Nacional (NEC) de los Estados Unidos de Norteamérica.

En la sección de acometidas para **Apartamentos, edificios, centros comerciales y construcciones similares**, presentan, entre otras, las siguientes normas constructivas para subestaciones, el cual es tema principal en este trabajo de tesis.

ACOMETIDA PRIMARIA

La acometida debe ser subterránea y requiere de tubos de bajada, cajas de registro y canalización de ductos conduit galvanizado.

a. - Tubos de bajada y rack para terminaciones primarias

La acometida en alta tensión, requiere que se instalen: 1 tubo de bajada conduit galvanizado de 4" de diámetro que el usuario entrega a la Empresa Eléctrica de Guatemala, para que lo instale la cuadrilla de linieros en el poste, con las especificaciones de la figura III-4 y el usuario deja instalados 2 tubos galvanizados de 4 " de diámetro en el suelo, siendo uno de ellos de reserva. Además, se requiere de un rack para terminaciones para cable de 15 kV, con las especificaciones de la figura III-5. las vueltas de 90 grados también deben ser conduit galvanizado.

b. - Canalización de ductos

La instalación subterránea hace necesaria la construcción de ductos conduit galvanizados para el cable de acometida; las especificaciones para canalización de ductos conduit galvanizados, se encuentran en las figuras III-6 Y III-7.

Cuando la distancia entre el poste de distribución y la bóveda o plataforma sea menor o igual a 10 metros, se podrá eliminar la caja de registro que aparece en la figura III-4.

Cuando la distancia entre el poste de distribución y la plataforma sea mayor de 10 metros, la Empresa determinará el número y lugar de colocación de las cajas de registro que faciliten la introducción de cable en el ducto conduit galvanizado.

Los tipos de cajas de registro que se usan en la instalación, son determinados por la clase de cables primarios.

El número de ductos a ser utilizados dependerá de la instalación, la Empresa podrá solicitar que sean instalados mas ductos de los propuestos por el interesado.

TRANSFORMADORES PROPORCIONADOS POR E.E.G.S.A.

Cuando se trate de edificios de apartamentos, centros comerciales o construcciones similares, la empresa proporcionará un solo banco de transformadores hasta 225 kVA.

BÓVEDA DE TRANSFORMADORES

El interesado deberá proveer de transformadores en los siguientes casos :

- Cuando la carga requiere 3 transformadores con capacidad mayor de 75 kVA cada uno.
- Edificios con tableros de contadores en distintos niveles.
- Cuando se requiera un servicio de 208Y / 120 voltios, trifásico, 4 alambres.

CARACTERÍSTICAS DE LA BÓVEDA

Medidas mínimas

a. Cuando el transformador sea trifásico o de tipo PAD MOUNTED, el usuario deberá seguir las instrucciones del fabricante del equipo, en cuanto a libranzas mínimas para seguridad y operación, y debe consultar a la Empresa previo a su instalación.

b. Cuando sean instalados 3 transformadores monofásicos, con capacidad igual o menor de 167 kVA, las medidas mínimas serán de 5.50 X 4.00 metros. Deberán tener las características de la figura III-8.

Ubicación

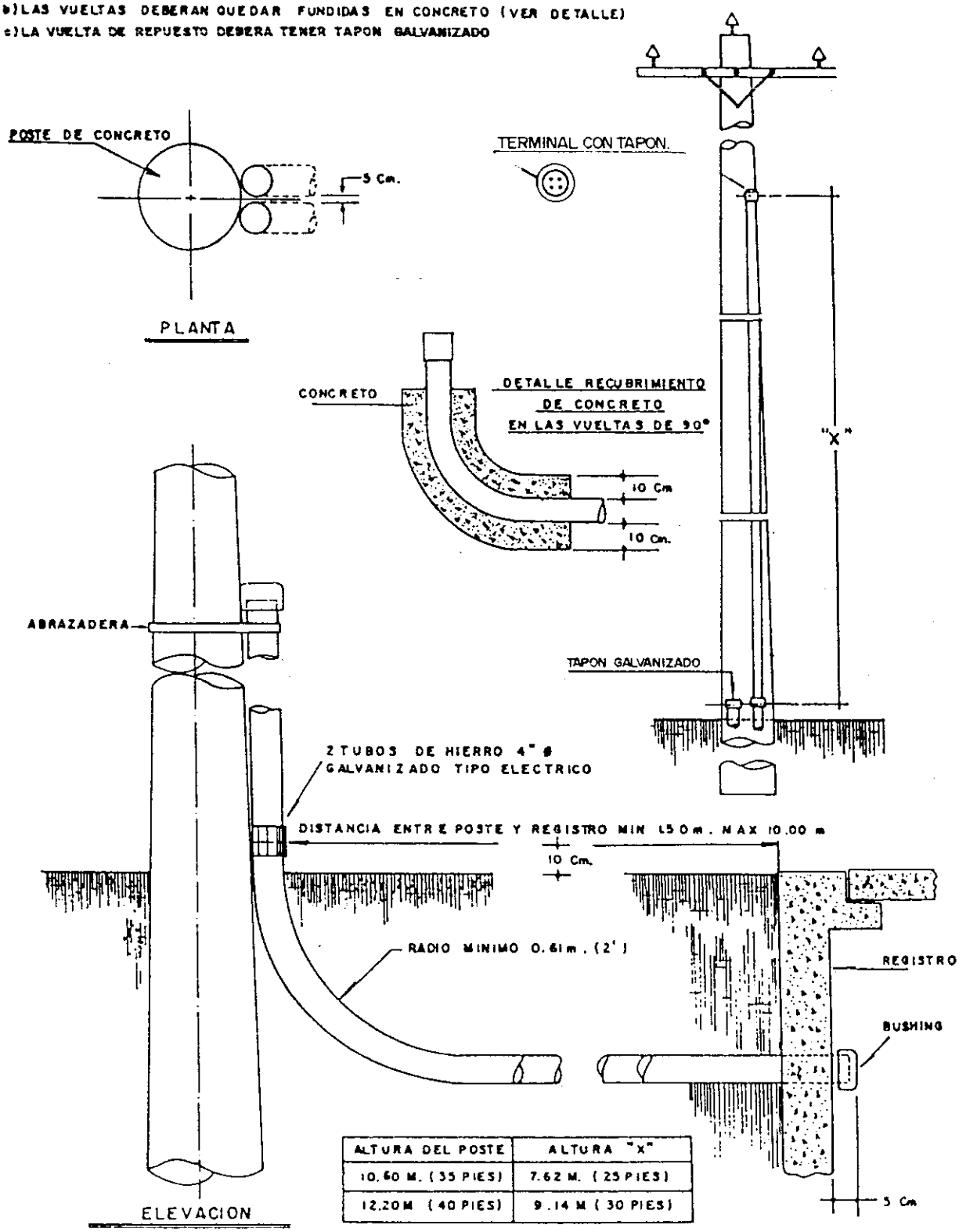
La ubicación de la bóveda de transformadores es autorizada por la Empresa, de acuerdo con el plano de construcción del inmueble suministrado por el interesado, previo al inicio de la construcción, y deben estar en un lugar accesible que permita la instalación o retiro de los transformadores con facilidad.

NOTA:

a) LA EMPRESA REQUERIRA DOS VUELTAS DE 4"ø C/U

b) LAS VUELTAS DEBERAN QUEDAR FUNDIDAS EN CONCRETO (VER DETALLE)

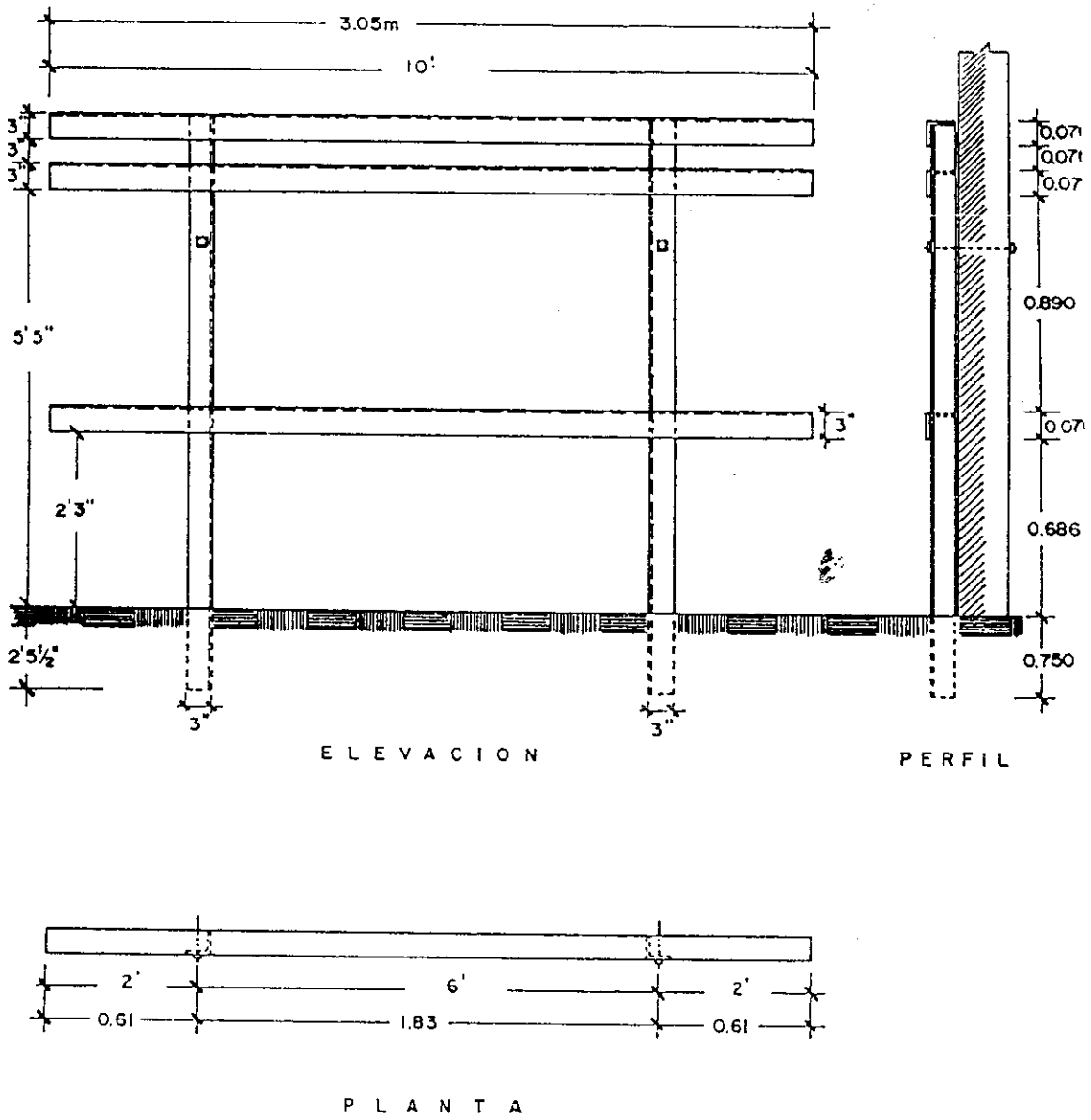
c) LA VUELTA DE REPUESTO DEBERA TENER TAPON GALVANIZADO



ALTURA DEL POSTE	ALTURA "X"
10.60 M. (35 PIES)	7.62 M. (25 PIES)
12.20 M (40 PIES)	9.14 M (30 PIES)

Fig. No. III-4

ESPECIFICACIONES PARA TUBOS DE BAJADA SERVICIO PRIMARIO



NOTA: PARA LA CONSTRUCCION DEL RACK DE MEDICION PRIMARIA USAR HIERRO ANGULAR DE 3" x 3" x 1/4"

Fig. No. III-5

RACK METÁLICO PARA ENTRADA PRIMARIA

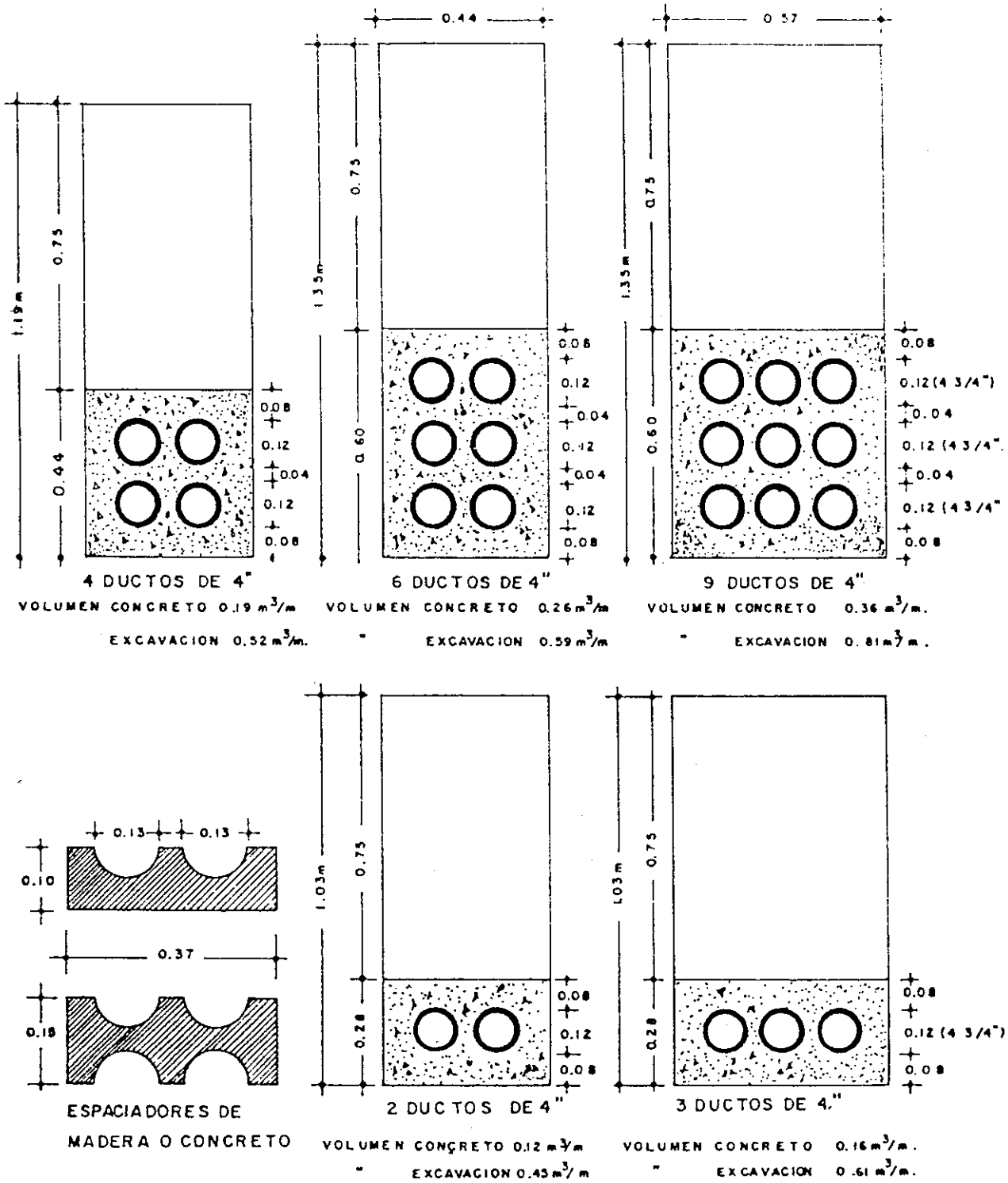


Fig. No. III-6

CANALIZACIÓN DE DUCTOS CON RECUBRIMIENTO DE CONCRETO

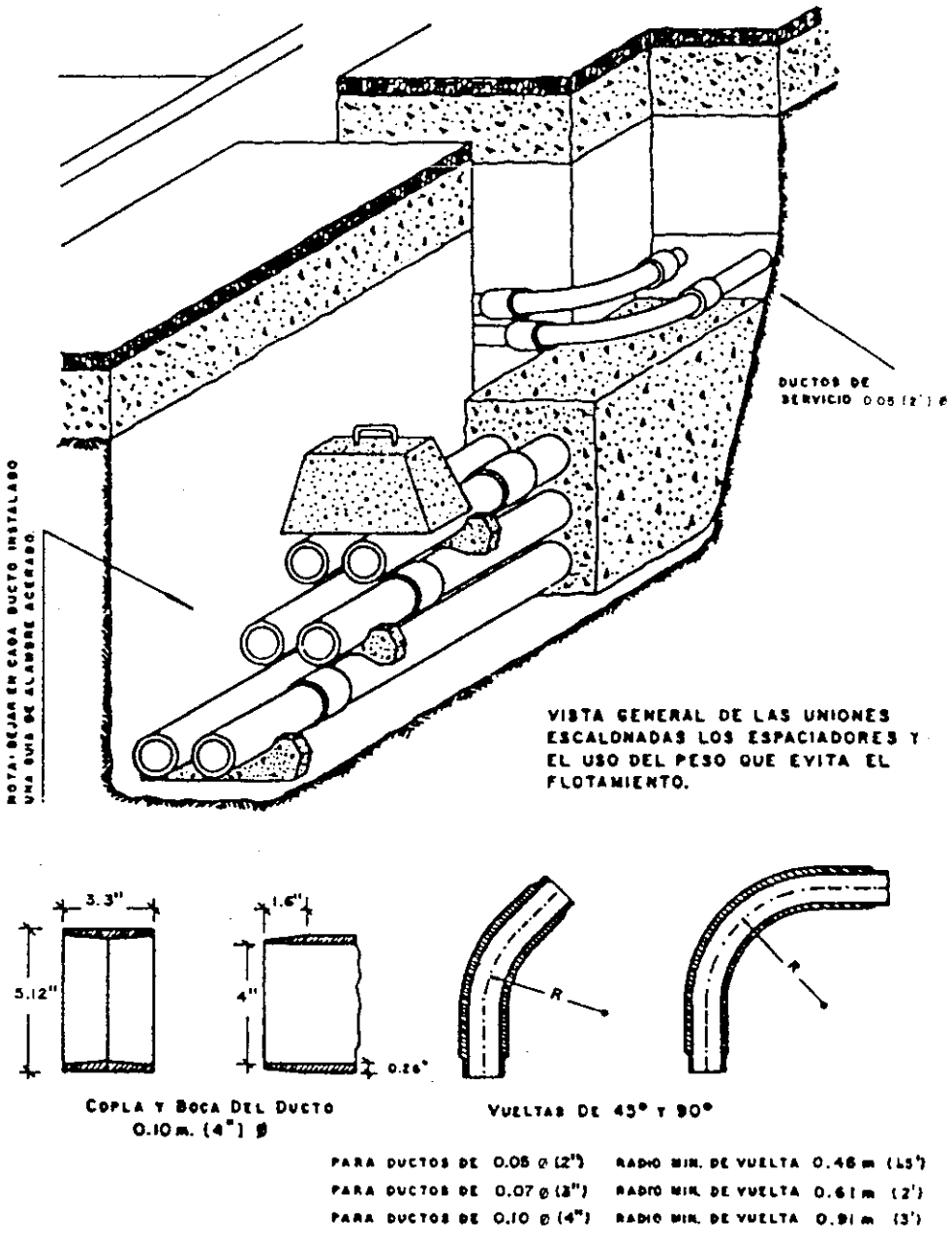


Fig. No. III-7

VISTA GENERAL DE CANALIZACIÓN

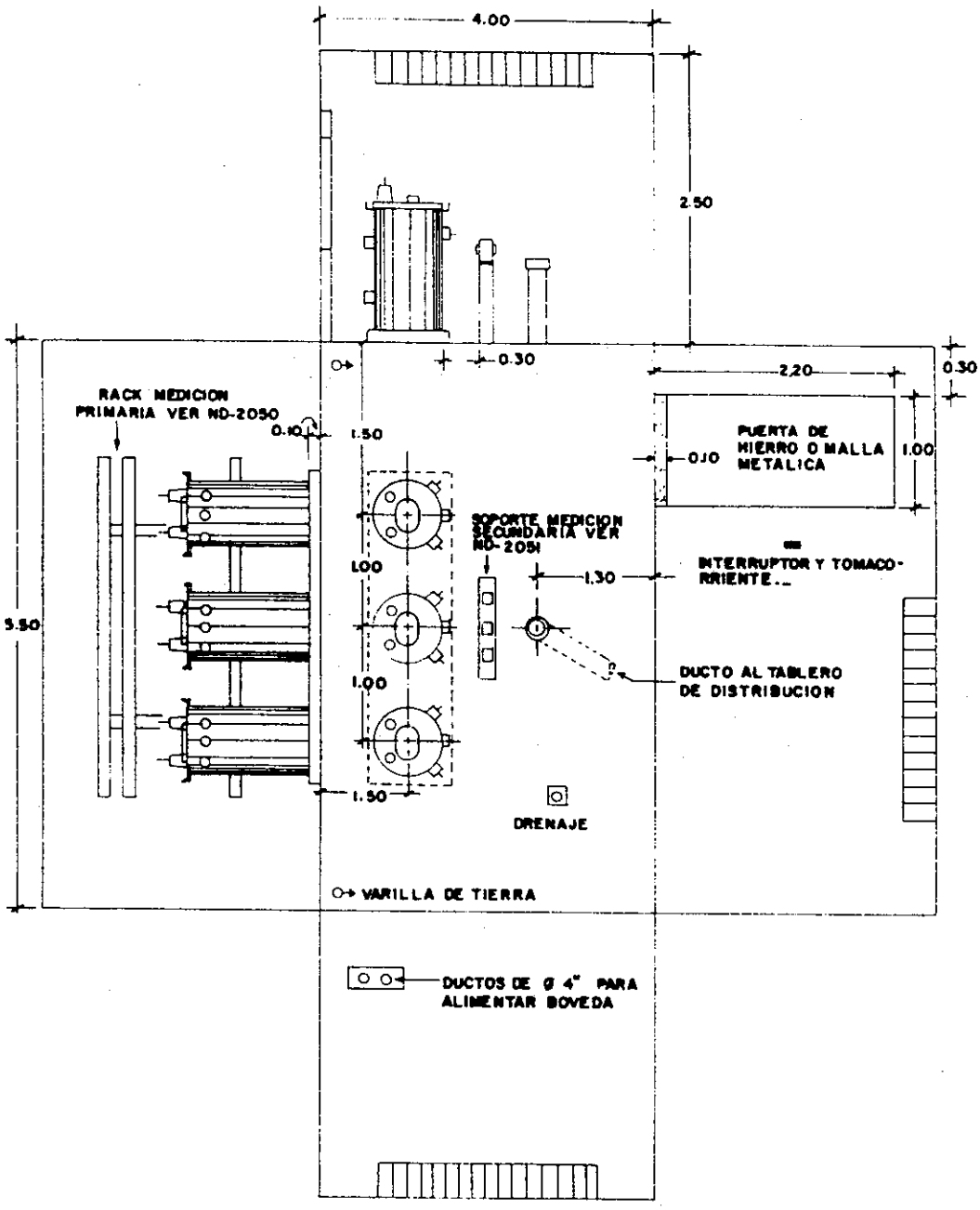


Fig. No. III-8

BÓVEDA PARA TRANSFORMADORES

Construcción
Las paredes y el techo de la bóveda deben ser de hormigón armado, con no menos de 15 centímetros de espesor, o de ladrillo con no menos de 20 centímetros. El piso de la bóveda debe ser de concreto de 10 centímetros de espesor, con una plataforma para los transformadores de 10 cm. de altura sobre el nivel del piso de la bóveda.

Ventilación
La bóveda deberá tener orificios de ventilación en la parte superior. Los orificios deberán estar orientados hacia el exterior. Cuando haya circulación natural, la suma del área de los orificios debe ser de 2.0 m^2 como mínimo y cubiertos con rejas o malla metálica.

En locales con poca circulación de aire, la Empresa pedirá el uso de ductos al exterior o de extractores de aire, para mantener la temperatura a no más de 35 grados centígrados.

Cerradura
Las bóvedas y/o subestaciones particulares para transformadores deben mantenerse cerradas con candado exclusivo de la E.E.G.S.A.; no se permiten cierres adicionales, ni efectuar maniobras dentro de la misma, a personal ajeno a la E.E.G.S.A.; los candados o cerraduras que no son propiedad de E.E.G.S.A. se retiran.

Drenajes
Las bóvedas tendrán el drenaje que absorba la posible acumulación de líquidos en su interior y los lleve al desagüe correspondiente.

Almacenaje
No se permitirá el almacenaje de ningún material en las bóvedas de transformadores.

Tuberías
Sistemas de ductos, ajenos al sistema eléctrico, no deben entrar o pasar por la bóveda de transformadores, excepto los indicados en **ventilación**, cuando así lo indique la E.E.G.S.A.

III.3.- Análisis de las instalaciones existentes en el País

Para el presente análisis, se realizaron un total de 17 visitas a diferentes subestaciones, ubicadas en diferentes lugares, todos dentro del perímetro de la ciudad de Guatemala; en éstas se observaron los aspectos más importantes de cada una de ellas.

Luego de analizar la muestra, se procedió a tabular los parámetros más representativos obtenidos y que servirán de base para realizar el análisis de dichas subestaciones; las diferentes subestaciones visitadas para nuestra conveniencia fueron clasificadas en las siguientes categorías :

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN
A	Bóvedas.
B	Subestaciones tipo paquete.
C	Recintos protegidos con malla o block.
D	Recintos protegidos con cubierta metálica dentro de la edificación.

De acuerdo con la clasificación antes indicada, y con base en las subestaciones visitadas se puede resumir en la siguiente tabla los datos más importantes :

TABLA No. III-1

RESUMEN DE LOS DATOS OBTENIDOS EN LAS VISITAS

NÚMERO	TIPO	ÁREA VENTILACIÓN (cm^2 / kVA)	POTENCIA INSTALADA (kVA)	DEMANDA MÁXIMA (kW)	FACTOR DE CARGA (%)	TIPO DE AMBIENTE
1	A	19.20	1000	285	57.8	SECO-LIMPIO
2	A	18.00	825	210	59.50	SECO-LIMPIO
3	B	NATURAL	225	140	52.35	SECO-LIMPIO
4	C	NATURAL	300	195	31.06	SECO-SUCIO
5	C	NATURAL	225	149	58.02	SECO-LIMPIO
6	B	36.56	300	120	40.71	SECO-SUCIO
7	A	14.10	600	252	69.40	SECO-LIMPIO
8	D	NATURAL	225	206	65.35	SECO-SUCIO
9	D	19.50	475	228	82.40	SECO-LIMPIO
10	A	20.00	500	260	56.31	SECO-LIMPIO
11	C	21.50	666	300	64.10	SECO-SUCIO
12	C	55.00	750	638	68.52	SECO-LIMPIO
13	A	21.20	600	208	60.71	SECO-LIMPIO
14	C	48.50	225	190	41.30	SECO-SUCIO
15	D	NATURAL	300	207	85.50	SECO-SUCIO
16	C	NATURAL	350	102	55.57	SECO-SUCIO
17	D	NATURAL	300	190	44.31	SECO-LIMPIO

El análisis de cada una de estas categorías se efectuará a continuación, y se deja para el final la categoría "A", por se la más importante en esta parte del estudio:

Subestaciones tipo "B"

Son diseñadas con los requerimientos necesarios de ventilación y de seguridad, pero siempre es conveniente instalarlas en lugares adecuados para que se complemente lo anteriormente indicado.

De este tipo de subestación en la muestra, se registraron muy pocas, y se puede decir que su ubicación está de acuerdo con las necesidades antes mencionadas; en cuanto a su construcción y diseño, se puede mencionar que cumplen con los criterios de diseños establecidos y reúnen los requisitos solicitados por el cliente, sin embargo, este tipo de subestación es muy costoso, aunque brinda mayor seguridad, ya que en la mayoría de los casos los transformadores utilizados para su construcción son del tipo seco.

Subestación tipo "C"

Este tipo de subestación es una opción de menor costo a las bóvedas, que cumple con las características constructivas y de seguridad mencionadas en el reglamento propuesto.

Este tipo de construcción es frecuentemente usado en subestaciones con capacidad mayores a los 1000 kVA., sin que lo anterior implique que no se pueda utilizar para capacidades menores.

Generalmente están construidas con una loza donde están instalados los transformadores y a su alrededor se coloca piedrín, todo bordeado con una malla o con paredes de block.

Subestaciones tipo "D"

Dentro de esta categoría, se clasificaron aquellas subestaciones que no reúnen las características de ninguna de las anteriores, y es en este grupo donde se encontraron lo casos más peligrosos para su operación y mantenimiento, y de mayor riesgo para el personal de la industria, lo mismo que para la empresa distribuidora, ya que un daño en los equipos de la subestación podría tener repercusiones en las instalaciones de la E.E.G.S.A.

Existen casos donde los transformadores han sido colocados en paralelo, lo cual imposibilita su inspección, dado que el acceso es difícil y peligroso, por tanto para poder realizar cualquier labor, es imprescindible desconectar la totalidad de los transformadores en el poste de alimentación, con los respectivos inconvenientes.

También se observó el caso de un transformador trifásico, el cual se encuentra en una edificación donde la distancia entre los primarios del transformador y la cubierta de zinc es mínima, lo cual representa un alto riesgo para alguna persona que esté realizando alguna labor sobre el techo, ya que puede sufrir una caída o un deslizamiento sobre el transformador.

Se observaron subestaciones construidas hace muchos años sin mayores medidas de seguridad, y que en la actualidad representan un serio peligro para las edificaciones donde se encuentran, y para el personal que allí labora. Otro caso que se observó es el de subestaciones que han quedado ubicadas en el centro de la edificación, producto del crecimiento de la misma, con el agravante de que la capacidad instalada ha sido aumentada en un espacio reducido, para hacer frente al crecimiento experimentado.

También existen subestaciones que a pesar de presentar una construcción segura, ya que tienen tres paredes de block y cubierta de cemento, tienen la pared de el frente de malla, y en su interior están instalados transformadores que contienen askarel como aislamiento, lo cual representan un serio peligro por la contaminación que se puede ocasionar en caso de un derrame del mismo; en especial por estar instalados dentro de una edificación , a pesar de que existen ductos en el piso para recoger estos derrames.

Subestaciones tipo "A"

En esta categoría, se clasificaron aquellas subestaciones que realmente representan una bóveda.

Para realizar el análisis de estas subestaciones, se procedió a elaborar las siguientes gráficas, las cuales explicamos a continuación:

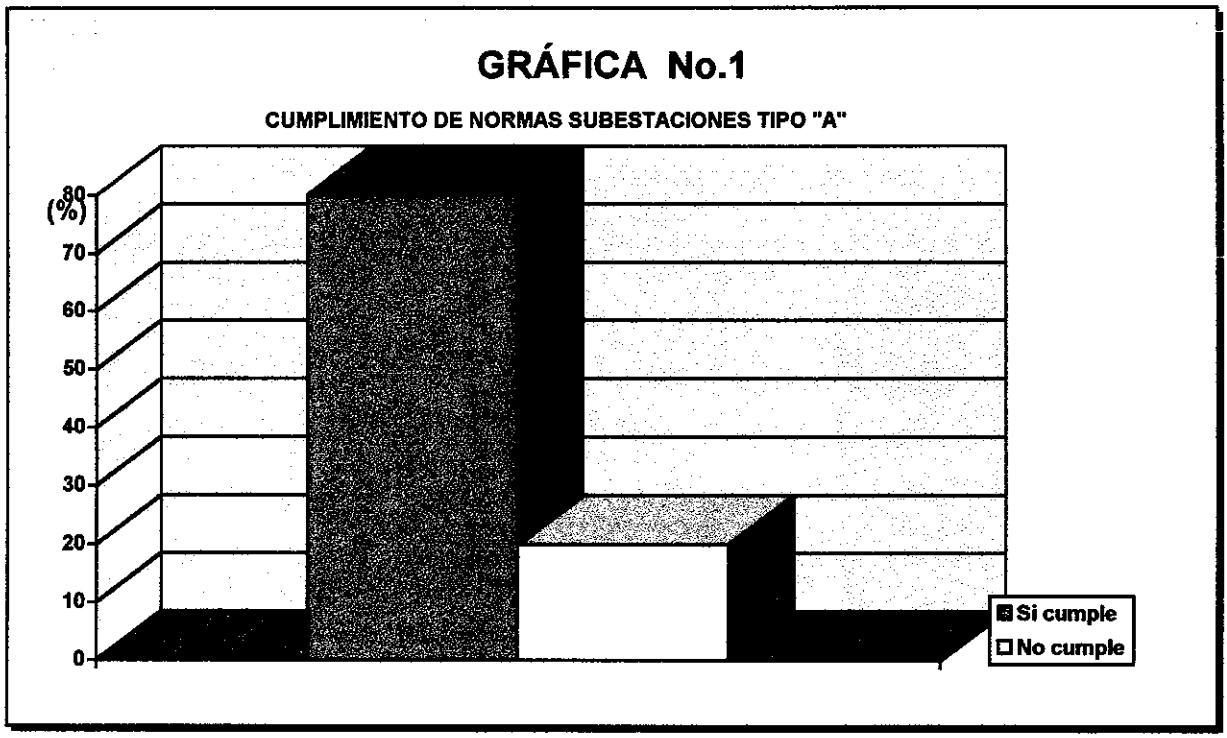
Gráfica No.1

De los datos obtenidos, se concluyó que un 80.0 % de las subestaciones tipo "A", apenas cumple con lo establecido, en lo referente al tamaño de las mismas, es decir, que con cualquier aumento en la capacidad instalada se puede llegar a una situación de riesgo para el personal y equipo instalado.

El 20.0 % restante de las subestaciones visitadas incumple las dimensiones mínimas requeridas por el normativo vigente.

Al no cumplir con los requisitos indicados, las bóvedas no satisfacen las distancias mínimas de seguridad entre los transformadores y las paredes de las respectivas subestaciones.

También los espacios de trabajo no cumplen con el mínimo requerido para la seguridad del personal, y por tanto dificulta el mantenimiento del equipo y se pone en peligro al personal encargado de su atención.

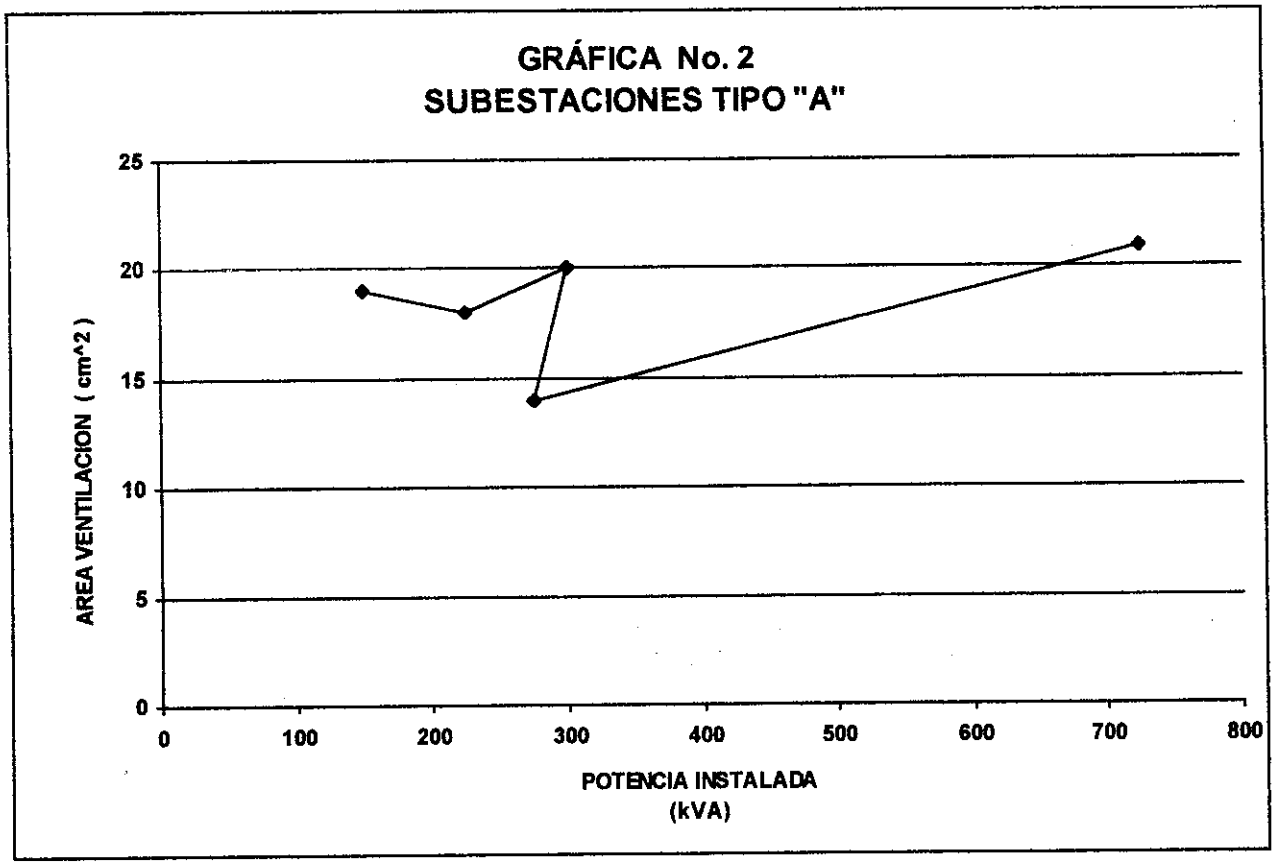


Gráfica No.2

En este gráfico, se presenta la relación entre el área de ventilación de la bóveda y la capacidad instalada.

Al analizar este gráfico, se debe tener presente que la norma de E.E.G.S.A. establece un área mínima de 2 metros cuadrados para la ventilación en bóvedas, sin embargo, las normas internacionales establecen que el área mínima de ventilación en las mismas debe ser de 20.0 cm^2/kVA, y como se observa en este gráfico, sólo una bóveda cumplen con el valor establecido o sea que, un 20.0 % de las bóvedas en el análisis están en norma.

El resto de los casos que representan el 80.0 % de la muestra se encuentra por debajo de lo establecido, es decir, que el área de ventilación es insuficiente para evacuar el calor generado por los transformadores. Esto hace que a medida que tienda a incrementar el calor generado por el equipo, su evacuación de la bóveda será cada vez más dificultosa, por la limitación que se tiene en el área disponible para la ventilación.



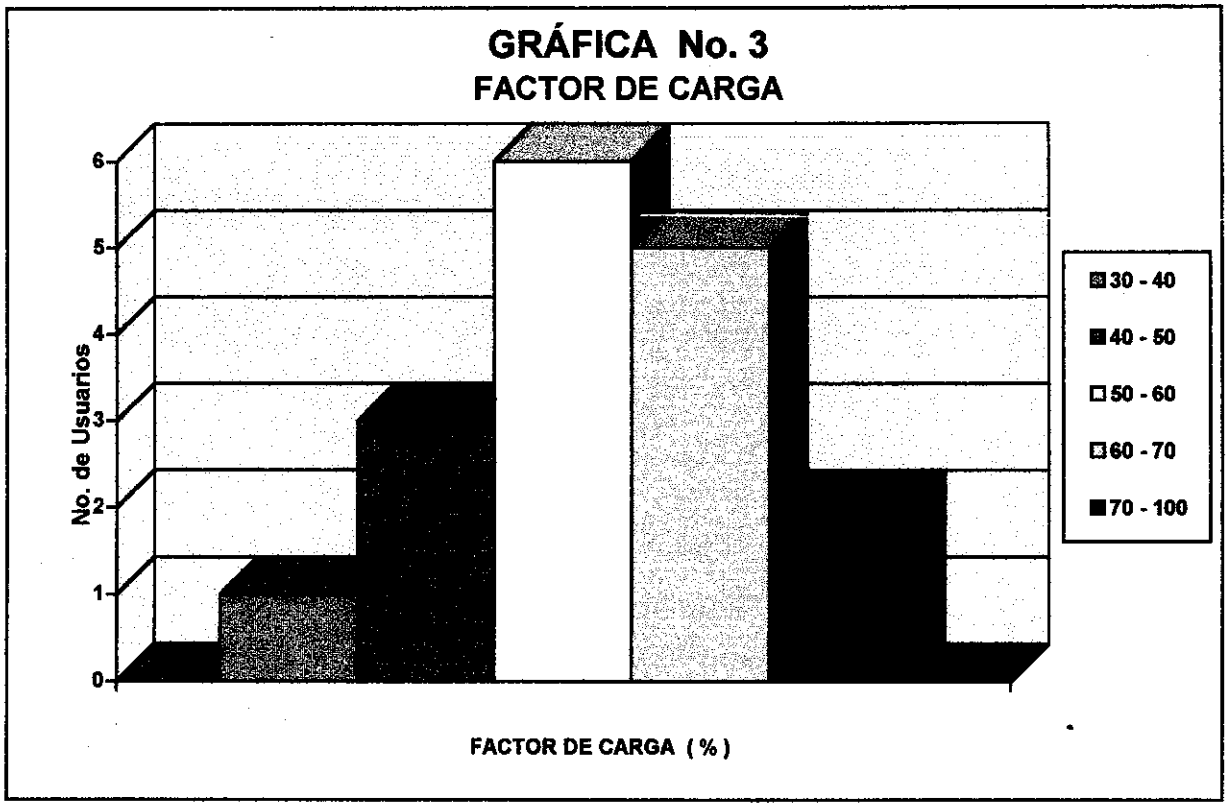
Gráfica No. 3

En este gráfico, se presenta el factor de carga en función de la capacidad instalada en las subestaciones visitadas.

Al analizar este gráfico, se observa que un 24.0 % de los usuarios no utilizan la capacidad de la instalación más allá de un 50.0 %, lo cual podría interpretarse como una subutilización de la misma.

Un segundo grupo, el cual representa el 64.0 % de los usuarios, utiliza su instalación en un porcentaje que oscila entre el 50.0 y el 70.0 %; lo anterior se puede interpretar como una condición aceptable, ya que en promedio representa una utilización diaria de sus instalaciones superior a 16 horas.

Por último, se tiene que un 12.0 % de los usuarios utilizan sus instalaciones a un régimen que oscila entre 70.0 y 100.0 %; rango que es muy aceptable, ya que tienen una utilización de sus instalaciones superior a 22 horas diarias.



Gráfica No. 4

Esta gráfica presenta un detalle de la demanda máxima con relación a la capacidad instalada, [Utilización = (Dem. Max. / Cap. Ins.) x 100.]

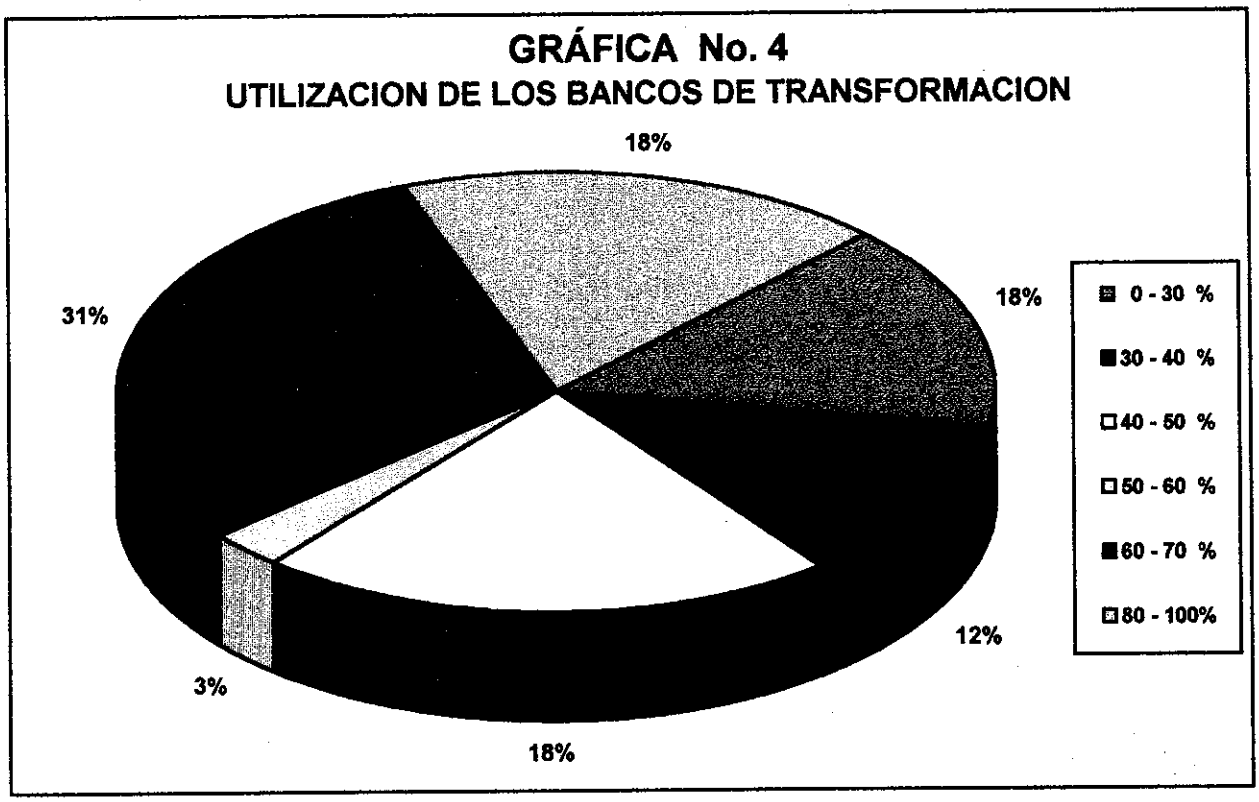
Así se tiene que un 51.0 % de los usuarios presenta un porcentaje de utilización del banco de transformadores menor o igual al rango entre 50 % y 60 %, lo cual denota una utilización conservadora de sus equipos.

Este comportamiento favorece a aquellos equipos que se encuentran instalados en bóvedas en las cuales la circulación de aire resulta restringida, pues los efectos provocados por un aumento en la temperatura de los equipos resultan menos severos.

También se puede observar que esta condición de bajo porcentaje de utilización del banco de transformadores, permite una futura expansión en la demanda que pueda tener el usuario.

El restante 49.0 % de los usuarios visitados se encuentran clasificados con un porcentaje de utilización de la subestación que va del 60 % al 100 %; este grupo

presenta el inconveniente de que los equipos, instalados en la bóveda pueden verse afectados por un aumento en la temperatura producto del calor generado por ellos, ya que la demanda se aproxima a la capacidad nominal de los transformadores.



Entre las subestaciones visitadas, se encontraron algunas que presentan limitaciones a la circulación del aire.

Por tanto, debe de conocerse que estas subestaciones no tienen capacidad de expansión, ni de soportar sobrecargas temporales.

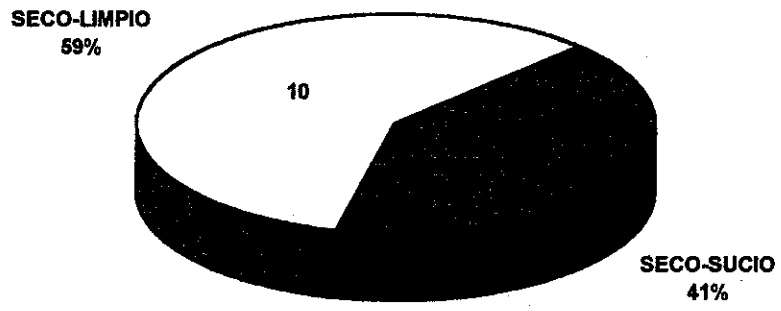
Gráfica No. 5

En éste gráfico, se clasifican las bóvedas según el tipo de ambiente que se encontró en las mismas, y se nota que la mayoría de las subestaciones visitadas cuentan con un ambiente seco y limpio, lo cual es muy importante ya que se evita la pérdida de aislamiento entre las partes activas, efecto que se presenta cuando los transformadores se encuentran ubicados en ambientes sucios; además esto, denota que en dichas bóvedas se realiza alguna labor de mantenimiento.

Por tanto, se puede decir que el 59.0 % de las subestaciones cumple con las normas que establecen que los transformadores deben estar ubicados en sitios libres de contaminación.

El restante 41.0 % de las subestaciones visitadas presenta un ambiente sucio, por lo que el equipo se deteriora más rápido y se pueden originar fallas en el mismo. Tales condiciones pueden ser resultado de falta de mantenimiento en la instalación, o porque la ubicación de la subestación no es adecuada, pues puede encontrarse en un sitio de alta contaminación.

GRAFICA No. 5
TIPO DE AMBIENTE EN LAS SUBESTACIONES



De las visitas realizadas, se encontró que únicamente una de las subestaciones ha sido recientemente inspeccionada por E.E.G.S.A., que es la compañía utilitaria; esta inspección a petición del usuario, el cual tenia problemas con el servicio.

Se puede afirmar que las únicas subestaciones inspeccionadas por E.E.G.S.A. son las que han sido construidas o ampliadas recientemente, por lo que se pudo establecer que E.E.G.S.A. carece de un programa de inspección periódico para este tipo de subestaciones.

De lo anterior, se puede explicar porqué un buen porcentaje de subestaciones eléctricas actualmente ya no cumplen con las normas establecidas.

III.4. - Entrevistas realizadas a diferentes profesionales de la Ingeniería Eléctrica

De acuerdo con los resultados obtenidos de las entrevistas realizadas a profesionales sobre este tema, se tiene que prevalecen criterios de diferente índole, por ejemplo :

- **¿ En qué condiciones se puede instalar un banco de transformadores en un poste o en un marco formado por dos postes ?**

  Los profesionales entrevistados, opinan que primero depende de la capacidad del banco a instalarse, y segundo el acceso y área disponible donde se instalará; en zonas altamente pobladas en especial con una alta densidad de carga, resulta muy difícil encontrar espacio en las propias líneas de distribución para instalar bancos de transformadores para alimentar nuevas cargas.

  Si este tipo de servicio se requiere en zonas urbanas o rurales, donde las condiciones no sean tan severas, es posible que dichos bancos puedan ser instalados en postes o en marcos de dos postes, preferiblemente dentro de la propiedad del usuario de acuerdo con su capacidad, sin congestionar líneas de distribución.

- **¿ En qué condiciones se debe instalar el banco de transformadores en una bóveda o en un recinto resguardado ?**

  El criterio generalizado es que en el área metropolitana y centros urbanos densos, la alta densidad de carga hace indiscutible el requerimiento de la bóveda de transformadores dentro de edificaciones, salvo condiciones de diseño y/o factores económicos que permitan la instalación de otros tipos de transformadores como los Pad Mounted.

  Si la nueva edificación o remodelación se realiza en zonas de baja densidad de carga, se acostumbra sustituir la bóveda de transformadores por recintos protegidos con malla metálica de alambre galvanizado, o con paredes de block de cemento.

  La escogencia de la alternativa que se va utilizar depende del grado de seguridad que requiera el área donde se va a instalar la subestación o banco de transformadores. La bóveda provee el mayor grado de seguridad, sin embargo, implica una mayor inversión.

  El recinto protegido con paredes de block es una opción que brinda menor seguridad pero a su vez resulta menos costoso. El recinto protegido con malla metálica ofrece el menor grado de seguridad, pero resulta el más económico de los tres.

  La alimentación de los recintos resguardados puede ser subterránea o aérea, y depende de las condiciones de seguridad que se requieran en cuanto al grado de accesibilidad de los particulares, y del grado de confiabilidad en el servicio.

Obviamente el costo de la alimentación subterránea es mayor, asimismo requiere conocimientos técnicos mayores, tanto para su instalación, como para su operación y mantenimiento.

Al definirse el tipo de recinto o bóveda que se debe construir, es imprescindible conocer la posición física donde la empresa distribuidora (E.E.G.S.A.), realizara la instalación de la alimentación hacia la nueva subestación.

- **¿ Punto de partida en el diseño de una subestación ?**

Los factores más importantes que se deben considerar son: primero, determinar o estimar la demanda que tendrá la subestación; segundo, establecer el tipo de carga que la alimentará; otro punto importante es la ubicación de la edificación y su proximidad con las líneas que alimentaran la subestación.

Con lo anterior, se procede a calcular la capacidad del banco de transformación, así como los equipos y protecciones de la subestación. Dimensiones de la subestación, según las normas establecidas y determinar la ubicación exacta; todo lo anterior está enfocado directamente bajo un criterio de diseño económico y seguro.

- **Otros aspectos importantes en la instalación de una subestación**

Utilizar siempre equipo que sea de calidad plenamente comprobada nacional e internacionalmente, con una garantía que respalde la inversión y la seguridad de la instalación a largo plazo.

También, aparte de respetar las normas establecidas por E.E.G.S.A., deben considerarse las características técnicas particulares de los equipos que se instalan, las cuales son proporcionadas por los fabricantes de los equipos para brindar el mayor grado de seguridad a la instalación, tanto para el personal como para el propio equipo eléctrico.

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPITULO IV

Conclusiones y recomendaciones

IV.1. - Conclusiones

1. Como se ha podido observar en el presente trabajo, las subestaciones eléctricas que existen en el país han sido construidas en su mayoría de una manera que no es la más adecuada. En visitas realizadas, se determinó que buen número de subestaciones no cumplen actualmente con algunos requisitos mínimos de seguridad, no sólo para la edificación, sino también para el personal encargado del mantenimiento.

2. Es muy importante que la empresa distribuidora (E.E.G.S.A.) y los propietarios de las instalaciones garanticen que las subestaciones cumplan con las normas de seguridad que se encuentren vigentes.

3. El manual de Normas de E.E.G.S.A. , para la construcción de este tipo de subestaciones, contempla buen número de normas importantes, sin embargo, en algunos casos son muy generales, y se dejan otros aspectos importantes sin considerar, como son la contaminación ambiental y la contaminación arquitectónica del entorno.

4. Se estableció en las visitas realizadas, que la mayoría de construcciones modernas se inclinan por el uso de subestaciones tipo empaquetadas (PAD MOUNTED), las cuales presentan mayor facilidad en su instalación, un mantenimiento mínimo, con menor tiempo de instalación, que presta mejores condiciones de seguridad al personal; su único inconveniente es el alto costo de la inversión.

5. La E.E.G.S.A. actualmente no tiene normas específicas en el caso de equipos relativamente modernos como las subestaciones tipo PAD MOUNTED, por lo que recomienda al usuario seguir las instrucciones del fabricante del equipo, en cuanto a libranzas mínimas para seguridad y operación.

6. Es importante que los transformadores de distribución sean correctamente seleccionados, tanto en su capacidad como en sus requerimientos de protección y ventilación, pues se debe tener muy presente el severo deterioro que sufre el equipo bajo condiciones de sobrecarga, tal y como lo demuestra el programa que fuera preparado con este propósito.

7. También se observó que el incremento de la carga, en muchos casos, produce una alta concentración de transformadores e instalaciones secundarias, y que carecen de control por parte de los propietarios y de la empresa distribuidora (E.E.G.S.A.).

8. De la investigación efectuada, ha sido evidente que no existe una verdadera conciencia en el país sobre la importancia de contar con instalaciones adecuadas desde el punto de vista de seguridad y el correcto funcionamiento de los equipos, puesto que el costo económico esta íntimamente relacionado con estos aspectos.

9. La inversión requerida para que dichas instalaciones sean seguras, no es significativo comparado con el valor de la edificación, sobre todo si se consideran los altos beneficios en cuanto a la seguridad que se le brinda a la instalación y al personal.

10. Como resultado principal de la investigación y análisis, se obtuvo una Guía técnica para el diseño y construcción de subestaciones, el cual es el resultado del estudio de las normas vigentes en el país, y las aplicadas en otros países como: Estados Unidos, Alemania y Costa Rica. y adaptarlas a las necesidades y características de nuestro país.

11. Con esta Guía práctica, se pretende satisfacer el compromiso establecido al inicio de la investigación, pues resulta de aplicación directa para aquellos encargados del diseño, construcción e inspección de subestaciones eléctricas.

IV.2. - Recomendaciones

1. Es necesario sugerir a la empresa utilitaria del sistema de distribución eléctrica (E.E.G.S.A.) que establezca un programa periódico de inspecciones en todas las subestaciones que se encuentran funcionando, con el propósito de evitar futuros problemas y accidentes.

2. Se debe concientizar a los usuarios de la importancia de respetar las normas establecidas en la construcción de subestaciones eléctricas, tanto para la seguridad del propio equipo e infraestructura, sino también del personal que labora en las mismas.

3. Se recomienda que tanto E.E.G.S.A. como los propietarios de las instalaciones eléctricas, tomen conciencia del daño que pueden experimentar los transformadores como consecuencia de las sobrecargas, pues va en detrimento de su vida útil, y por consiguiente de la inversión inicial del proyecto.

4. Se debe validar la utilización de la Guía técnica elaborada en este trabajo, para el diseño y construcción de subestaciones eléctricas.

5. Las revisiones al manual de normas de E.E.G.S.A. deben ser periódicas y efectivas, para que respondan a los adelantos técnicos que se desarrollan.

CAPITULO V

Guía técnica para el diseño y construcción de subestaciones

V.1. - Introducción

Esta Guía técnica tiene como objetivo dotar a ingenieros electricistas, constructoras, electricistas, etc., los lineamientos generales para el diseño, construcción e inspección de subestaciones eléctricas en edificios, centros comerciales, etc.

V.2. - Clasificación de las subestaciones

Para mayor facilidad, las subestaciones han sido clasificadas en cinco categorías :

V.2.1. - Recintos dentro del edificio a ser servido.

V.2.2. - Recintos protegidos, fuera de edificaciones pero en la propiedad del usuario.

V.2.3. - Instalación en postes o marcos de postes dentro de la propiedad del usuario.

V.2.4. - Transformadores tipo pedestal dentro de la propiedad del usuario.

V.2.5. - Instalación en postes en la vía pública.

V.3. - Tipo de transformadores

V.3.1. - Transformadores tipo seco

Todas las subestaciones interiores deben contar con transformadores del tipo seco, independientes, o bien en gabinetes metálicos autoventilados.

V.3.2. - Transformadores con líquidos que contienen bifeniles policlorinados (PCB´s)

Debe evitarse el uso de transformadores provistos con líquidos aislantes que contengan bifeniles policlorinados. En aquellas instalaciones en que resulta imprescindible el uso de tales aislantes, será necesario solicitar la aprobación de E.E.G.S.A.

V.3.3. - Transformadores con aislamiento de aceite

Los transformadores con aislamiento en aceite se utilizarán principalmente en instalaciones fuera de los edificios.

En el caso de requerir su utilización dentro del edificio, será necesario albergarlos en bóvedas especialmente diseñadas para ese propósito.

V.4. - Tipo de subestación que se va a construir

A continuación, se define el tipo de subestación que se va a instalar y los requerimientos que debe cumplir:

V.4.1. - Se ha de construir una subestación tipo bóveda en los siguientes casos

A.- Toda nueva edificación destinada a usos industriales, comerciales, de oficinas, residenciales o combinaciones de éstos, con una demanda máxima superior a 100 kVA.

B.- Nuevas edificaciones con un área construida superior a 1500 m^2, o bien, con tres o más niveles y un área total de construcción mayor a 750 m^2, independientemente de su demanda.

C.- Edificaciones remodeladas o reconstruidas con demandas máximas superiores a 100 kVA, a menos que a criterio de E.E.G.S.A., las circunstancias permitan la instalación de los transformadores bajo alguna de las modalidades que se describen en los artículos siguientes :

C.1.- Instalaciones en postes o marcos de postes

Este tipo de instalación es permitido fuera de los centros de población y/o en espacios abiertos, dentro de la propiedad del usuario, para lo cual deberán coordinarse los detalles pertinentes con la empresa distribuidora.

Debe ubicarse en la propiedad del usuario por lo que se requerirá un espacio apropiado para instalar un poste o marco de postes de acuerdo con las necesidades de la instalación y a las condiciones de seguridad de la zona.

En acuerdo a las disposiciones anteriores, se permite instalar bancos de transformadores en aceite, en un solo poste, siempre que su capacidad sea igual o menor a 3 x 75 kVA o bien 1 x 100 kVA.

Para bancos de mayor capacidad y en acuerdo con las condiciones generales indicadas anteriormente, se permite instalar transformadores en aceite en un marco de dos postes con una capacidad de hasta 3 x 250 kVA.

C.2.- Instalación en postes en la vía pública

Se permite la instalación de bancos de transformadores en postes de E.E.G.S.A. bajo su control.

Para tales propósitos, se permite la instalación de bancos de transformadores con una capacidad de hasta 3 x 75 kVA , o 1 x 100 kVA.

V.4.2. - Subestaciones interiores con transformadores tipo seco

Las bóvedas especificadas en el punto V.4.1. pueden sustituirse por alguna de las opciones siguientes, cuando los transformadores que se van a instalar sean del tipo seco :

A.- Acceso restringido

En sitios de acceso restringido y donde no se almacenen materiales inflamables, se permitirá la sustitución de la bóveda por un recinto con paredes de malla metálica de alambre galvanizado, siempre que éstas tengan una protección en la parte superior de alambre de púas o espigado.

Las paredes del recinto estarán ubicadas por lo menos 1.60 metros de los bornes del transformador.

B.- Acceso no restringido

En sitios de libre acceso, se permitirá la sustitución de la bóveda por un recinto con paredes de malla metálica, siempre que los transformadores y demás componentes energizados se ubiquen dentro de gabinetes metálicos especialmente diseñados para este propósito, si que estos dificulten el mantenimiento, reemplazo, maniobras, etc.

V.4.3. - Recintos protegidos fuera de edificaciones y dentro de la propiedad del usuario

Se permiten recintos protegidos fuera de los edificios, en sustitución de las bóvedas, siempre que se disponga de amplios espacios libres, a fin de que dichos recintos se ubiquen a distancias no menores de 6.0 metros de la edificación más cercana.

V.4.4. - Instalación de transformadores tipo pedestal

Se permite la instalación de un transformador tipo pedestal, como una alternativa a la bóveda o al recinto protegido dentro de la propiedad del usuario, cuando el mismo se instale sobre una losa de concreto, debiendo respetarse las siguientes separaciones mínimas:

1.50 m. de ventanas y paredes de edificios.
6.00 m. de las salidas de emergencia.

V.5. - Requerimientos que han de cumplir las subestaciones

V.5.1. - Ubicación

Las bóvedas pueden ser instaladas en el exterior o interior del edificio.

Tanto las bóvedas como los recintos protegidos deben ser ubicados lo más cerca posible de la vía pública.

Su acceso deberá ser previsto para facilitar el mantenimiento, reemplazo e inspección de los transformadores por parte de la empresa distribuidora o del propietario.

o deben construirse encima o cerca de depósitos de agua o materiales inflamables; la distancia mínima de separación debe ser de 10 metros.

La bóveda principal debe instalarse en el primer piso del edificio o en el sótano; de ser necesario se podrán adicionar bóvedas en otros pisos de la edificación.

La ubicación de la bóveda debe facilitar la circulación natural del aire.

Con este propósito debe asegurarse que la entrada del aire se construya del lado que recibe la corriente predomínate del viento.

V.5.2. - Requerimientos de seguridad y operación

A.- Malla para puesta a tierra
Se instalará una malla para puesta a tierra con conductores y especificaciones de acuerdo con el Código Eléctrico Nacional vigente. El valor de resistencia a tierra no excederá los 25 ohmios. (Ver figura V-1).

B.- Mecanismos de protección y desconexión
La subestación albergará las estructuras necesaria para soportar los dispositivos de protección tales como pararrayos y de desconexión como cuchillas portafusibles, preferiblemente autoextinguibles, en el lado de alta

tensión para aquellos bancos de transformadores alimentados mediante acometida subterránea. (Ver figura V-2).

Si la alimentación del banco es a un nivel de tensión de 34.5 kV y la conexión primaria es en estrella, se conectará su neutro directamente a tierra, o bien por intermedio de una puesta a tierra específicamente diseñada para ese propósito. La conexión directa a tierra únicamente se permitirá para aplicaciones en que la conexión secundaria sea en estrella.

Si el banco funciona a niveles de voltaje inferiores a 34.5 kV, o su conexión primaria es estrella aterrizada, únicamente deberá contar con un conjunto de pararrayos para su protección por sobrevoltajes (Ver figuras V-3 y V-4).

Todas las subestaciones con alimentación subterránea tendrán un conjunto de pararrayos y de cuchillas portafusibles en el poste de derivación (Ver figura V-5a).

En casos con acometida aérea, se permitirá la instalación únicamente de cuchillas portafusibles en el poste de derivación (Ver figura V-5b), pues los pararrayos podrán instalarse en los propios transformadores.

V.5.3.- Requerimientos constructivos

A.- Paredes

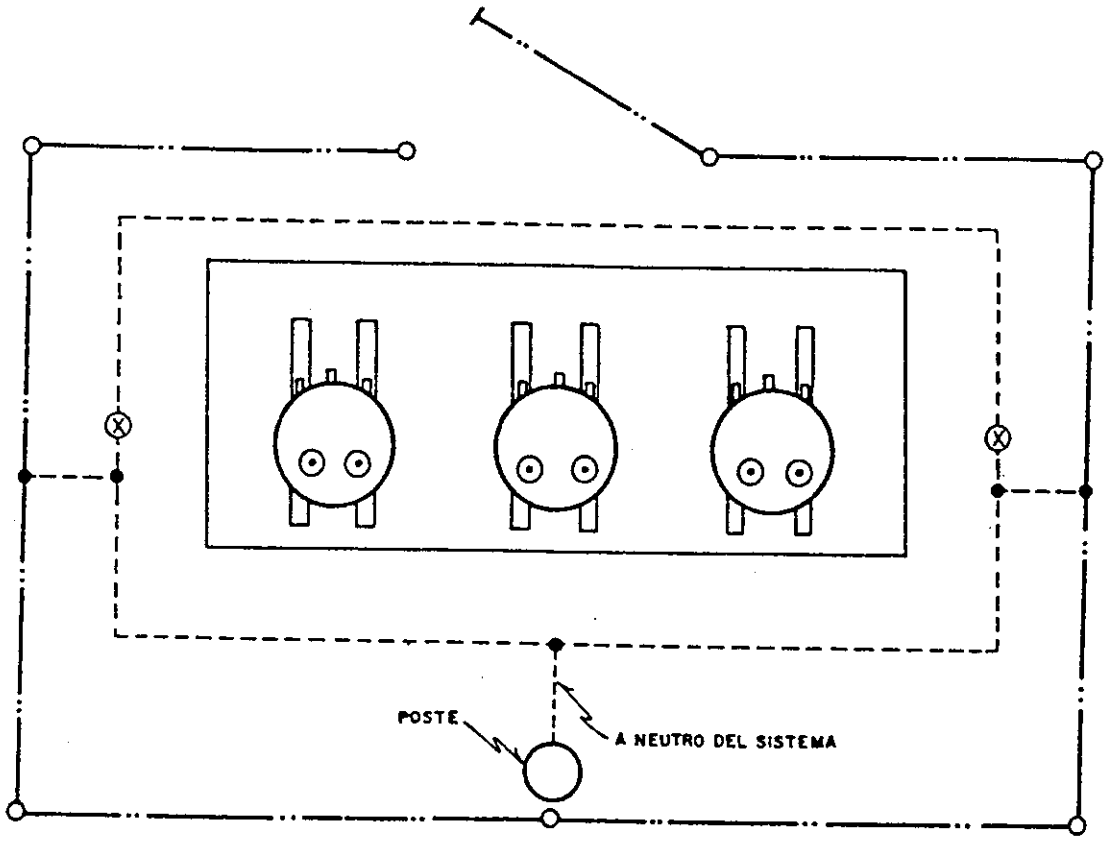
El material para la construcción de la bóveda o del recinto protegido será de concreto armado, block relleno o ladrillos de barro con cemento, con un espesor no menor a 15.0 centímetros, según la norma ASTM E 119-75.

Si el recinto protegido se instala en un sitio de comprobado acceso restringido, sus paredes podrán construirse con malla metálica de alambre galvanizado, y se guardará una distancia mínima de 1.60 m. entre los transformadores y la pared, la cual debe ser de 38.1 mm. de sección con tubo rígido galvanizado de 2.30 m. de alto y 38.1 mm. de diámetro. Los tubos verticales irán empotrados en una base de concreto, que le brinde rigidez adecuada a todo el conjunto.

B.- Techo de la subestación

En el caso de las bóvedas, será una losa de concreto armado e impermeable, con un espesor no menor a 10 centímetros, que deberá también cumplir con la norma ASTM E 119-75.

En el caso de recintos protegidos, en sitios de libre acceso, éstos deberán tener techo con cubierta metálica de hierro galvanizado calibre No. 26.



SIMBOLOGÍA

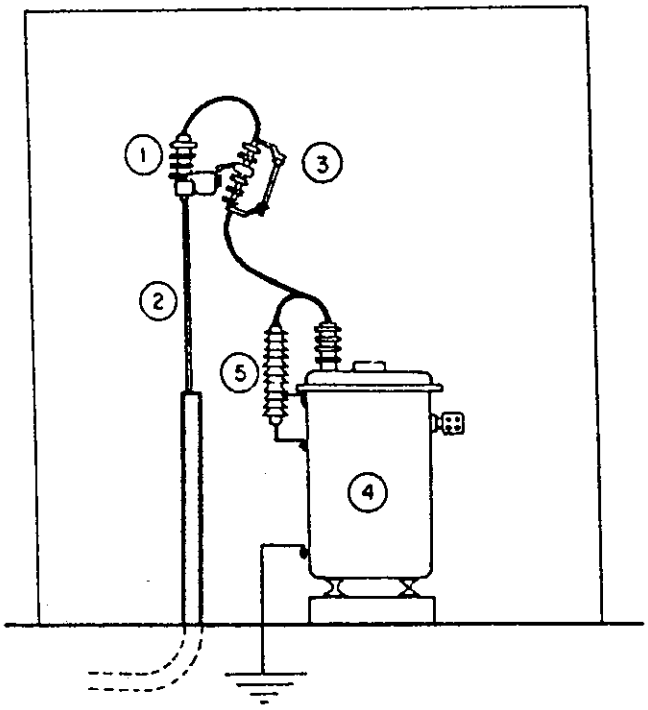
MALLA PERIMETRAL.

VARILLA PARA PUESTA A TIERRA DE 16 MM. x 3 M.

CABLE DE COBRE DESNUDO.

Fig. No. V-1

MALLA PARA PUESTA A TIERRA

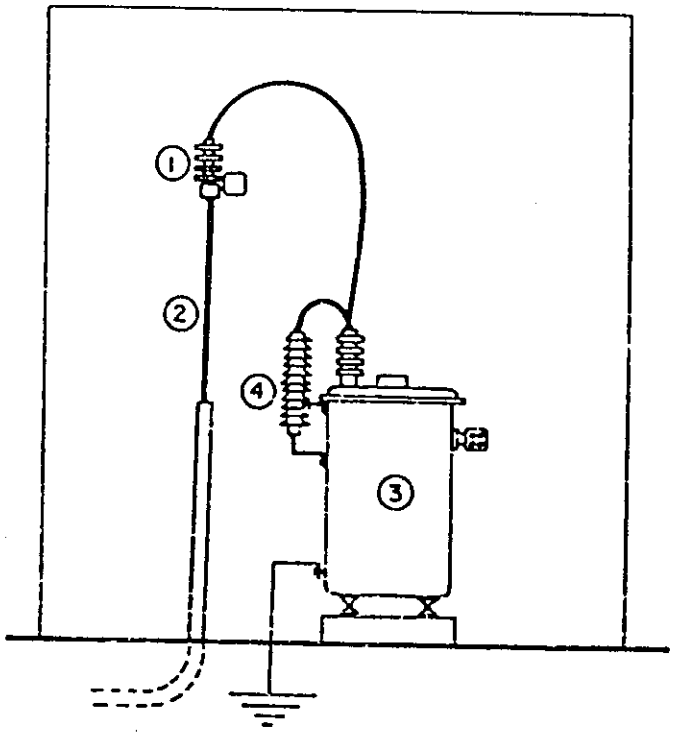


NOMENCLATURA:

1. MUFA.
2. CABLE SUBTERRÁNEO.
3. PORTAFUSIBLE AUTOEXTINGUIBLE
4. TRANSFORMADOR.
5. PARARRAYOS.

Fig. No. V-2

MONTAJE DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN Y DESCONEXIÓN DENTRO DE UNA BÓVEDA O RECINTO PROTEGIDO CON TECHO

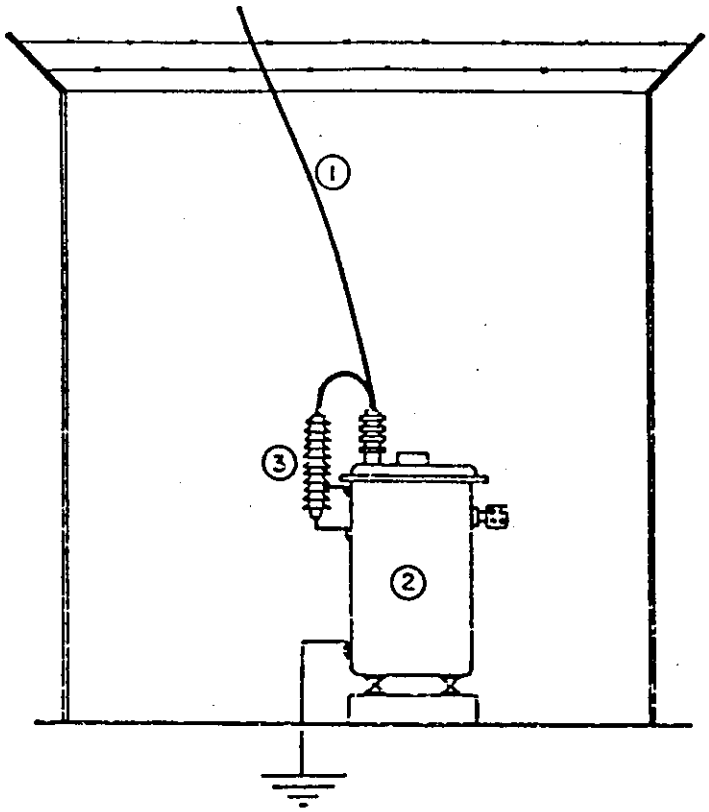


NOMENCLATURA:

1. MUFA.
2. CABLE SUBTERRÁNEO.
3. TRANSFORMADOR.
4. PARARRAYOS.

Fig. No. V-3

MONTAJE DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN DENTRO DE UNA BÓVEDA O RECINTO PROTEGIDO CON TECHO



NOMENCLATURA:

1. BAJANTE PRIMARIO.
2. TRANSFORMADOR.
3. PARARRAYOS.

Fig. No. V-4

MONTAJE DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN EN RECINTO PROTEGIDO SIN TECHO

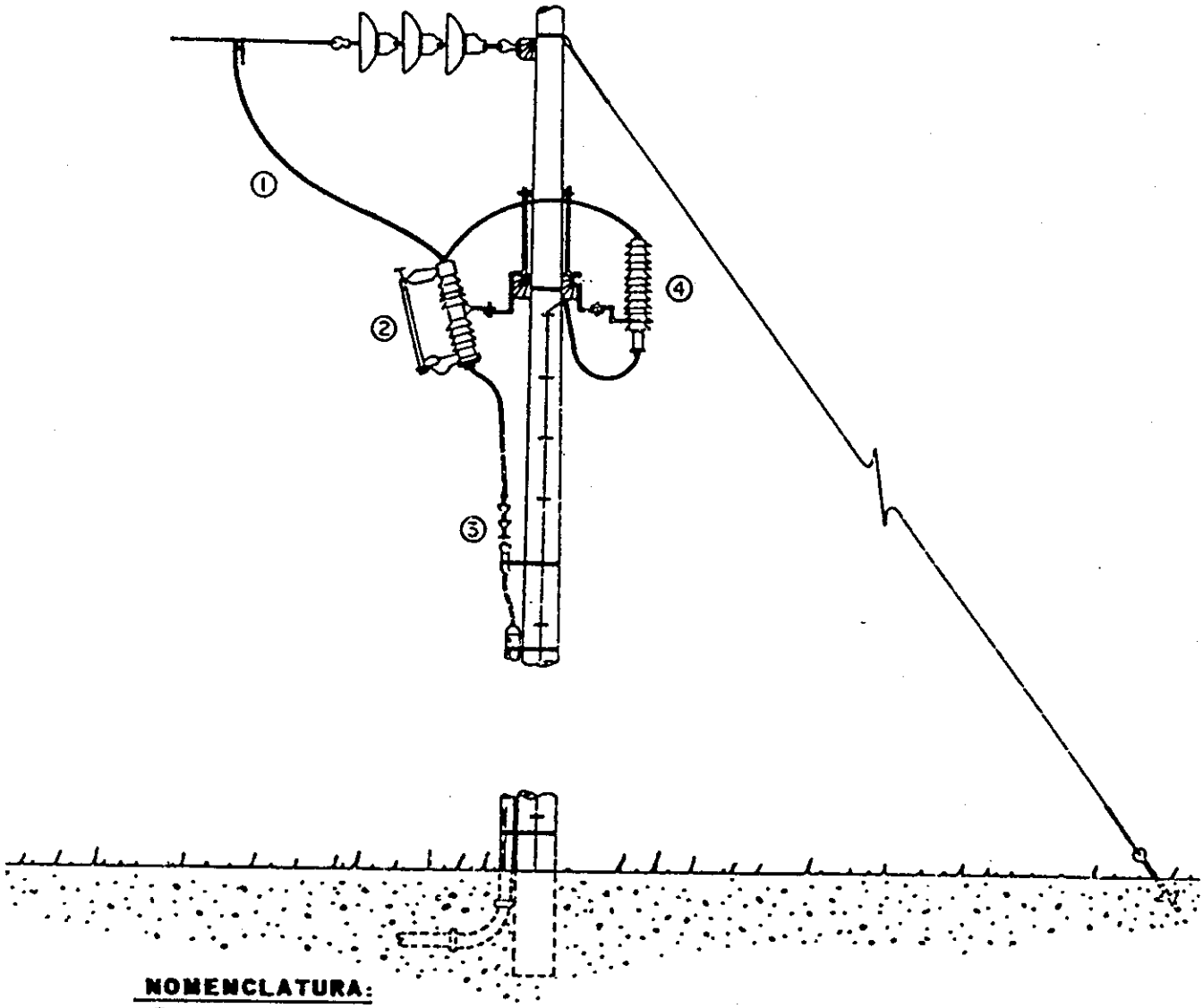


Fig. No. V-5a

MONTAJE DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN Y DESCONEXIÓN EN EL POSTE DE ENTRADA

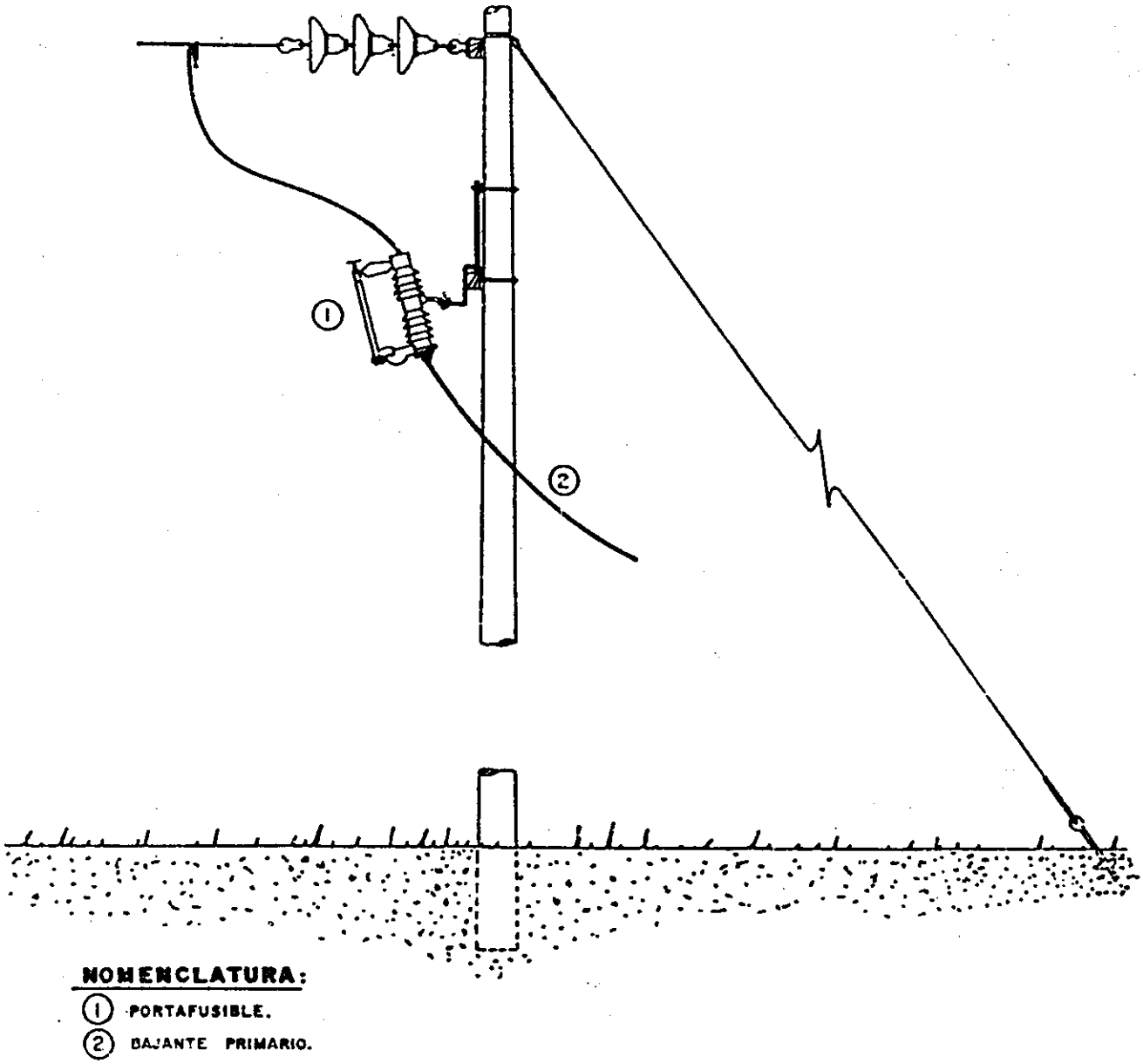


Fig. No. V-5b

MONTAJE DEL EQUIPO DE DESCONEXIÓN EN EL POSTE DE ENTRADA

C.- Puertas

En el caso de una bóveda o un recinto protegido, construido con block, deberá tener una o dos hojas para abrir únicamente hacia afuera, de acero laminado de 3.0 mm. de espesor como mínimo, debidamente puesta a tierra. Si el recinto protegido es construido con malla metálica, las puertas podrán ser de este mismo material.

En todos los casos, las puertas llevarán un rótulo de 35 x 40 centímetros con la frase "Peligro de Muerte - Alto Voltaje". La puerta estará colocada en el centro del lado largo y deberá tener cerradura con candado exterior.

D.- Piso de la subestación

Para bóvedas será de concreto de 10.0 cm. de espesor y con un desnivel del 2.0 % como mínimo hacia el depósito para derrame de aceite o de agua.(Ver figura V-6).

Para recintos protegidos, la losa tendrá un desnivel hacia los lados exteriores. El espacio entre la losa de concreto y la pared exterior deberá cubrirse con piedrín.

E.- Depósito para el derrame de aceite

Las bóvedas contarán con un deposito para la recolección de aceite derramado por el transformador, con el fin de evitar su dispersión.

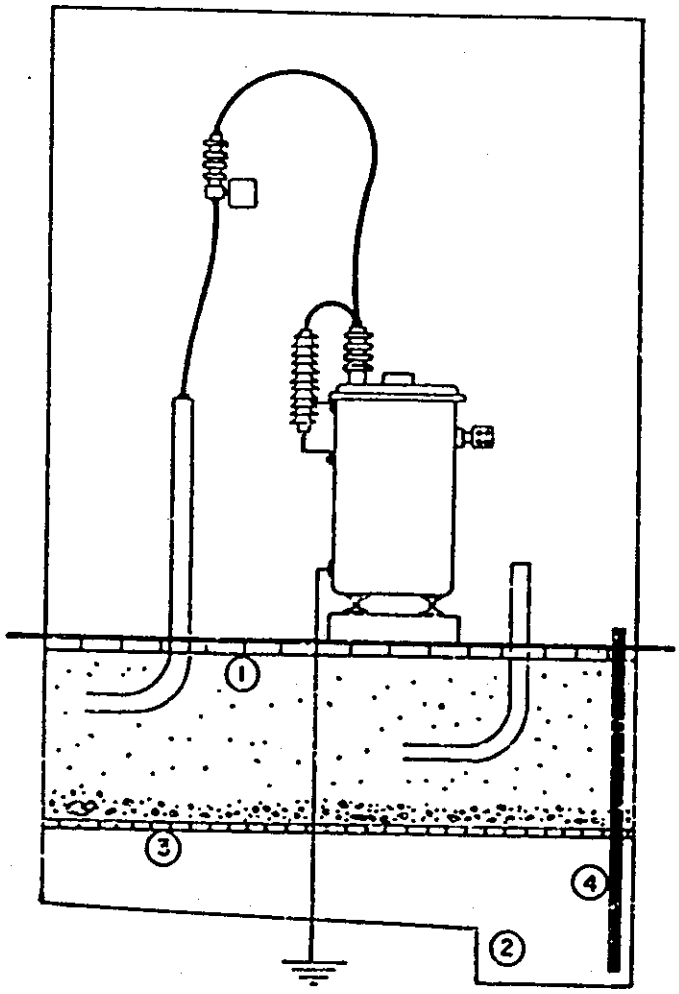
Este depósito estará separado del transformador por un filtro de piedrín que sirva para evitar la propagación del fuego. La capacidad de este depósito será igual o mayor al aceite que contenga el transformador de mayores dimensiones que se encuentre en la bóveda. (Ver figura V-6).

El depósito para contener el aceite derramado podrá evitarse mediante la construcción de un pretil a la entrada de la bóveda, cuando se cuente con mecanismos en la misma y que en caso de incendios, las entradas y salidas de aire sean bloqueadas automáticamente para evitar la propagación del fuego.

F.- Drenaje de succión

Se deberá prever un drenaje que sirva para extraer el agua que por algún motivo especial pueda acumularse en el depósito indicado anteriormente, y de esta manera enviarla a la red de aguas pluviales.

Si es aceite el que se acumula en el depósito, éste debe extraerse con una bomba adecuada y ser trasladado a un lugar apropiado. (Ver figura V-6).



NOMENCLATURA :

1. PARRILLA DE ACERO.
2. DEPÓSITO PARA RECOLECCIÓN DE ACEITE.
3. FILTRO PIEDRA QUEBRADA Y PARRILLA DE ACERO.
4. DRENAJE DE SUCCIÓN.

Fig. No. V-6

BÓVEDA PARA TRANSFORMADORES CON DEPÓSITO PARA RECOLECCIÓN DE ACEITE

G.- Ductos para el cable de acometida

Se instalarán dos ductos para colocar el cable de alimentación primario de la empresa distribuidora desde el poste más cercano a la bóveda. Cada uno tendrá un diámetro de 15.0 centímetros como mínimo y estará enterrado a una profundidad no menor de 50.0 centímetros. Ambos estarán recubiertos por una capa de concreto de 10 centímetros de espesor, y sobre ésta se colocará una cinta roja como distintivo de alta tensión, la cual podrá ser sustituida por concreto teñido de rojo.

Las secciones de los ductos que se instalen bajo tierra, podrán ser de tubo de cloruro de polivinilo (P.V.C.) o metálicos conduit.

En las partes expuestas, serán metálicos debidamente puestos a tierra y deberán terminar dentro de la bóveda o el recinto protegido a un metro sobre el nivel del piso y ubicados en el centro de la pared posterior de la instalación. De los dos ductos, uno subirá hasta el poste y el otro quedará a nivel del suelo con una tapa de fácil remoción. A criterio de la empresa distribuidora, se podrá utilizar para una nueva alimentación primaria o dejarlo como ducto de reserva.

Los radios mínimos que deberán tener las curvas de canalización serán de un metro. En el trayecto del poste a la salida de la bóveda, sólo se acepta la instalación de dos curvas y, si por alguna razón constructiva debiera existir una tercera, ésta deberá sustituirse por una caja de registro.

Si el recinto protegido es construido sin techo, la cometida podrá ser aérea.

V.5.4. - Requerimientos de ventilación

La bóveda deberá tener ventilación natural y el área requerida es función de la capacidad de los transformadores, de la altura de éstos y de la diferencia de altura entre el punto medio de los transformadores y el punto medio de la salida del aire. La entrada del aire se deberá ubicar lo más abajo posible, pero nunca más alta que el punto medio del transformador. El área efectiva de ventilación deberá ser de 40.0 cm^2. por kVA instalado.

Las áreas de ventilación estarán lejos de puertas, ventanas, o salidas de incendio, y tendrán un diseño tal, que las llamas no puedan salir al exterior de la bóveda, e irán protegidas con cedazo de 5 mm. de sección.

V.5.5. - Dimensiones de la bóveda

Las dimensiones de la bóveda están directamente relacionadas con el tamaño de los transformadores y demás equipos instalados en ella; para tal efecto, se deberán respetar las dimensiones que a continuación se indican.

A.- Bóveda tipo 1

Está prevista para albergar dos transformadores monofásicos de 10 kVA hasta 167 kVA. cada uno, o tres transformadores de 10 kVA a 50 kVA respectivamente. (Ver figura V-7).

Sus dimensiones serán de 2.50 metros de alto, 3.00 metros de ancho y 4.00 metros de largo y dos puertas de 0.75 metros de ancho por 2.20 metros de alto, cada una.

B.- Bóveda tipo 2

Está prevista para albergar tres transformadores monofásicos de 75 kVA hasta 333 kVA cada uno (Ver figura V-8); sus dimensiones serán 2.5 metros de alto, 3.00 metros de ancho y 5.00 metros de largo, y deberá tener dos puertas de 1.00 metro de ancho por 2.20 metros de alto, cada una. Las tablas V-1 y V-2, contienen las dimensiones de las áreas de trabajo.

V.5.6.- Dimensiones de recintos protegidos

A.- Recinto tipo 1

Está previsto para albergar tres transformadores monofásicos de 10 kVA hasta 500 kVA cada uno (Ver figura V-9). Sus dimensiones serán de 2.5 metros de alto, 4.00 metros de ancho y 7.00 metros de largo, con dos puertas de 1.00 metros de ancho por 2.20 metros de alto cada una. Los recintos sin techo tendrán, en los últimos 0.30 metros de pared, una protección de alambre de púas o espigado de 0.30 metros.

B.- Recinto tipo 2

Está diseñado para albergar dos bancos de tres transformadores monofásicos cada uno de 10 kVA hasta 500 kVA por transformador (Ver figura V-10).

Sus dimensiones serán de 2.50 metros de alto, 7.00 metros de ancho y 7.50 metros de largo, con dos puertas de 1.25 metros de ancho por 2.20 metros de alto, con una protección de alambre de púas en los últimos 0.30 metros.

C.- Recinto tipo 3

Está diseñado para albergar dos bancos de tres transformadores monofásicos en paralelo de 10 kVA hasta 500 kVA por transformador (Ver figura V-11).

Sus dimensiones serán de 2.50 metros de alto, 7.00 metros de ancho y 5.50 metros de largo y dos puertas de 1.25 metros de ancho por 2.20 metros de alto, con una protección de alambre de púas en los últimos 0.30 metros.

TABLA No. V-1

TAMAÑO DE LA BÓVEDA TIPO 1

CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN [kVA]	ESPACIOS DE TRABAJO [metros]						DIMENSIONES [metros]		ÁREA [m^2]
	A	B	C	D	E	F	largo	ancho	
3 x 10	0.54	0.49	0.70	0.35	1.53	0.91	3.57	2.77	9.89
3 x 15	0.54	0.49	0.70	0.35	1.53	0.91	3.57	2.77	9.89
3 x 25	0.66	0.56	0.70	0.35	1.47	0.81	3.78	2.83	10.70
3 x 37.5	0.69	0.59	0.70	0.35	1.46	0.76	3.87	2.85	11.03
3 x 50	0.69	0.59	0.70	0.35	1.46	0.76	3.87	2.85	11.03
2 x 10	0.54	0.49	0.70	0.35	0.93	0.50	2.33	2.17	5.06
2 x 15	0.54	0.49	0.70	0.35	0.93	0.50	2.33	2.17	5.06
2 x 25	0.66	0.56	0.70	0.35	0.87	0.50	2.47	2.23	5.51
2 x 37.5	0.69	0.59	0.70	0.35	0.85	0.50	2.53	2.24	5.67
2 x 50	0.69	0.59	0.70	0.35	0.85	0.50	2.59	2.24	5.80
2 x 75	0.76	0.76	0.70	0.35	0.82	0.50	2.87	2.28	6.54
2 x 100	0.76	0.76	0.70	0.35	0.82	0.50	2.87	2.28	6.54
2 x 167	0.82	0.82	0.70	0.35	0.79	0.50	2.99	2.31	6.90

TABLA No. V-2

TAMAÑO DE LA BÓVEDA TIPO 2

CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN [kVA]	ESPACIOS DE TRABAJO [metros]						DIMENSIONES [metros]		ÁREA [m^2]
	A	B	C	D	E	F	largo	ancho	
3 x 75	0.76	0.87	0.70	0.35	1.42	0.70	4.71	2.88	13.56
3 x 100	0.76	0.76	0.70	0.35	1.42	1.01	4.38	2.88	12.26
3 x 167	0.82	0.82	0.70	0.35	1.39	0.92	4.56	2.86	13.04
3 x 250	0.84	0.94	0.70	0.35	1.38	0.74	4.92	2.88	14.17
3 x 333	0.92	0.97	0.70	0.35	1.34	0.69	5.00	2.96	14.80

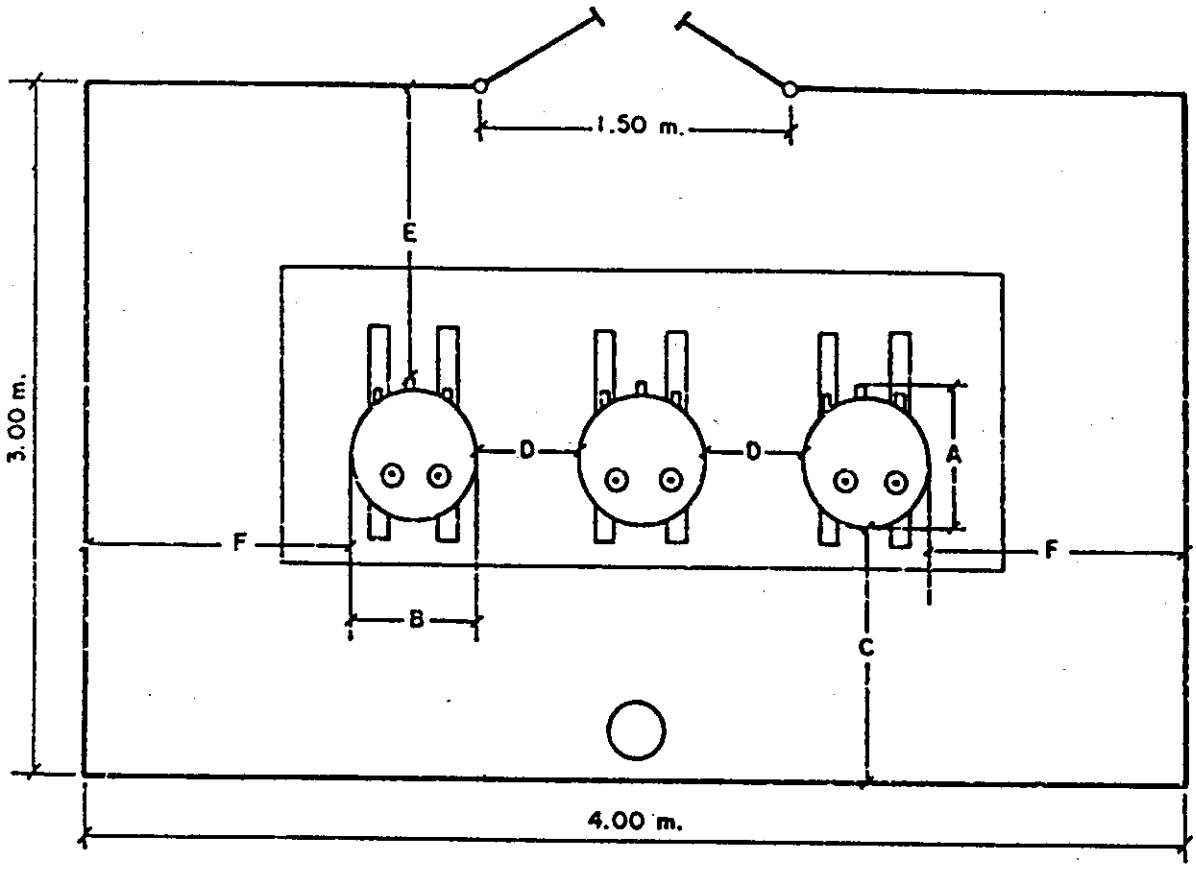


Fig. No. V-7

BÓVEDA TIPO 1

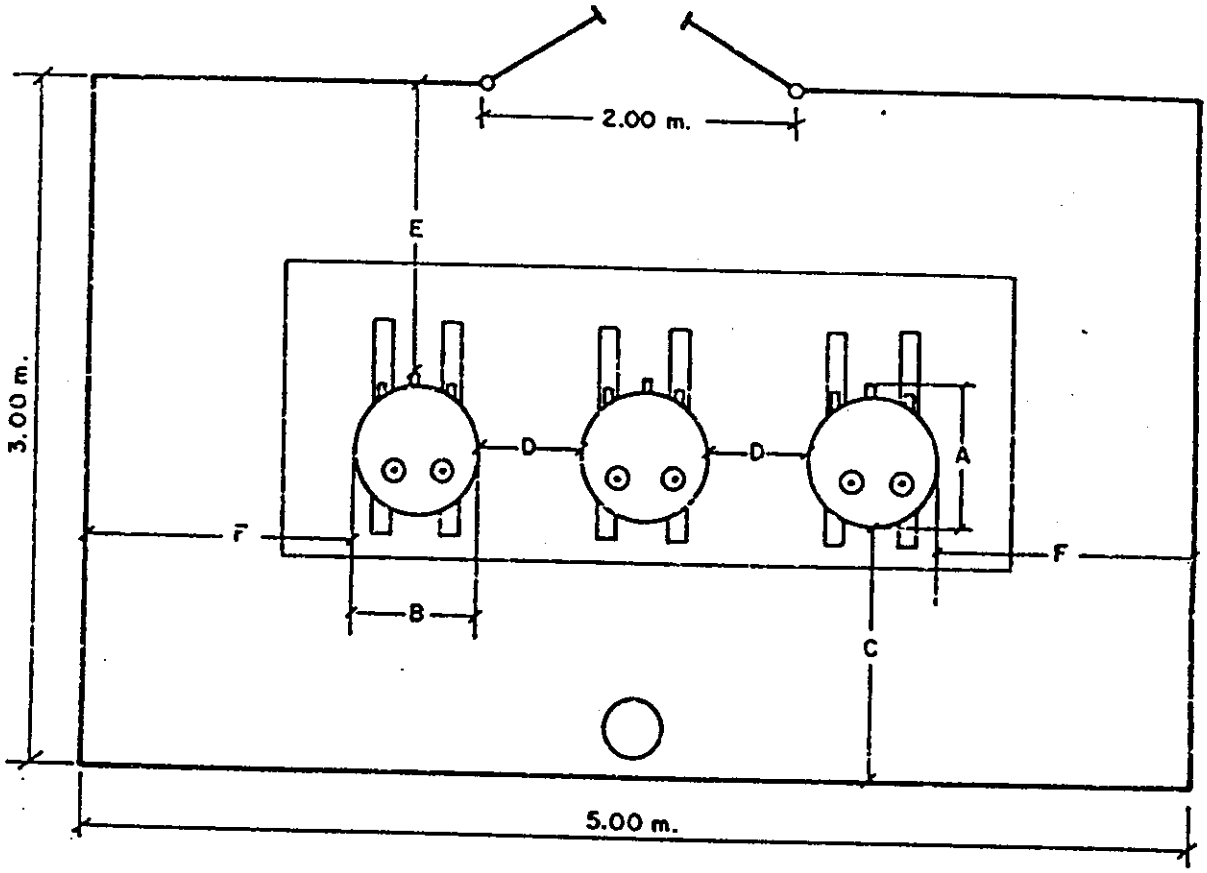


Fig. No. V-8

BÓVEDA TIPO 2

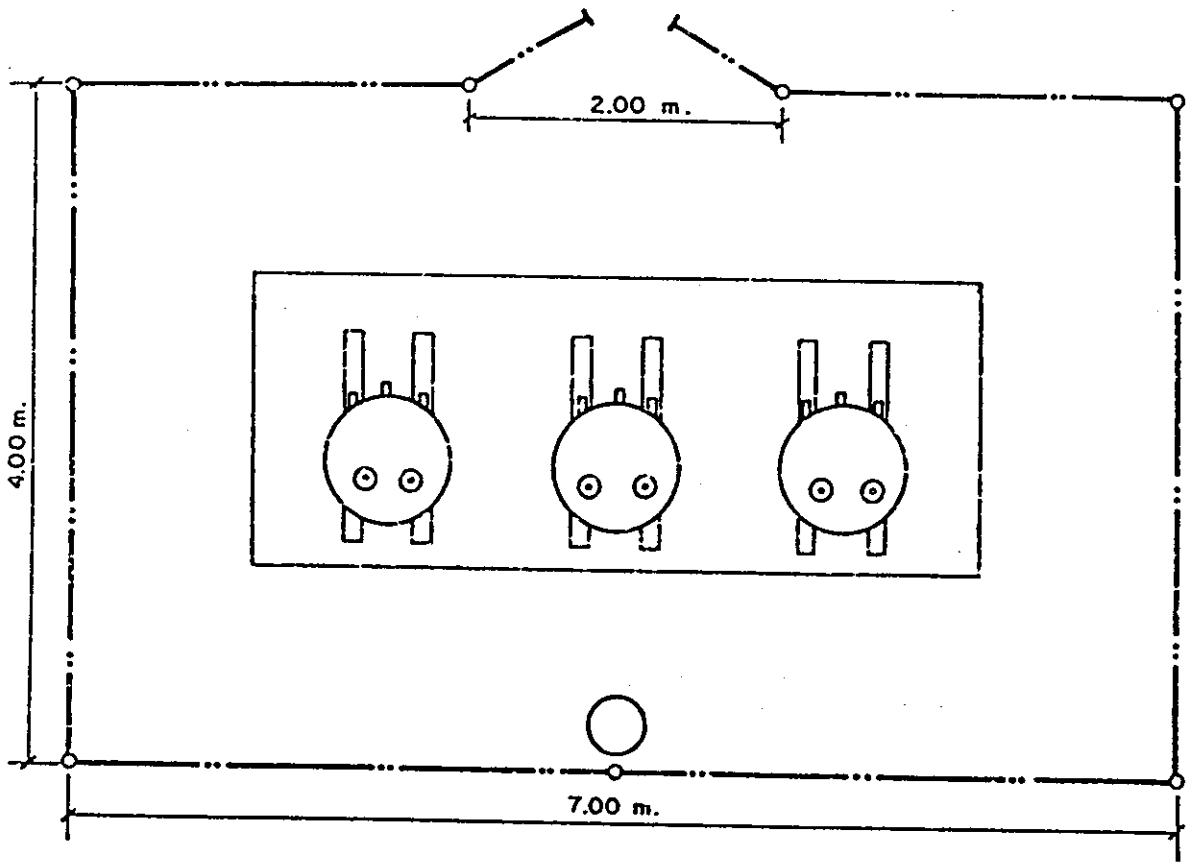


Fig. No. V-9

RECINTO TIPO 1

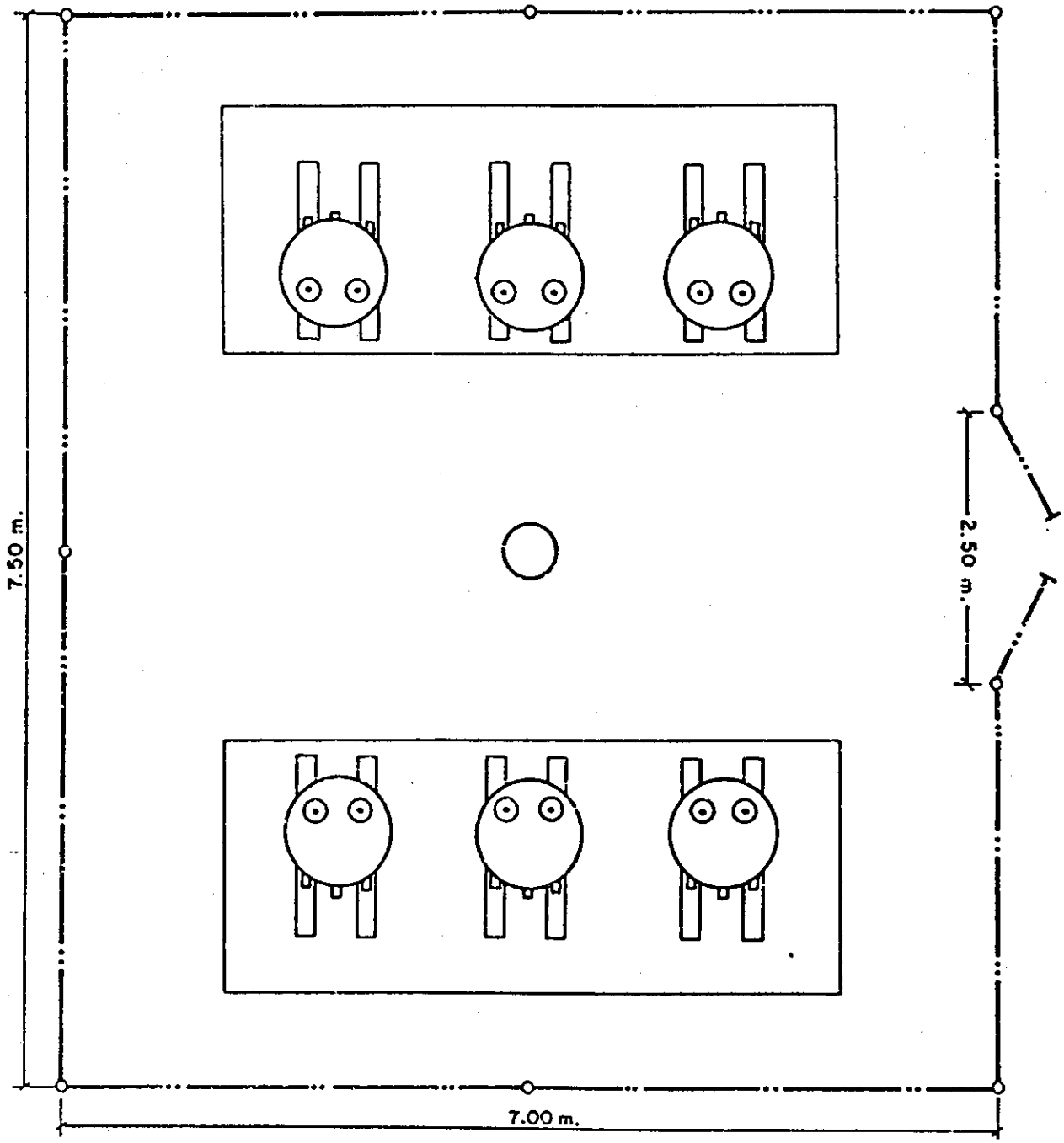


Fig. No. V-10

RECINTO TIPO 2

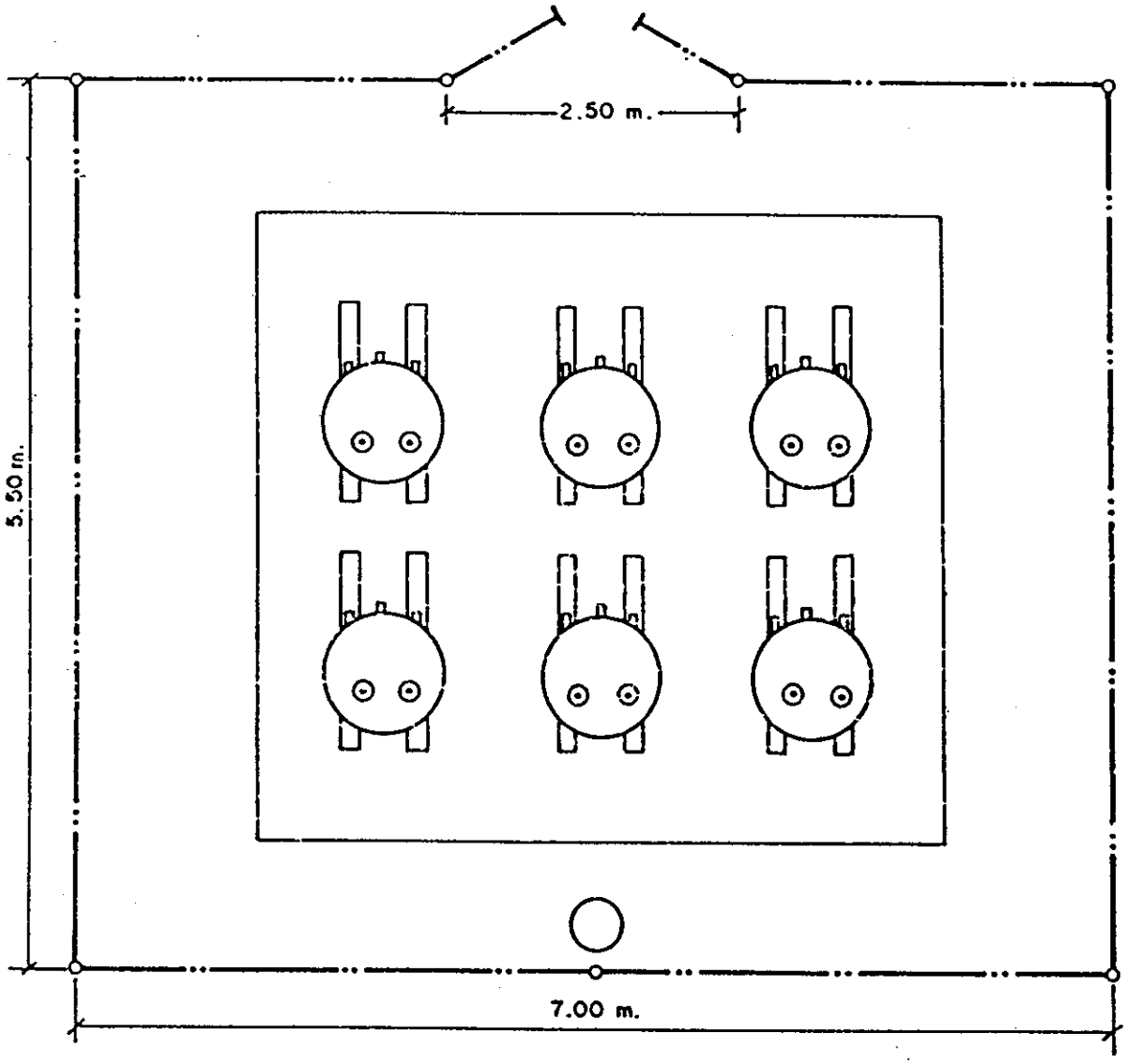


Fig. No. V-11

RECINTO TIPO 3

V.5.7.- Nota General

Se recomienda que las instalaciones eléctricas del consumidor sea hecha de acuerdo con las normas internacionales establecidas como el Código Eléctrico Nacional (NEC) de los Estados Unidos de Norteamérica, el cual forma parte integral de esta guía técnica para diseño y construcción de subestaciones, por lo que todo lo no previsto en esta guía puede ser consultado en el Código Eléctrico Nacional (NEC).

BIBLIOGRAFÍA

1. ABBOTT, ARTHUR., ***National Electrical Code Handbook.***, s.l.i., s.p.i., 1978.

2. CLAPP. A, ***Nesc Handbook.***,. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., (IEEE). Estados Unidos:, s.p.i., 1984.

3. ***Electrical Maintenance Hints.***, WESTINGHOUSE, Alemania: s.p.i. 1980.

4. FINK, DONALD G. ***Standar Handbook for Electrical Engineers.***, 12va. edición. Estados Unidos: edit. McGraw-Hill Book Company , 1980.

5. HARPER, GILBERTO. ***Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Baja Tensión.,*** 2da. edición. México: Editorial Limusa, 1974.

6. HARPER, GILBERTO., ***Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas.*** México: Editorial Limusa, 1982.

7. ***Instalaciones Eléctricas.*** , Alemanía: Edit. SIEMENS, s.p.i., 1990.

8. ***Normas para Acometidas de Servicio Eléctrico.***, Publicado por la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Onceava Edición. Guatemala: s.p.i. 1994.

9. ***Power Distribution Systems Course.*** ,GENERAL ELECTRIC, Holanda: s.p.i. 1974.

10. ***Recomended practices for emergency and standy power systems for industrial and commercial applications.*** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., (IEEE) . Estados Unidos: s.p.i. , 1980.

11. ***Recommended practices for Electric Power Distribution for Industrial Plants.*** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., (IEEE). Estados Unidos: s.p.i., 1980.

12. ***Recommended practices for Electric Power. Systems in Commercial Buildings.*** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., (IEEE). Estados Unidos: s.p.i., 1980.

13. ***Recommended practices for power System Analysis.*** The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., (IEEE). Estados Unidos: s.p.i., 1980.

14. ***Reglamento General de Servicios Eléctricos.*** Instituto Costarricense de Electricidad, Costa Rica: s.p.i. 1984.

15. ***Reglamento para la Instalación de Transformadores dentro de los Predios de los Abonados.*** Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (C.N.F.L.), Costa Rica: s.p.i. 1982.

16. ROADSTRUM, WILLIAM. Y WOLAVER, DAN ***Introducción a la Ingeniería Eléctrica.,*** , México: Editorial Harla, 1989.

17. SANCHEZ RUIZ, LUIS. ***Manual de Prevención de Accidentes en Ingeniería.*** (tesis: Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos) Guatemala: 1982.

18. SEIP, GUNTER G. ***Electrical Instalations Handbook,*** *Alemania:* Editorial Siemens y Heydem & Son Ltda., 1979.

19. VASQUEZ, JOSE R. y CANTONS, ROBERTO ***Instalaciones Eléctricas Generales***, Enciclopedia CEAC .,. España: Editorial CEAC, S.A. , 1974.

20. WILEY, JOHN . ***Electrical Engineering Handbook.,***. Alemania: Siemens, 1985.

21. ZOPPETTI. ***Estaciones Transformadoras y de Distribución.*** España: Editorial Gustavo Gili S.A. , 1985.

APÉNDICE No. 1

MÉTODO UTILIZADO EN EL PROGRAMA PARA CALCULAR LOS EFECTOS PRODUCIDOS POR SOBRECARGAS Y AUMENTO DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

APÉNDICE No. 1

MÉTODO UTILIZADO EN EL PROGRAMA PARA CALCULAR LOS EFECTOS PRODUCIDOS POR SOBRECARGAS Y AUMENTO DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

El método cubierto en esta sección fue usado para el desarrollo de un programa de computadora destinado a calcular los efectos producidos por sobrecargas y aumentos de temperatura ambiente en transformadores de distribución.

Descripción

Este programa calcula e imprime la pérdida de vida que puede experimentar un transformador de distribución bajo condiciones de carga específicas y calcula la temperatura alcanzada por sus componentes principales. Los datos de entrada de este programa son los siguientes: temperatura ambiente, carga de operación continua y carga máxima, y duración de los picos de carga.

Adicionalmente se utilizan los datos correspondientes a las características del transformador: razón de pérdidas (pérdidas en vacío / pérdidas con carga), aumento máximo de la temperatura del aceite, aumento de temperatura del punto más caliente del conductor y constante de tiempo del aceite y el cobre, todos a carga nominal y la constante de la curva de envejecimiento para el aislamiento.

La determinación del porcentaje de pérdida de vida está basado en un ciclo de 24 horas y una vida esperada del transformador, de por lo menos 20 años (una pérdida máxima de vida de 0.0137% por día).

El primer cálculo es realizado asumiendo un pico de carga que se expresa como un porcentaje de la capacidad nominal del transformador y las condiciones de temperatura dentro de la bóveda. Usando este pico de carga, se hacen los cálculos de envejecimiento a intervalos de tiempo variable (dependiendo de la duración del pico de carga), para lo cual se utiliza la tabla para el cálculo del porcentaje de perdida de vida de un transformador durante 24 horas; (ésta se encuentra al final de este apéndice), para determinar el envejecimiento del aislamiento producido por la sobrecarga.

En la salida, el programa da los siguientes resultados: la carga pico, los valores correspondientes al pico de temperatura del punto caliente, la temperatura máxima del aceite, el porcentaje total de pérdida de vida del transformador durante el período de análisis, la vida estimada del transformador, la carga promedio antes de que se aplique la sobrecarga y la temperatura ambiente, y se guarda en un archivo de texto las iteraciones realizadas en el cálculo y sus valores mas importantes.

Descripción de Simbología

A menos que se indique lo contrario, todas las temperaturas son en grados centígrados y todos los tiempos son expresados en horas.

ZFL = Aumento máximo de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal.

ZGFL = Aumento de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura máxima del aceite a carga nominal.

ZA = Temperatura ambiente

R = Relación de pérdidas : condición a carga nominal a condición sin carga.

KI = Carga continua, en p.u. de la carga nominal del transformador.

K = Carga pico de corta duración impuesta, en p.u. de la carga nominal del transformador.

TT = Constante de tiempo del aceite.

THS = Constante de tiempo del punto más caliente.

e = 2.71828

Ecuaciones para calcular las temperaturas iniciales :

Temperaturas iniciales debido a una carga continua :

ZI = Aumento inicial de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente.

ZI = (((KI)^2 x R+1) / (R+1))^0.80) x ZGL

ZGI = Aumento inicial de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite en la parte superior.

ZGI = (KI)^1.6 x ZGFL

Temperaturas últimas que serían alcanzadas si la carga pico impuesta para un tiempo dado, fuese dejada indefinidamente.

ZU = Aumento último de la temperatura del aceite en la parte superior sobre la temperatura ambiente.

ZU = ((K)^2 x R+1) / (R+1))^0.8) x ZFL

ZGU = Ultimo aumento de la temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite en la parte superior.

$$ZGU = (K)^{1.6} \times ZGFL$$

Ecuaciones para calcular la temperatura para cualquier tiempo dado durante el aumento de la temperatura (duración del pico de carga) :

T = Cualquier instante dado durante el ciclo de 24 horas.

ZT = Aumento de la temperatura del aceite en la parte superior sobre el ambiente para cualquier tiempo dado durante el aumento de temperatura.

$$ZT = (ZU - ZI) \times (1 - e^{-T/TT}) + ZI$$

ZGT = Aumento de la temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite en la parte superior para cualquier tiempo dado durante el aumento de temperatura.

$$ZGT = (ZGU - ZGI) \times (1 - e^{-T/THS}) + ZGI$$

ZG = Temperatura del punto más caliente para cualquier tiempo dado durante el aumento de temperatura.

$$ZG = ZA + ZT + ZGT$$

ZM = Máximo aumento de la temperatura del punto más caliente del aceite sobre la temperatura ambiente.

ZGM = Máximo aumento de la temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite.

ZPK = Temperatura pico del punto más caliente durante el ciclo de 24 horas.

$$ZPK = ZA + ZM$$

ZGPK = Temperatura pico del punto más caliente del conductor durante un ciclo de 24 horas.

$$ZGPK = ZA + ZM + ZGM$$

Ecuaciones para calcular temperaturas para cualquier tiempo dado durante la etapa de enfriamiento (después de que ha finalizado la sobrecarga).

ZC = Aumento de la temperatura de la parte superior del aceite sobre la temperatura ambiente para cualquier tiempo dado durante el enfriamiento.

$$ZC = (ZM - ZI) \times (e^{-T/TT}) + ZI$$

ZGC = Aumento de la temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura de la parte superior del aceite para cualquier tiempo dado durante el enfriamiento.

$$ZGC = (ZGC - ZGI) \times (e^{-T/THS}) + ZGI$$

ZG = Temperatura del punto más caliente del conductor para cualquier tiempo dado durante el enfriamiento (°C).

$$ZG = ZA + ZC + ZGC$$

Ecuaciones para calcular el porcentaje de pérdida de vida durante un intervalo de tiempo dado, Z :

$$\% \text{ Pérdida} = ((100 \times Z) / (\log (B / (ZG + 273)) - A)$$

Donde : A y B = constante de las curvas de la vida esperada, ver figura No.1

El porcentaje de pérdidas de vida para cada intervalo de tiempo es integrado de acuerdo con el tiempo de integración de la tabla No.1, como se muestra a continuación:

Ecuación para calcular la vida útil del transformador :

$$PPP = (100 / (\% \text{ Pérdida} \times 365))$$

TABLA No.1

TABLA PARA EL CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

DURACIÓN DE LA SOBRECARGA (HORAS)	K1	K2	K3	K4	Z1	Z2	Z3	Z4
1	2.0	3.0	5.0	24.0	0.10	0.20	0.50	1.0
2	4.0	6.0	24.0	0.0	0.20	0.50	1.0	0.0
4	6.0	9.0	24.0	0.0	0.20	0.50	1.0	0.0
8	4.0	10.0	13.0	24.0	0.50	0.20	0.50	1.0
24	24.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0

Esta tabla se interpreta como sigue :

Los cálculos de una hora de sobrecarga se hace cada Z1 (0.1) horas de 0.0 a K1 (2.0) horas, cada Z2 (0.2) horas de K1 + Z2 (2.2) horas hasta K2 (3.0) horas, cada Z3 (0.5) horas de K2 + Z3 (3.5) horas a K3 (5.0) horas y cada Z4 (1.0) hora de K3 + Z4 (6.0) a 24 horas.

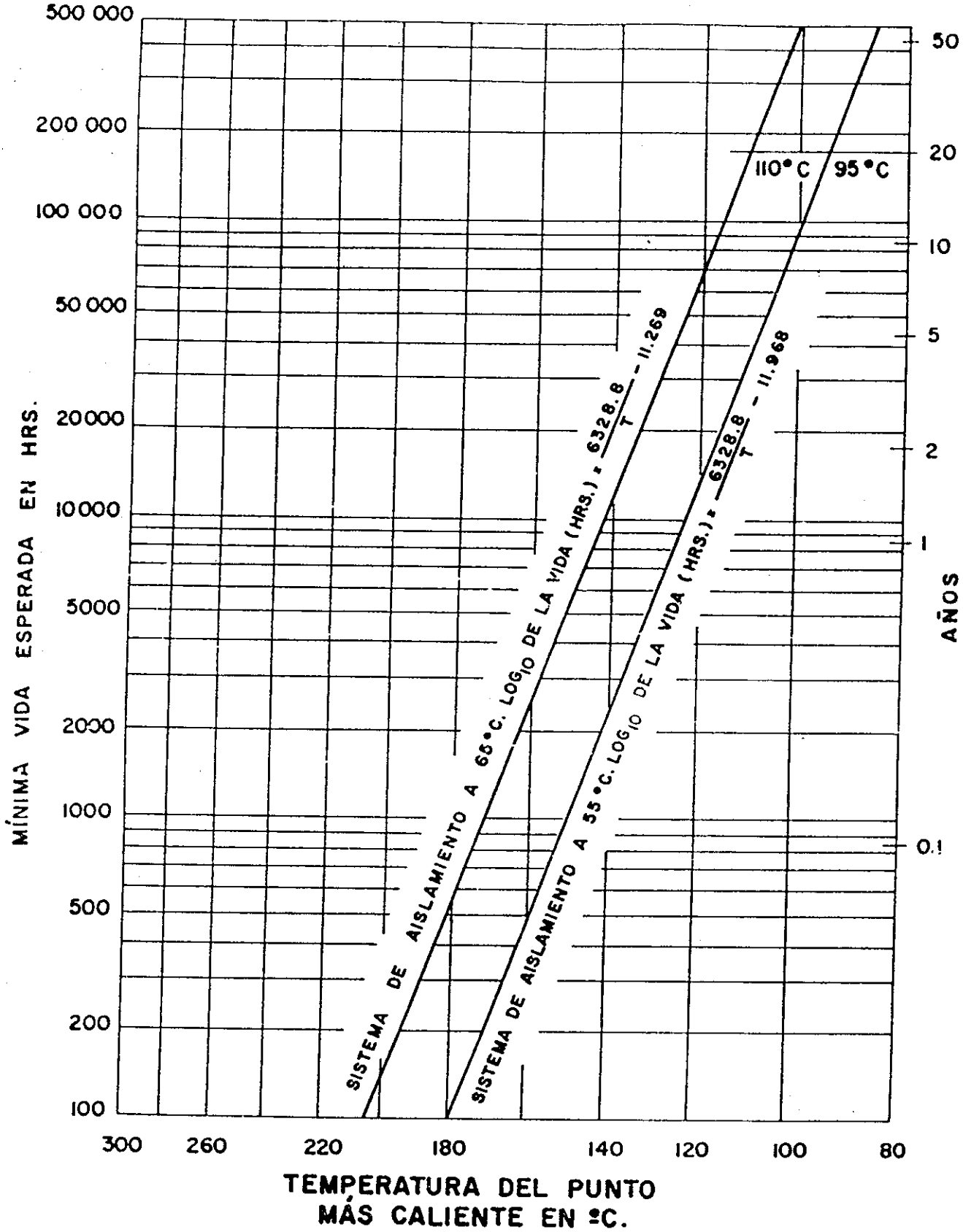


Fig. No. 1

CURVA DE VIDA ESPERADA

TABLA No. 2

PÉRDIDAS EN VACÍO Y CON CARGA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

DESCRIPCIÓN			WESTINGHOUSE		GENERAL ELECTRIC	
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO			PÉRDIDAS / VATIOS		PÉRDIDAS / VATIOS	
kVA	A / C	Voltaje	Vacío	Carga	Vacío	Carga
10	A	34.5 Yo / 19.9 / 120 / 240	34	145	28	158
15	A	34.5 Yo / 19.9 / 120 / 240	46	155	42	170
25	A	34.5 Yo / 19.9 / 120 / 240	63	243	66	260
37.5	A	34.5 Yo / 19.9 / 120 / 240	92	339	93	372
50	A	34.5 Yo / 19.9 / 120 / 240	139	492	100	483
37.5	C	19.9 / 34.5 Yo / 120 / 240	82	312	80	378
50	C	19.9 / 34.5 Yo / 120 / 240	129	413	98	487
75	C	19.9 / 34.5 Yo / 120 / 240	142	627	144	650
100	C	19.9 / 34.5 Yo / 120 / 240	184	845	210	813
167	C	19.9 / 34.5 Yo / 120 / 240	173	1470	290	1253
50	C	34.5 Yo / 19.9 / 277 / 480	139	364	106	400
75	C	34.5 Yo / 19.9 / 277 / 480	160	571	176	668
100	C	34.5 Yo / 19.9 / 277 / 480	164	830	174	856
167	C	34.5 Yo / 19.9 / 277 / 480	225	1389	293	1189
250	C	34.5 Yo / 19.9 / 277 / 480	292	2283	379	2167
333	C	34.5 Yo / 19.9 / 277 / 480	257	2963	443	3147
167	C	19.9 / 34.5 Yo / 7.9 / 13.8	404	1394	295	1724
250	C	19.9 / 34.5 Yo / 7.9 / 13.8	629	2595	319	3277
333	C	19.9 / 34.5 Yo / 7.9 / 13.8	743	2748	435	3357

***A / C :** Autoprotegido o convencional.

APÉNDICE No. 2

GUÍA DEL USUARIO
PARA EL PROGRAMA DE CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

APÉNDICE No. 2

GUÍA DEL USUARIO
PARA EL PROGRAMA DE CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

El presente programa fue desarrollado bajo el protocolo del lenguaje de programación TURBO PASCAL, versión VII, el cual dio origen al archivo ejecutable **PPV.EXE**, (**P**orcentaje de **P**érdida de **V**ida), mediante el cual se ejecuta directamente el programa.

El programa puede ser ejecutado desde el disco duro, copiando los archivos respectivos o directamente desde el disquete, tecleando en ambos casos: ´**PPV.EXE**´; se observa únicamente que el disquete no tenga la protección contra sobreescritura activada, es decir, que no este protegido.

La ejecución de este programa da origen a un archivo de salida: ´**SALIDA.TXT**´, en el cual se almacenan las iteraciones realizadas en la corrida del mismo; en este archivo será almacenada únicamente la última corrida realizada; ésta es la razón por la cual si se ejecuta desde disquete, no debe estar protegidó, de lo contrario habrá un error en la ejecución.

El programa tiene la capacidad de autodetectar el tipo de monitor de la computadora donde se está ejecutando el programa, por lo que sólo hay que observar que exista espacio físico en disco duro o en el disquete, para el archivo de salida, que se generará al final.

El archivo ejecutable PPV.EXE ocupa 56,208 bytes, y el archivo de salida SALIDA.TXT; generalmente ocupa alrededor de 2,900 bytes, por lo tanto, el espacio total que necesita el programa es de alrededor de 60.0 Kbytes., ya sea en disco duro o en disquete.

EJECUTANDO EL PROGRAMA "PPV"

Luego de verificar espacio libre en disco, se procede a ejecutar el programa desde la línea de comando de la computadora, y se teclea PPV.EXE para luego pulsar la tecla [enter], así:

c:=> PPV.EXE [enter] {si se corre desde el disco duro}

a:=> PPV.EXE [enter] {si se corre desde el disquete}

Seguidamente se desplegará la siguiente pantalla:

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA ELÉCTRICA

PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

Ingrese temperatura ambiente promedio [°C] :

En esta etapa, se ingresan los datos requeridos por el programa, para verificar los resultados del programa se ingresaran los siguientes datos, ejemplo:

Ingrese temperatura ambiente [°C] : 33
(En esta pregunta, el programa acepta ingresar datos dentro del siguiente rango [1 ... 60].)

Ingrese duración de la sobrecarga [1, 2, 4, 8, 24 hrs.] : 4
(En esta pregunta, el programa acepta ingresar únicamente 1, 2, 4, 8 y 24.)

Ingrese Pérdidas en vacío del transformador [W] : 210
(El rango que acepta esta pregunta es de [10 ... 800].)

Ingrese Pérdidas bajo carga del transformador [W] : 813
(El rango que acepta esta pregunta es de [50 ... 3500].)

Ingrese sobrecarga pico del transformador [%] : 137
(El rango que acepta esta pregunta es de [100 ... 200].)

Ingrese carga nominal promedio del transformador [%] : 84
(El rango que acepta esta pregunta es de [10 ... 100].)

Al ingresar algún valor que esté fuera del rango establecido para cada pregunta, éste será ignorado. A continuación, se presenta como queda la pantalla luego del ingreso.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA ELÉCTRICA

PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

Ingrese temperatura ambiente promedio	[°C] :	33
Ingrese duración de la sobrecarga	[1, 2, 4, 8, 24 hrs] :	4
Ingrese pérdidas en vacío del transformador	[W] :	210
Ingrese pérdidas bajo carga del transformador	[W] :	813
Ingrese sobrecarga pico del transformador	[%] :	137
Ingrese carga nominal promedio del transformador	[%] :	84

Posteriormente al ingreso de los datos, el programa despliega la siguiente pantalla, en la cual muestra cómo quedaron las condiciones iniciales de la sobrecarga, como consecuencia del ingreso de los datos.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA ELÉCTRICA

PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

DATOS DE LAS CONDICIONES INICIALES DE LA SOBRECARGA

R	ZA	KI	K	ZFL	ZGFL	TT	THS
3.90	33.00	0.84	1.37	55.00	20.00	3.50	0.08

[Presione cualquier tecla para continuar .....]

Luego de verificar las condiciones de la sobrecarga, el programa queda en espera, y al presionar cualquier tecla el programa continúa desplegando los resultados de la corrida y presenta las condiciones en máxima temperatura, así como, el porcentaje de pérdida de vida diaria y la vida útil estimada para el transformador, como se muestra en la siguiente pantalla:

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA ELÉCTRICA

PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

DATOS DE LAS CONDICIONES INICIALES DE LA SOBRECARGA

R	ZA	KI	K	ZFL	ZGFL	TT	THS
3.90	33.00	0.84	1.37	55.00	20.00	3.50	0.08

* * * * * RESULTADOS DEL PROGRAMA * * * * *

CONDICIONES EN MÁXIMA TEMPERATURA [°C]				PERDIDA DE VIDA DIARIA
				0.01766 [%]
ZG	ZGM	ZPK	ZGPK	
71.3585	33.0966	104.3585	137.4551	VIDA ÚTIL ESTIMADA
				15.52 años

[1] Ver iteraciones [2] Ver gráfica [3] Ingresar nuevos datos [4] Salir

En parte del programa, se ha creado el archivo de salida que contiene las iteraciones realizadas en la corrida.

El programa despliega un menú de opciones: (1) Ver iteraciones, (2) Ver gráfica, (3) Ingresar nuevos datos, (4) Salir.

Al seleccionar la opción (1) , el programa despliega pantalla por pantalla las iteraciones realizadas durante la corrida, como se muestra a continuación.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA ELÉCTRICA

PROGRAMA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

Horas	ZM [°C]	ZGPK [°C]	PPV [%]
0.000100	44.439808	92.592657	0.000018
0.200100	46.634938	111.100558	0.000142
0.400100	48.708148	114.656472	0.000318
0.600100	50.666211	116.749301	0.000532
0.800100	52.515521	118.610860	0.000789
1.000100	54.262119	120.358572	0.001091
1.200100	55.911710	122.008263	0.001445
1.400100	57.469681	123.566243	0.001853
1.600100	58.941120	125.037684	0.002321
1.800100	60.330835	126.427699	0.002852
2.000100	61.643364	127.739927	0.003451
2.200100	62.882993	128.979557	0.004121
2.400100	64.053773	130.150337	0.004865

[Presione cualquier tecla para continuar .....]

Se presiona cualquier tecla para seguir desplegando, hasta llegar a la última iteración.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE MECÁNICA ELÉCTRICA

PROGRAMA PARA EL CALCULO DE PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR

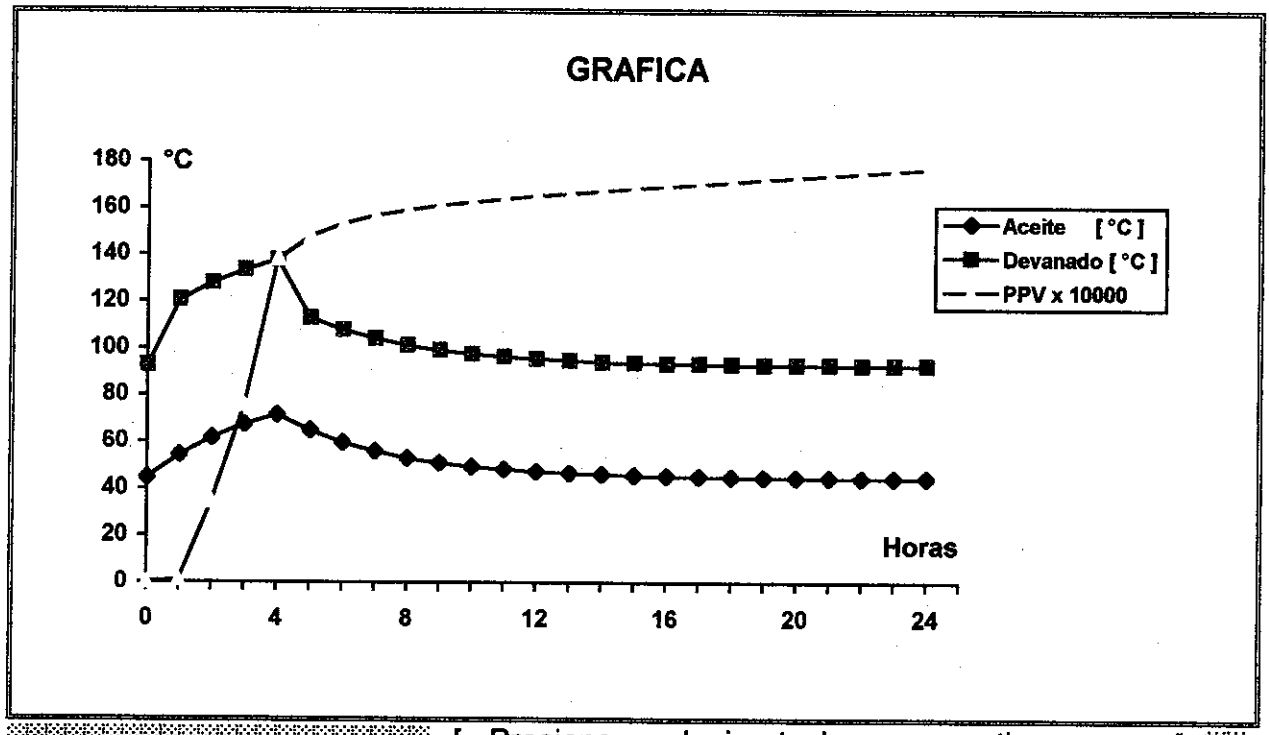
Horas	ZM [°C]	ZGPK [°C]	PPV [%]
23.000100	44.556839	92.688161	0.017567
24.000100	44.527474	92.658795	0.017658

* * * * * Ultima Línea * * * * *

[1] Ver iteraciones [2] Ver gráfica [3] Ingresar nuevos datos [4] Salir

En la última iteración, aparece nuevamente el menú de opciones.

Al seleccionar la opción (2), el programa despliega las gráficas correspondientes a la temperatura del aceite y del devanado del transformador durante un ciclo de 24 horas donde se llevó a cabo la sobrecarga, así como la curva de pérdida de vida del transformador para el mismo ciclo.



[Presione cualquier tecla para continuar .....]

Al presionar cualquier tecla el menú de opciones, aparece nuevamente.

Al seleccionar la opción (3), el programa vuelve a empezar con el ingreso de datos, (referirse al principio de esta guía), borrando el archivo de salida que genera en la última corrida y empezando prácticamente de nuevo.

Con la opción (4), el programa simplemente termina su ejecución y sale a la línea de mando de la computadora.

ARCHIVO DE SALIDA

" SALIDA.TXT "

HORAS	ZM	ZGPK	PPV
0.000100	44.439808	92.592657	0.000018
0.200100	46.634938	111.100558	0.000142
0.400100	48.708148	114.656472	0.000318
0.600100	50.666211	116.749301	0.000532
0.800100	52.515521	118.610860	0.000789
1.000100	54.262119	120.358572	0.001091
1.200100	55.911710	122.008263	0.001445
1.400100	57.469681	123.566243	0.001853
1.600100	58.941120	125.037684	0.002321
1.800100	60.330835	126.427399	0.002852
2.000100	61.643364	127.739927	0.003451
2.200100	62.882993	128.979557	0.004121
2.400100	64.053773	130.150337	0.004865
2.600100	65.159527	131.256090	0.005686
2.800100	66.203866	132.300429	0.006588
3.000100	67.190201	133.286765	0.007571
3.200100	68.121755	134.218318	0.008639
3.400100	69.001569	135.098133	0.009793
3.600100	69.832518	135.929081	0.011033
3.800100	70.617315	136.713878	0.012361
4.000100	71.358524	137.455087	0.013777
***** Fin de la sobrecarga e inicio del enfriamiento *****			
4.200100	69.863372	119.627593	0.014059
4.400100	68.451263	116.731002	0.014274
4.600100	67.117583	115.262394	0.014460

4.800100	65.857977	113.990525	0.014624
5.000100	64.668331	112.799764	0.014771
5.200100	63.544758	111.676090	0.014902
5.400100	62.483590	110.614912	0.015020
5.600100	61.481360	109.612682	0.015127
5.800100	60.534795	108.666116	0.015224
6.000100	59.640803	107.772124	0.015313
6.500100	57.617064	105.748385	0.015494
7.000100	55.862730	103.994051	0.015646
7.500100	54.341936	102.473257	0.015775
8.000100	53.023594	101.154915	0.015888
8.500100	51.880752	100.012073	0.015988
9.000100	50.890047	99.021368	0.016079
10.000100	49.286736	97.418057	0.016231
11.000100	48.081883	96.213205	0.016366
12.000100	47.176464	95.307785	0.016487
13.000100	46.496062	94.627383	0.016601
14.000100	45.984756	94.116077	0.016708
15.000100	45.600520	93.731842	0.016810
16.000100	45.311776	93.443097	0.016910
17.000100	45.094792	93.226113	0.017007
18.000100	44.931733	93.063054	0.017103
19.000100	44.809197	92.940519	0.017197
20.000100	44.717115	92.848436	0.017290
21.000100	44.647917	92.779238	0.017383
22.000100	44.595917	92.727238	0.017475
23.000100	44.556839	92.688161	0.017567
24.000100	44.527474	92.658795	0.017658

******** **Ultima línea** ********

EJEMPLO DE UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA

Cálculo del porcentaje de vida (PPV) de un banco de transformadores ubicados en una bóveda para una sobrecarga de 4 horas:

Para realizar el cálculo respectivo, se tiene la siguiente información:

1. Capacidad del banco de transformadores : **300 kVA.** (General Electric)
2. Voltaje primario : **34.5/19.9 kV** Conexión : **Estrella**
3. Voltaje secundario : **120 / 240 V** Conexión : **Delta Aterrizada**
4. Demanda máxima coincidente (K) : **137 %** de la carga nominal.
5. Demanda promedio fuera del pico (KI) : **84 %** de la carga nominal.
6. Temperatura ambiente promedio : **33 °C**

Con los datos anteriores y con ayuda de la tabla No.2 del apéndice No.1, obtenemos:

7. Pérdidas del transformador bajo carga : **813 W**
8. Pérdidas del transformador en vacío : **210 W**

Con base en el programa planteado en este apéndice, se puede calcular el porcentaje de pérdida de vida de los transformadores para las condiciones arriba mencionadas, así se tiene el PPV = 0.01766 %.

Como el porcentaje de pérdida de vida indicado corresponde a la pérdida diaria, puede observarse que la vida útil estimada para el banco de transformadores será de 15.52 años.

Si consideramos el mismo caso anterior, modificando únicamente la temperatura ambiente promedio en : **31 °C**, o sea una disminución de 2 °C, y al correr nuevamente el programa se obtiene que la vida útil estimada será en este caso de 18.67 años, o sea, 3.15 años más de vida para el banco de transformación, como consecuencia de bajar dos grados de temperatura ambiente.

Aquí se ve la importancia de la correcta ventilación de las bóvedas de transformadores para lograr una temperatura que nos permita el máximo aprovechamiento de la vida útil de los transformadores.

Observamos, en este ejemplo, la facilidad con que este programa permite realizar un sin número de simulaciones para diferentes casos, en los cuales se puede variar temperatura ambiente, duración de las sobrecargas, intensidad de la sobrecarga, etc., lo que nos permite tener de esta manera una comprensión más clara de los efectos que se producen en los transformadores, como consecuencia de la temperatura y sobrecargas.

APÉNDICE No. 3

CÓDIGO DEL PROGRAMA "PPV"

APÉNDICE No. 3

CÓDIGO DEL PROGRAMA "PPV"

El presente programa fue elaborado bajo el protocolo del lenguaje TURBO PASCAL, versión VII. A continuación, se enumeran las variables más importantes, así como, el código del programa.

LISTA DE LAS VARIABLES MAS IMPORTANTES UTILIZADAS:

ZA = Temperatura ambiente.

ZI = Aumento inicial del aceite superior sobre la temperatura ambiente.

ZGI = Aumento inicial del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite en la parte superior.

ZU = Aumento ultimo del aceite en la parte superior sobre la temperatura ambiente.

ZGU = Último aumento del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite en la parte superior.

ZFL = Aumento máximo del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal.

ZGFL = Aumento del punto más caliente del conductor sobre la temperatura máxima del aceite a carga nominal.

R = Relación de pérdidas de la carga nominal con las pérdidas sin carga.

KI = Carga continua, en p.u., de la carga nominal del transformador.

K = Carga pico de corta duración impuesta, en p.u., de la carga nominal del transformador.

ZT = Aumento del aceite en la parte superior sobre el ambiente para cualquier tiempo dado durante el aumento de temperatura.

ZGT = Aumento del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite en la parte superior para cualquier tiempo dado durante el aumento de temperatura.

ZG = Temperatura del punto más caliente para cualquier tiempo dado durante el aumento de temperatura.

T = Cualquier tiempo dado durante el ciclo de 24 horas.

TT = Constante de tiempo del nivel de aceite.

THS = Constante de tiempo del punto mas caliente.

PPV = Porcentaje de pérdida de vida.

ZM = Máximo aumento del punto más caliente sobre la temperatura ambiente.

ZGM = Máximo aumento del punto más caliente del conductor sobre la temperatura del aceite.

ZPK = Temperatura pico del punto más caliente durante un ciclo de 24 horas.

ZGPK= Temperatura pico del punto más caliente del conductor durante un ciclo de 24 horas.

TENF= Temperatura final.

Z = Intervalo de tiempo.

ZC = Aumento de la parte superior del aceite sobre la temperatura ambiente para cualquier tiempo dado durante el enfriamiento.

ZGC = Aumento del punto más caliente del conductor sobre la temperatura de la parte superior del aceite para cualquier tiempo dado durante el enfriamiento.

ZGE = Temperatura del punto más caliente del conductor para cualquier tiempo dado durante el enfriamiento.

LISTADO DEL CÓDIGO DEL PROGRAMA

```
Program PPVPAS;
uses crt, dos, printer,lineas1, graph;

var     dat:array[1..7,1..5] of real;
        ki,
        k,
        a,
        b,
        r,
        z,
        za,
        zfl,
        zgfl,
        tt,
        ths,
      PCA,
      PVA,
      ppv: double;
        m, i,
        c1,  c2:integer; {contadores}
        zt, zg,
        zi, t,
        zgt,
        zgi: double;
        serie1, serie2, serie3, serie4: arreglo100;
        inter: array[1..24,1..10] of real;
        f: text;
        car, opcion : char;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------}

procedure abrir_texto;
begin
  assign(f, 'salida.txt');
  rewrite(f);
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------}

function pot(x, y:double):double;
begin
  pot := exp( y * ln(x))
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------}
```

```
procedure sonido;
begin
   sound(500);
   delay(200);
   nosound;
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------}

procedure leer(a, b : integer; var dato : double);
var ch : char;
   mstr : string;
   cont, ban, a1 : integer;
   salir : boolean;
begin
  mstr := ' ';
  cont := 0;
  salir := false;
  a1 := a;
  gotoxy(a, b);write('    ');
  gotoxy(a, b);
  repeat
      ch := readkey;
      case ch of
         #13 : salir := true;
         '0'..'9': begin
                  if (cont < 4) then
                    begin
                    mstr := mstr + ch;
                    gotoxy(a,b);write(ch);
                    inc(a);
                    inc(cont);
                    end
                  else sonido
                  end;
         #8: begin
             if a1 = a  then
               sonido
             else begin
                 dec(a);
                 delete(mstr,length(mstr),1);
                 dec(cont);
                 gotoxy(a,b); write(' ');
                 gotoxy(a,b);
                 end
             end;
         else sonido
      end
 until salir;
```

```
  val(mstr, dato, ban);
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------}

procedure leerint(a, b : integer; var dato : integer);
var ch : char;
   mstr : string;
   cont, ban, a1 : integer;
   salir : boolean;
begin
  mstr := ' ';
  cont := 0;
  salir := false;
  a1 := a;
  gotoxy(a, b);write('    ');
  gotoxy(a, b);
  repeat
      ch := readkey;
      case ch of
         #13 : salir := true;
         '0'..'9': begin
                 if (cont < 4) then
                   begin
                   mstr := mstr + ch;
                   gotoxy(a,b);write(ch);
                   inc(a);
                   inc(cont);
                   end
                 else sonido
                 end;
          #8: begin
              if a1 = a  then
                sonido
              else begin
                  dec(a);
                  delete(mstr,length(mstr),1);
                  dec(cont);
                  gotoxy(a,b); write(' ');
                  gotoxy(a,b);
                  end
              end;
          else sonido
        end
  until salir;
  val(mstr, dato, ban);
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------}
```

```
procedure inicio;
begin
    textcolor(black); textbackground(CYAN);
    gotoxy(1, 1);write(' ╔══════════════════════════════════════════════════════════════════╗');
    gotoxy(1, 2);write(' ║ UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA                           ║');
    gotoxy(1, 3);write(' ║ FACULTAD DE INGENIERIA                                           ║');
    gotoxy(1, 4);write(' ║ ESCUELA DE MECANICA ELECTRICA                                    ║');
    gotoxy(1, 5);write(' ╚══════════════════════════════════════════════════════════════════╝');
    textbackground(lightgray);
    gotoxy(1, 6);write(' ╔══════════════════════════════════════════════════════════════════╗');
    gotoxy(1, 7);write(' ║ PROGRAMA PARA EL CALCULO DE PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR  ║');
    gotoxy(1, 8);write(' ╚══════════════════════════════════════════════════════════════════╝');
    normvideo;
    gotoxy(1, 9);write(' ╔══════════════════════════════════════════════════════════════════╗');
    gotoxy(1,10);write('║                                                  ╔═══════╗       ║');
    gotoxy(1,11);write('║                                                  ║       ║       ║');
    gotoxy(1,12);write('║                                                  ╠═══════╣       ║');
    gotoxy(1,13);write('║                                                  ║       ║       ║');
    gotoxy(1,14);write('║                                                  ╠═══════╣       ║');
    gotoxy(1,15);write('║                                                  ║       ║       ║');
    gotoxy(1,16);write('║                                                  ╠═══════╣       ║');
    gotoxy(1,17);write('║                                                  ║       ║       ║');
    gotoxy(1,18);write('║                                                  ╠═══════╣       ║');
    gotoxy(1,19);write('║                                                  ║       ║       ║');
    gotoxy(1,20);write('║                                                  ╠═══════╣       ║');
    gotoxy(1,21);write('║                                                  ║       ║       ║');
    gotoxy(1,22);write('║                                                  ╚═══════╝       ║');
    gotoxy(1,23);write('╚══════════════════════════════════════════════════════════════════╝');
    gotoxy(1,24);write(' oooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooo ');

{ matriz de datos }

        inter[1,1] :=  1.0; inter[1,2] :=  2.0;  inter[1,3] :=  3.0;
        inter[1,4] :=  5.0; inter[1,5] := 24.0; inter[1,6] :=  0.1;
        inter[1,7] :=  0.2; inter[1,8] :=  0.5;  inter[1,9] :=  1.0;

        inter[2,1] :=  2.0;  inter[2,2] :=  4.0; inter[2,3] :=  6.0;
        inter[2,4] := 24.0; inter[2,5] :=  0.0; inter[2,6] :=  0.2;
        inter[2,7] :=  0.5;  inter[2,8] :=  1.0; inter[2,9] :=  0.0;

        inter[4,1] :=  4.0;  inter[4,2] :=  6.0; inter[4,3] :=  9.0;
        inter[4,4] := 24.0; inter[4,5] :=  0.0; inter[4,6] :=  0.2;
        inter[4,7] :=  0.5;  inter[4,8] :=  1.0; inter[4,9] :=  0.0;

        inter[8,1] :=  8.0;  inter[8,2] :=  4.0;  inter[8,3] := 10.0;
        inter[8,4] := 13.0; inter[8,5] := 24.0; inter[8,6] :=  0.2;
        inter[8,7] :=  0.2;  inter[8,8] :=  0.5;  inter[8,9] :=  1.0;
```

```
    inter[24,1] := 24.0; inter[24,2] := 24.0; inter[24,3] := 0.0;
    inter[24,4] := 0.0;  inter[24,5] := 0.0;  inter[24,6] := 1.0;
    inter[24,7] := 0.0;  inter[24,8] := 0.0;  inter[24,9] := 0.0;

  a   := -11.269;
  b   := 6328.8;
  zfl  := 55.00;
  zgfl := 20.00;
  tt    := 3.50;
  ths  := 0.0834;
```

{ ingreso de condiciones iniciales }

```
  repeat
     gotoxy(7,11);write(' Ingrese temperatura ambiente promedio          [ °C ] : ');
     gotoxy(67,11);write(' ');leer(67,11,za);
  until (za>=1) and (za<=60);

  repeat
     gotoxy(7,13);write(' Ingrese duración de la sobrecarga   [ 1,2,4,8,24 hrs.] : ');
     gotoxy(67,13);write('  ');leerint(67,13,i);
  until (i=1) or (i=2) or (i=4) or (i=8) or (i=24);

  repeat
     gotoxy(7,15);write(' Ingrese pérdidas en vacio del transformador     [ W ] : ');
     gotoxy(67,15);write('  ');leer(67,15,PVA);
  until (PVA>=10) and (PVA<=800);

  repeat
     gotoxy(7,17);write(' Ingrese pérdidas bajo carga del transformador   [ W ] : ');
     gotoxy(67,17);write('  ');leer(67,17,PCA);
  until (PCA>=50) and (PCA<=3500);

  repeat
     gotoxy(7,19);write(' Ingrese sobrecarga pico del transformador       [ % ] : ');
     gotoxy(67,19);write('  ');leer(67,19,k);
  until (k>=100) and (k<=200);

  repeat
     gotoxy(7,21);write(' Ingrese carga nominal promedio del transformador [ % ] : ');
     gotoxy(67,21);write('  ');leer(67,21,ki);
  until (ki>=10) and (ki<=100);

    r   := PCA/PVA;
    ki  := ki/100;
    k   := k/100;
    ppv  := 0;
```

```
{segunda pantalla}

      textcolor(black); textbackground(cyan);
      gotoxy(1, 1);write(' ╔══════════════════════════════════════════════════════════════════════╗');
      gotoxy(1, 2);write(' ║ UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA                               ║');
      gotoxy(1, 3);write(' ║ FACULTAD DE INGENIERIA                                               ║');
      gotoxy(1, 4);write(' ║ ESCUELA DE MECANICA ELECTRICA                                        ║');
      gotoxy(1, 5);write(' ╚══════════════════════════════════════════════════════════════════════╝');
      textbackground(lightgray);
      gotoxy(1, 6);write(' ╔══════════════════════════════════════════════════════════════════════╗');
      gotoxy(1, 7);write(' ║ PROGRAMA PARA EL CALCULO DE PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR      ║');
      gotoxy(1, 8);write(' ╚══════════════════════════════════════════════════════════════════════╝');
      normvideo;
      gotoxy(1, 9);write(' ╔══════════════════════════════════════════════════════════════════════╗');
      gotoxy(1,10);write('║    DATOS DE LAS CONDICIONES INICIALES DE LA SOBRECARGA                ║');
      gotoxy(1,11);write('║-----------------------------------------------------------------------║');
      gotoxy(1,12);write('║    R     ZA     KI     K      ZFL     ZGFL      TT      THS           ║');
      gotoxy(1,13);write('║                                                                       ║');
      gotoxy(1,14);write('║                                                                       ║');
      gotoxy(1,15);write('╠═══════════════════════════════════════════════════════════════════════╣');
      gotoxy(1,16);write('║                                                                       ║');
      gotoxy(1,17);write('╠═══════════════════════════════════════════════╦═══════════════════════╣');
      gotoxy(1,18);write('║                                               ║                       ║');
      gotoxy(1,19);write('║                                               ║                       ║');
      gotoxy(1,20);write('║                                               ║                       ║');
      gotoxy(1,21);write('║                                               ║                       ║');
      gotoxy(1,22);write('║                                               ║                       ║');
      gotoxy(1,23);write(' ╚══════════════════════════════════════════════╩═══════════════════════╝');
      gotoxy(1,24);write(' oooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooo ');

{imprime tabla de condiciones iniciales}

        gotoxy( 9,13);write(r:0:2);
        gotoxy(17,13);write(za:0:2);
        gotoxy(25,13);write(ki:0:2);
        gotoxy(33,13);write(k:0:2);
        gotoxy(41,13);write(zfl:0:2);
        gotoxy(50,13);write(zgfl:0:2);
        gotoxy(60,13);write(tt:0:2);
        gotoxy(69,13);write(ths:0:2);
      textcolor(black); textbackground(lightgray);
      gotoxy(30,24);write(' [ presione cualquier tecla para continuar....] ');
      repeat until KeyPressed;
      normvideo;
end;

{--------------------------------------------------------------------------------}
```

```
procedure calculo_calentamiento;
var zu,
   zgu,
   zz: double;
begin
      posicion := 0;
         t := -inter[i,6] + 0.0001;
         z := inter[i,6];

{ciclo de calentamiento}

      writeln(f,' ');
                repeat
                t   := t + z;
                zi  := zfl * pot( ( r * ki*ki + 1)/( r + 1), 0.8);
                zgi := zgfl * pot(ki, 1.6);
                zu  := zfl * pot( ( r * k*k + 1)/( r + 1), 0.8);
                zgu := zgfl * pot(k, 1.6);
                zt  := (zu - zi) * (1 - exp( -t / tt)) + zi;
                zgt := (zgu - zgi) * (1 - exp( -t/ths)) + zgi;
                zg  := za + zt + zgt;
                if t > 0 then
                        ppv := ppv + ( 100 * z) / pot(10, a + b / ( zg + 273));
                write(f, t:0:6);write(f,'     ');
                write(f, zt:0:6);write(f,'    ');
                write(f, zg:0:6);write(f,'     ');
                write(f, ppv:0:6);write(f,'      ');
                writeln(f,'');
            serie1[posicion] := t;
            serie2[posicion] := zt;
            serie3[posicion] := zg;
            serie4[posicion] := ppv;
            inc(posicion);
                zz := inter[i,1] - 0.1/2;
         until t >= zz;
         writeln(f,' ***  Fin de la sobrecarga e inicio del enfriamiento *** ');
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------}

procedure calculo_enfriamiento;
var tenf,
   zm,
   zc,
   zgm,
   ppp,
   zpk,
   zgpk,
   zgc:double;
```

```
  salir:boolean;
begin
        tenf := 0;
        zm := zt;
        zgm := zgt;
        zpk := za + zm;
        zgpk := za + zm + zgm;
     gotoxy(14,16);write(' ******* RESULTADOS DEL PROGRAMA ******* ');
     ReadKey;
     textcolor(blue);
     textbackground(lightgray);
     gotoxy(30,24);write(' [ presione cualquier tecla para continuar....] ');
     repeat until KeyPressed;
     normvideo;
     gotoxy(08,18);write('CONDICIONES EN MAXIMA TEMPERATURA [°C]');
     gotoxy(3,19);write('-----------------------------------------------------');
     gotoxy(9,20);write('    ZG        ZGM        ZPK        ZGPK      ');
        gotoxy( 6,21);write(zm:0:4);
        gotoxy(18,21);write(zgm:0:4);
        gotoxy(30,21);write(zpk:0:4);
        gotoxy(42,21);write(zgpk:0:4);
     salir := false;
```

{ciclo de enfriamiento}

```
        repeat
                t := t + z;
                tenf := tenf + z;
                if t > 24 + z/2 then
                  salir := true
                else
                        begin
                        zc := (zm - zi) * (exp(-tenf/tt)) + zi;
                        zgc := (zgm - zgi) * (exp(-tenf/ths)) + zgi;
                        zg := za + zc + zgc;
                        ppv := ppv + ( 100 * z)/ pot(10,a + b/(zg+273) );
                        write(f,t:0:6);write(f,'    ');
                        write(f,zc:0:6);write(f,'   ');
                        write(f,zg:0:6);write(f,'    ');
               write(f,ppv:0:6);
                        writeln(f,'');
```

{almacenar datos para hacer grafica}

```
               serie1[posicion] := t;
               serie2[posicion] := zc;
               serie3[posicion] := zg;
               serie4[posicion] := ppv;
               inc(posicion);
```

```
                    if t < inter[i,2] then
                            salir := false
                    else
                            begin
                            if t < inter[i,3] then
                                    z := inter[i,7]
                            else if t < inter[i,4] then
                                    z := inter[i,8]
                               else if t < inter[i,5] then
                                       z := inter[i,9];
                            salir := false
                            end
                    end
        until salir;
    gotoxy(55,18);write(' PERDIDA DE VIDA DIARIA ');
    gotoxy(60,19);write(ppv:0:5,' [ % ] ');
    gotoxy(53,20);write(' ╟──────────────────────────╢');
    ppp := 100/(ppv*365);
    gotoxy(57,21);write(' VIDA UTIL ESTIMADA ');
    gotoxy(60,22);
    if (ppp>20) then write('más de 20 años')
            else write(ppp:0:2,' años');
    writeln(f,'     ******** Ultima linea ********     ');
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------}


procedure imprime_salida;
var linea : string;
   num_lin : integer;


{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------}

procedure panta;
begin
   clrscr;
   textcolor(black); textbackground(cyan);
      gotoxy(1, 1);write(' ╔═══════════════════════════════════════════════════════════════╗');
      gotoxy(1, 2);write(' ╟ UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA                         ╟');
      gotoxy(1, 3);write(' ╟ FACULTAD DE INGENIERIA                                         ╟');
      gotoxy(1, 4);write(' ╟ ESCUELA DE MECANICA ELECTRICA                                  ╟');
      gotoxy(1, 5);write(' ╚═══════════════════════════════════════════════════════════════╝');
      textbackground(lightgray);
      gotoxy(1, 6);write(' ╔═══════════════════════════════════════════════════════════════╗');
      gotoxy(1, 7);write(' ╟ PROGRAMA PARA EL CALCULO DE PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR ╟');
      gotoxy(1, 8);write(' ╟───────────────────────────────────────────────────────────────╢');
```

```
      gotoxy(1, 9);write(' ║      Horas      ZM [°C]     ZGPK [°C]      PPV [%]                  ║');
      normvideo;
      gotoxy(1,10);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,11);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,12);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,13);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,14);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,15);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,16);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,17);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,18);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,19);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,20);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,21);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,22);write(' ║                                                                     ║');
      gotoxy(1,23);write(' ╚═════════════════════════════════════════════════════════════════════╝');
      gotoxy(1,24);write(' oooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooooo ');
 end;

 begin
   assign(f,'salida.txt');
   reset(f);
   num_lin := 9;
   panta;
   while not(eof(f)) do
        begin
        readln(f, linea);
        gotoxy(9, num_lin);write(linea);
        if num_lin = 22  then
          begin
          num_lin := 9;
          readkey;
          textcolor(blue); textbackground(lightgray);
          gotoxy(30,24);write(' [ Presione cualquier tecla para continuar....] ');
          repeat until keypressed;
          normvideo;
          panta;
        end;
        inc(num_lin)
  end;
  close(f);
end;

{-----------------------------------------------------------------------------}

procedure menu;
begin
  textcolor(blue); textbackground(green);
```

```
  gotoxy( 1,24);write(' ▒ [1]   Ver iteraciones          ▒ ');
  gotoxy(23,24);write(' ▒ [2]   Ver grafica              ▒ ');
  gotoxy(41,24);write(' ▒ [3] Ingresar nuevos datos ▒ ');
  gotoxy(69,24);write(' ▒ [4]   Salir                    ▒ ');
  repeat
    gotoxy(78,24);
    car := readkey;
  until car in ['1','2','3','4'];
  normvideo;
end;

{-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------}

{Programa Principal}

begin
  inicio_modo_grafico := false;
  repeat
        clrscr;
        abrir_texto;
        inicio;
        calculo_calentamiento;
        calculo_enfriamiento;
        close(f);
     repeat
       menu;
       case car of
         '1': imprime_salida;
         '2': hacer_grafica( serie1, serie2, serie3, serie4);
       end;
     until (car = '3') or (car = '4');
  until car = '4';
  CloseGraph;
  clrscr;
end.

{=================================================================================}
```