

1 P 01984

TESTANTE

Universidad Nacional Autónoma de México

Escuela Nacional de Ingeniería

Subestación Transformadora de 93/230
KV. en Necaxa, Puebla.

TESIS

que para obtener el título de
Ingeniero Mecánico Electricista
presenta el pasante

EDUARDO CHAVEZ ROMERO.

México.

1953.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

A mis queridos padres

Sr. Ignacio Chávez Franco y

Sra. María Luisa Romero de Chávez.

A mi hermano.

A mis maestros.

A mis amigos.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

DESCARTES

ESCUELA NAC. DE INGENIEROS
Dirección
Núm. 731-1562.
Exp. núm. 731/21a.2/-1561.

AÑO DEL IV CENTENARIO

NOVI LUX ORBIS QUATER SAECULARIS ANIMA PATRIAE.

Al Pasante señor Eduardo CHAVEZ ROMERO,
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud relativa me es grato transcribir a usted a continuación el tema que, aprobado por esta Dirección, propuso el señor profesor ingeniero José Formoso P., para que lo desarrolle como tesis en su examen profesional de Ingeniero MECANICO ELECTRICISTA.

"PROYECTO DE LA SUBESTACION DE JACKSONVILLE DE LA COMPAÑIA MEXICANA DE LUZ Y FUERZA MOTRIZ, S.A.

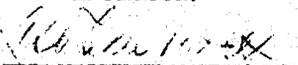
debiendo incluir este trabajo los siguientes puntos:

- 1.- Necesidad de la Subestación.
- 2.- Diagrama unifilar y selección del equipo eléctrico (capacidad, voltajes, enfriamiento, número de unidades de transformación, etc.)
- 3.- Control y Protección.
- 4.- Localización del Equipo y estructuras.
- 5.- Equipo Auxiliar.
- 6.- Presupuesto."

Ruego a usted que tome nota del contenido de la Circular que me permito enviarle adjunta al presente con el fin de que cumpla con el requisito a que ella alude, indispensable para sustentar su examen profesional.

Atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D. F., a 10 de agosto de 1951
El DIRECTOR


Ing. José L. de Farres -

JLP
JLP/HUM/sg.

S U M A R I O.

<u>CAPITULO I.- ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....</u>	Pág. 1
Plantas Generadores en el Sistema de Necaxa y Líneas de Transmisión Actuales.- Futura Planta de Patla y Línea de 220 KV.	
<u>CAPITULO II.- SELECCION DEL EQUIPO ELECTRICO.....</u>	Pág. 11
Transformadores.- Barras Colectoras.- Interruptores y Desconectores.- Pararrayos.- Sistema de Tierras.- Diagrama Unifilar Definitivo.	
<u>CAPITULO III.- PROTECCION DEL EQUIPO.....</u>	Pág. 210
Líneas Necaxa, Tepexic y Patla.- Línea 220 KV y Bancos.- Línea - Planta Nueva. Bus de 85 KV e Interruptor de Amarre.	
<u>CAPITULO IV.- EQUIPO AUXILIAR.....</u>	Pág. 254
Tanques de Enfriamiento.- Batería.- Alumbrado.- Almacenamiento de Aceite.- Tableros.- Transformadores de Servicio de Estación.	
<u>CAPITULO V.- PLANOS DE LOCALIZACION DEL EQUIPO Y ESTRUCTURAS..</u>	Pág. 292
<u>CAPITULO VI.- PRESUPUESTO.....</u>	Pág. 296
<u>APENDICE.- Interruptores de 230 KV.....</u>	Pág. 298
<u>BIBLIOGRAFIA.....</u>	Pág. 301

C A P I T U L O I

ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Plantas Generadoras en el Sistema de Necaxa y Líneas de Transmisión Actuales.- Futura Planta de Patla y Línea de 220 KV.

Ha sido tan notable el crecimiento de la ciudad de México, no sólo en el aspecto de su densidad de población sino también en su capacidad industrial y comercial, que, en los últimos años, se han presentado cada vez con mayor fuerza los problemas del abastecimiento adecuado de -- energía eléctrica.

Estos problemas de vital importancia para la vida de la ciudad, se han complicado por el hecho de que, de manera similar, las regiones circunvecinas cada día presentan una mayor demanda de energía, destinada -- principalmente a usos fabriles como sucede en el caso de la región de Tlalnepantla, Estado de México.

Así pues, la urgencia en atender esa enorme demanda del servicio -- eléctrico ha movido a la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, S.A., a emprender la construcción de nuevas plantas generadoras que sumadas a las ya existentes, puedan no solo hacer frente al problema citado, sino también alejar el peligro de futuras restricciones en el servicio por -- escasez de fluido .

Como ejemplo de plantas construídas recientemente con este fin tenemos la Planta Diesel Tacubaya, siendo conveniente mencionar también las ampliaciones hechas a las plantas hidroeléctricas de Tepuxtepec, --

Mich., Necaxa, Pue., y a la Planta de Vapor de Nonoalco. En proceso de construcción, se hallan actualmente dos plantas que influirán sensiblemente en la mejor electrificación del centro de la República, con el consiguiente progreso en su capacidad productiva desde el punto de vista industrial. Nos referimos a la termoeléctrica de Lechería en el Estado de México y a la hidroeléctrica de Patla, en el mismo sistema hidrográfico de Necaxa, Puebla.

La primera contribuirá, una vez estando en operación dos unidades-turbogeneradoras, con 66,000 Kw, siendo posible aumentar esta potencia en el futuro, con la instalación de una unidad más, a 100,000 Kw. Con esto, la región fabril por excelencia de Tlalnepantla recibirá un vigoroso impulso en su electrificación con una continuidad de servicio superior a la actual.

Con respecto a la segunda y dado que afecta mas directamente al desarrollo de este estudio, conviene hacer un capítulo aparte mencionando las circunstancias actuales que rigen en la generación y transmisión de energía eléctrica en el sistema hidroeléctrico de Necaxa.

Plantas Generadoras en Necaxa.-

Planta	No. Unidades	Capacidad KW -c/u	Total KW	Capacidad KVA-c/u	Total KVA	F.P.	Voltaje
Necaxa	10	3-16,500 6- 8,250 1-16,000	115,000	3-16,667 6- 8,333 1-20,000	120,000	0.99 0.99 0.80	4,400
Tepexic	3	3-15,000	45,000	3-16,600	49,800	0.905	6,600
Tezcapa	2	1-3,800 1-1,568	5,368	3- 4,000 1- 1,650	5,650	0.99	4,400

Generación Total 165,368 KW

Subestación existente en Necaxa.-

Siendo esta planta la mas importante por su magnitud de las tres mencionadas, daremos una breve descripción del equipo eléctrico que constituye la subestación existente.

La corriente a 4,400 volts que generan las máquinas, es reunida en las barras colectoras dobles de 4 KV (Bus Rojo y Bus Amarillo). Cada línea que llega a esta barra proveniente de las máquinas tiene su equipo de protección y medición individual.

Las barras colectoras de 4 KV están divididas cada una en dos secciones por medio de un equipo seccionalizador compuesto de interruptores en aceite y cuchillas desconectadoras.

De las barras referidas salen siete derivaciones distribuidas en la forma siguiente:

a) Cuatro de ellas llegan al lado de Baja Tensión de los bancos de transformadores Nos. 1, 2, 3 y 4, de 32,000 KVA, Δ/Y los dos primeros y de 30,000 KVA Δ/Y los dos últimos, en donde la tensión se eleva a 85,000 volts. Estas cuatro derivaciones están provistas de interrupto--

res y equipo auxiliar de protección.

Del lado de Alta Tensión de estos bancos salen las líneas Necaxas- Nos. 1, 2, 3 y 4, provistas de su equipo de interrupción correspondiente.

Cada una de estas líneas a la salida tiene una derivación o amarre a las barras colectoras de 85 KV, que cumplen la función de interconexión de las líneas Necaxas con las dos líneas de 85 KV provenientes de Tepexic (Nos. 1 y 2). Estos amarres así como las dos líneas mencionadas, tienen asimismo su equipo de protección.

b) Dos derivaciones de 4.4 KV constituyen la alimentación para las barras de servicio de las cuales parten las líneas locales y las de los grupos motor - generadores. Aquí también se dispone de equipo de protección y medición.

c) Una última derivación de 4.4 KV sale hasta el lado de Baja Tensión del banco de transformadores No. 5 de 4,800 KVA / y donde la tensión se eleva de 4.4 a 44 KV por un lado y de 4.4 a 20 KV por otro.

De las barras de 44 KV parten las líneas denominadas Palma Sola -- Nos. 1 y 2. Del terciario del mismo banco de transformadores No. 5, se obtienen los 20,000 volts para formar las barras de 20 KV. De aquí parte la línea Carmen No. 1. Las Líneas Palma Sola proporcionan energía al Campamento No. 1 A de Petroleos Mexicanos y la Carmen No. 1 junto con la línea Carmen No. 2, da servicio a la población de Huauchinango, Pue., y a los campamentos Pemex Nos. 5, 6 y 7.

- - - -

Los cuatro circuitos de 85 KV de la Subestación de Necaxa corren sobre dos líneas de torres hasta la subestación receptora de Nonoalco en México, D. F., cubriendo una distancia de 153.2 Km. A lo largo de su recorrido estas líneas tienen las derivaciones que a continuación se in

dicen:

1º Al Km. 153 llega un circuito de 85 KV proveniente de la planta de Tezcapa. Con la potencia llevada por esta línea, se completa la energía de transmisión de Necaxa.

2º Del Km. 133 parte un circuito hacia el banco de 7,500 KVA, de 85/20 KV de la Subestación El Carmen. Al bus de 20 KV llegan por otro lado, las líneas Carmen Nos. 1 y 2.

3º Del Km. 110 salen dos circuitos de 85 KV con los cuales se proporciona energía eléctrica a la región de Pachuca.

4º Del Km. 75 parten dos derivaciones de 85 KV destinadas a la subestación de 85/20 KV que surte de energía a la zona de Apam.

5º Del Km. 42 salen también dos derivaciones que, a través de la subestación de 85/20 KV de ese lugar, alimentan el Campamento No. 9 de Pemex y las poblaciones de Otumba y San Juan.

6º Del Km. 15 parten, por último, dos derivaciones de 85 KV hacia la subestación de Cerro Gordo y de ahí, a la misma tensión, hacia Leche ría.

Condiciones Existentes de Regulación y Factor de Potencia.

Los 165,000 KW que, como se ha dicho, constituyen la potencia total de Necaxa, se distribuyen de la siguiente manera:

Distribuidos en la región de Necaxa, 4%	6,000 KW
Pérdidas en la transformación, 2%	3,000 KW
Pérdidas en la transmisión, 14%	21,000 KW
Disponibles en la S.E. Planta Nueva (Pachuca) y otras subestaciones intermedias	39,000 KW
Disponibles en Nonoalco	96,000 KW

Actualmente, las líneas de transmisión están operando casi en el -

límite de su capacidad. En efecto, es necesario en el presente, aplicar 102 KV en Necaxa para obtener 81 KV en Nonoalco, obteniéndose así una regulación de:

$$\text{Reg \%} = 102-81/81 \times 100 = 26\%$$

con una pérdida de energía de 14% aproximadamente de la potencia generada a carga máxima. El factor de potencia en estas condiciones (carga -- máxima) es de 0.88 a 0.86 en la subestación generadora de Necaxa, aumentando a 0.90 y 0.92 en la receptora de Nonoalco. La capacidad de transmisión de cada circuito de la línea baja considerablemente al disminuir el factor de potencia; así, para un factor de potencia de 0.95 la capacidad de un circuito es de 29,500 KW en tanto que para uno de 0.85 es de 24,000 KW, siendo la regulación de 26% como ya se dijo.

Hasta aquí, hemos visto someramente las condiciones actuales de la línea de transmisión Necaxa-Nonoalco, llegando a la conclusión de que es imperativa la ampliación del sistema, no sólo para mejorar la eficiencia de la transmisión actual, sino también para que en un futuro próximo pueda ser transmitida una potencia mayor en condiciones razonables de factor de potencia y de regulación.

En efecto, como se mencionó al principio de este estudio, es de tal magnitud la demanda de energía eléctrica en la región central de la República, que la Cía. de Luz y Fuerza Motriz, S.A., ha buscado el aprovechamiento integral del sistema de Necaxa para la generación de esa energía.

Es así como se está construyendo una planta hidroeléctrica en el lugar llamado Patla, utilizando la misma agua que pasa por Necaxa y Tepexic. Las características esta nueva planta serán:

Unidades	Marca	Capac. KW g/u	Total KW	Capac. KVAc/u	Total KVA	F.P.	R.P.M.	Voltaje	Caída Metros
3	Allis-Chalmers	15,200	45,600	17,882	53,646	0.85	600	10,500	180

Esta potencia de 45,600 KW sumada a los 165,367 KW actuales cuando se haya terminado la construcción de la planta, dará un total de --- 210,967 KW generados en Necaxa. Como se ve, las líneas, ya sobrecargadas actualmente no serán capaces de soportar este nuevo aumento de la potencia a transmitir, pues, suponiendo que se utilicen 10,000 KW en servicios locales, queda un saldo de aproximadamente 201,000 KW para ser transmitidos.

Todavía existe en proyecto una nueva utilización de las aguas de Necaxa que debe ser tomada en cuenta. Nos referimos a la construcción en un futuro más lejano, de la planta situada en Los Reyes, Hgo., la cual operará aprovechando el desnivel entre los vasos de almacenamiento de Necaxa y de este lugar.

Con esto, se tendrían en disponibilidad otros 20,000 KW aproximadamente, quedando agotadas así las posibilidades de generación en la zona de Necaxa.

En resumen, la energía generada en este sistema será, cuando se construyan las dos plantas mencionadas, como sigue:

Planta de Necaxa.....	115,000 KW
" " Tepexic.....	45,000 KW
" " Tezcapa.....	5,367 KW
" " Patla.....	45,600 KW
" " Los Reyes.....	20,000 KW

TOTAL: 230,967 KW

Suponiendo que 10,000 KW se empleen para las necesidades locales -

de energía, se tendrán disponibles para la transmisión 220,967 KW.

Vista la necesidad de ampliar el sistema de transmisión, por medio de la instalación de una nueva línea, se hizo un estudio para elegir el voltaje de transmisión más conveniente, para lo cual se tomaron en cuenta los siguientes puntos:

a) Para una potencia eléctrica dada, y un factor de potencia determinado, la intensidad de corriente es inversamente proporcional al voltaje. Por consiguiente, a mayor tensión de transmisión se tiene menor intensidad de corriente y se requiere menor sección en los conductores.

b) Para tensiones muy altas, el valor de las pérdidas por efecto corona, crece considerablemente. A fin de mantener ese valor dentro de límites razonables, conviene aumentar la sección de los conductores los cuales resultan de un diámetro mayor de lo que es necesario desde el punto de vista de la capacidad para llevar corriente. Se emplean entonces cables huecos o con núcleos de material más barato, con el fin de disminuir el costo.

c) El aislamiento de la línea y de las torres, así como el de las subestaciones terminales, tiene un costo que aumenta en razón directa del voltaje empleado.

d) Las pérdidas de energía por fugas de corriente en los aisladores, cuando se utilizan voltajes muy elevados, pueden llegar a tener valores apreciables comparados con las pérdidas por resistencia en los conductores de la línea.

Los factores anteriores contribuyen a disminuir la economía de una tensión de transmisión más alta, con lo que el estudio de este problema se complica e impide llegar a una solución general del mismo. Así pues, es necesario estudiar cada una de las posibles soluciones y compararlas entre sí, hasta encontrar la más conveniente no sólo desde el punto de vista eléctrico sino principalmente desde el punto de vista económico.

Así fué como se consideraron cuatro esquemas posibles para el caso de la nueva línea de transmisión la cual deberá transmitir, con una regulación y unas pérdidas razonables, la energía necesaria en el Distrito Federal y seguir al mismo tiempo, alimentando las cargas que hay a lo largo de la línea.

Dichos esquemas son los siguientes:

I.- Seis circuitos de 85 KV, incluyendo subestaciones terminales con sus interruptores.

II.- Dos circuitos de 154 KV, conservando cuatro circuitos de 85 KV e incluyendo las subestaciones terminales necesarias.

III.- Dos circuitos de 154 KV, reteniendo cuatro circuitos de 85 KV e incluyendo las subestaciones terminales necesarias y 50,000 KVA de capacidad de condensadores síncronos.

IV.- Dos circuitos de 230 KV, conservando dos circuitos de 85 KV e incluyendo las subestaciones terminales respectivas (1).

El método seguido para determinar que esquema es más económico, consiste en comparar el ahorro de pérdidas de cada esquema con respecto a las pérdidas del primero, con los gastos de capital en exceso sobre el capital necesario para el primer esquema. Este primer esquema es el que, de acuerdo con los estudios realizados anteriormente, requería una inversión menor. Así se determinaron los costos por kilowatt de capacidad máxima y los costos por kilowatt-hora generado. Siguiendo este criterio se eligió el cuarto esquema como el más económico.

Se contó, además, con la seguridad por parte de los técnicos de la General Electric Co. de que el equipo eléctrico standard de 196/230 KV-podría ser utilizado eficientemente en las condiciones atmosféricas que privan en México, con la condición de que dicho equipo estuviera firme-

(1) Se consideraron los voltajes de 154 KV y 230 KV por ser tensiones de transmisión standard, de acuerdo con las especificaciones del Edison Institute y de la National Electrical Manufacturers Association de Estados Unidos.

mente conectado a tierra. En efecto, dicha fábrica puede proporcionar bushings especiales para aparatos de 196/230 KV destinados a ser operados con neutro a tierra a 230 KV y 8,000 pies de altitud. El nivel de aislamiento al impulso sería de 1,050 KV.

Los circuitos de 85 KV que se conserven tendrán como finalidad aumentar las cargas en el distrito de Pachuca.

Estimando la magnitud de estas en 45,000 KW, la potencia que deberá transmitirse será de $221,000 - 45,000 = 176,000$ KW. Hay que tomar en cuenta el hecho de que los circuitos de 85 KV no podrían ser conectados en paralelo con los de 230 KV pues se sobrecargarían demasiado y además, el de que, dichos circuitos serían incapaces de proveer la capacidad de emergencia en caso de falla de un circuito de 230 KV. Así pues, cada circuito de la línea de 230 KV deberá ser capaz de llevar la carga total en caso de emergencia.

Por lo tanto se construirá una subestación para elevar el voltaje de 93 KV a 230 KV en un lugar llamado Jacksonville, a un kilómetro de la planta de Necaxa y otra subestación para bajar el voltaje de 220 KV a 85 KV en Cerro Gordo, situado este punto en las afueras de la ciudad de México. La longitud de la línea resulta de 137 Km.

El factor de potencia en la subestación receptora se mantendrá en 0.9 para lo cual se añadirán los capacitores necesarios en distintos puntos del sistema.

C A P I T U L O I I .

SELECCION DEL EQUIPO ELECTRICO.

Transformadores.- Barras Colectoras.- Interruptores y Descon-
nectadores.- Pararrayos.- Sistema de Tierras.- Diagrama Uni-
filas Definitivo.

La potencia eléctrica que se tomará como base para la selección del equipo, debemos deducirla de los datos de generación expuestos en el capítulo anterior.

Sabiendo que la potencia total neta generada en la zona de Necarates de 221,000 KW, habrá que descontar de ella los 45,000 que, como se ha dicho, alimentarán la zona de Pachuca. En esta se incluyen las potencias aportadas por la planta actual de Tezcapa (5,367 KW) y por la planta en proyecto de Los Reyes (20,000 KW).

Así pues, tenemos $221,000 - 45,000 = 176,000$ KW, que serán transmitidos por la nueva línea de 230 KV y los cuales, expresados en KVA a factor de potencia 0.90 atrás, representan una potencia neta de transformación de:

$$176,000/0.90 = 195,000 \text{ KVA.}$$

o sean 200,000 KVA en números redondos, que tomaremos como potencia base para el estudio de la transformación.

Los circuitos de la nueva línea llevarán pues, en condiciones normales, 88,000 KW cada uno y en condiciones de emergencia (un circuito fuera de servicio), hasta 176,000 KW por el otro circuito. Esto es posi

ble ya que la línea está diseñada para operar en esas condiciones, no así los bancos de la subestación elevadora que, como veremos más adelante, llevarán únicamente 100,000 KVA cada uno más una sobrecarga de 20% permitida por las características de diseño de los transformadores. Así pues, en caso de fallar un banco, el otro sólo podrá dar una potencia de 120,000 KVA, por lo que en una emergencia de esta naturaleza, la carga deberá ser reducida proporcionalmente.

El factor de potencia de 90% atrás, fué elegido atendiendo a las siguientes consideraciones:

1a.- En la estación lluviosa del año, de una duración aproximada de 3 ó 4 meses, las plantas de Necaxa generan a plena capacidad para evitar el desperdiciar agua. Entonces, la potencia reactiva que es necesario generar para que en los centros de carga se tenga un valor alto de F.P., es dada por las plantas termoeléctricas del sistema como Nonalco y Lechería. En estas plantas, los turbogeneradores trabajan a carga reducida (30 % de la normal) y con sobreescitación, en calidad de condensadores síncronos. Desde luego, el número de unidades trabajando así depende de las condiciones del sistema y sólo cuando en Necaxa, por estar a punto de derramar los vasos de almacenamiento, se trabaja a 100% de carga.

2a.- El resto del año, ocho o nueve meses, las plantas de Necaxa, son sometidas a un régimen hidráulico determinado de acuerdo con las reservas de agua. Con la inclusión de Patla, se tendrá que para el mismo régimen o sea para la misma generación en la zona de Necaxa, se tendrán más generadores disponibles para dar la potencia reactiva necesaria. Es decir, que si actualmente Necaxa y Tepexic generan 80,000 KWH y 40,000 KWH = 120,000 KWH por día, a un régimen de agua determinado, al entrar Patla y generar 30,000 KWH por día, al mismo régimen, la potencia de Necaxa y Tepexic tendrá que ser bajada a 60,000 y 30,000 KWH días, respectivamente.

Entonces se tiene:

Necaxa	60,000 KWH
Tepexic	30,000 KWH
Patla	30,000 KWH
<u>TOTAL</u>	<u>120,000 KWH</u>

o sea la misma potencia total que en la actualidad. Esto significa que para ese régimen la potencia total está fija, sin tomar en cuenta el número de plantas en operación. Consecuentemente, en las dos primeras plantas se dispondrá de máquinas que por tener menor eficiencia a carga reducida conviene utilizarlas como condensadores síncronos. Las máquinas que en cambio, tienen alta eficiencia a carga reducida se mantienen dando la potencia activa mencionada.

La corrección del factor de potencia se hace entonces en la zona de Necaxa, estando las termoelectricas del sistema trabajando a plena capacidad.

Como estas son las condiciones que privan la mayor parte del año, se justifica considerar en Jacksonville un alto valor de factor de potencia para fines de cálculo. Desde luego, estas condiciones hacen posible tener una eficiencia máxima en la transmisión, sobre todo al entrar en servicio la nueva línea ya que al generar a alto factor, las pérdidas (RI^2) en ella disminuyen mejorando la regulación en la misma.

- - -

TRANSFORMADORES :

- A.- Número de unidades de transformación
- B.- Conexiones
- C.- Forma
- D.- Tipo de enfriamiento
- E.- Niveles de aislamiento
- F.- Cámara inerte
- G.- Operación
- H.- Conclusiones

A.- Número de Unidades de Transformación.- Para el estudio de este inciso se presentan desde luego dos alternativas: la primera, que consiste en emplear un sólo transformador o banco de transformadores para los dos circuitos de 230 KV y la segunda, que utiliza un transformador o banco para cada circuito.

Inmediatamente podríamos aducir la conveniencia de que cada circuito tenga su propio equipo de transformación por razones de flexibilidad de servicio, al quedar independientes totalmente uno de otro en caso de falla, pero esta independencia se puede lograr también con el uso de un solo banco, ya que la práctica generalizada es la de proveer un bus de Alta Tensión del cual se alimentan en común los circuitos en paralelo.- Así, en caso de que un circuito sea puesto fuera de servicio por alguna causa la alimentación del otro se mantiene a través de dicho bus. Por consiguiente, no podemos justificar el uso de bancos separados uno en cada circuito, atendiendo únicamente al aspecto de la autonomía de cada circuito.

Es evidente, por otra parte, que el uso de un sólo banco de transformadores redundaría en perjuicio de la continuidad de servicio en la línea, pues, al ocurrir una falla en la transformación, ambos circuitos son afectados de igual manera en su funcionamiento. Desde luego, esto es inaceptable en una instalación de la importancia de Jacksonville. Así pues, esta es razón suficiente para preferir el empleo de un transformador o de un banco de transformadores para cada circuito. Entonces es posible, mediante el uso del bus de 85 KV que en este caso es el de Baja Tensión, alimentar uno de los bancos, el cual a su vez dará energía a los circuitos de la línea, mientras que el otro banco está fuera de servicio. Las condiciones de carga en que quedaría aquel banco de transformadores, serán analizadas más tarde.

La razón decisiva, sin embargo, no está dada tanto por las condiciones de servicio, como por las circunstancias que determinan la insta

lación de los transformadores, tales como el peso y las dimensiones de los mismos.

La topografía de la región en donde se halla Jacksonville así como los medios de transporte actuales, son obstáculos muy fuertes para el posible empleo de transformadores de gran capacidad. Esto nos lleva a la conclusión de que es forzoso utilizar transformadores cuyas dimensiones y peso sean transportables en la zona de Necaxa. Ese transporte sería cosa imposible si se deseara un solo transformador o banco para este extremo de la línea

Queda establecido pues, que la generación de Necaxa debe ser llevada equitativamente ya sea por dos transformadores trifásicos, o bien por dos bancos de transformadores monofásicos, siendo la capacidad de cada uno de 100,000 KVA en ambos casos.

Discutiremos ahora las ventajas que en nuestro caso tienen los transformadores monofásicos sobre los trifásicos.

La transformación de la potencia trifásica puede ser efectuada ya sea usando una unidad trifásica o bien interconectando tres unidades monofásicas para formar un banco trifásico. La primera presenta las ventajas de una mayor eficiencia, menores dimensiones y costo inicial menor al ser comparada con un banco de la misma capacidad de KVA y formado por tres unidades monofásicas.

Cuando se usa un banco de tres unidades es posible entonces, y así se acostumbra, comprar una cuarta unidad e instalarla en el mismo lugar como reserva para casos de emergencia. Esto requiere unicamente un 33% de inversión adicional para obtener una capacidad adecuada de reemplazo, en tanto que para tener capacidad completa de emergencia en una unidad trifásica, se tendrá un costo adicional de 100%.

Sin embargo, los transformadores presentan actualmente una seguridad de operación mayor que la de otros elementos del sistema de fuerza y por esta razón no se considera ya de tanta importancia el proveer esa

capacidad de reserva inmediata. Ya es general el uso de transformadores trifásicos con las más altas designaciones de voltaje, sin que exista un transformador extra a la mano.

En estos casos los circuitos en paralelo o interconectados de un sistema pueden proporcionar la capacidad necesaria de emergencia.

Ahora bien, si las condiciones de transporte o de embalaje para los transformadores, no son adecuadas para manejar la capacidad requerida de transformación como una sola unidad, se tendrá entonces una razón definitiva para usar tres unidades monofásicas.

Es este el caso nuestro, ya que como hemos dicho, las dificultades de transporte son grandes y obligan a repartir la capacidad total de generación en un número de transformadores tal que el tamaño de estos permita su fácil transporte e instalación.

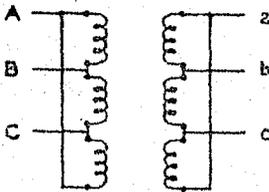
Por consiguiente, en vez de usar dos transformadores trifásicos de 100,000 KVA cada uno para los dos circuitos de la línea de 230 KV, es necesario el empleo de seis transformadores monofásicos de 33,33⁴ KVA cada uno, debiéndose contar asimismo con un transformador de la misma potencia como reserva para ser utilizado en caso de emergencia.

El peso de estos transformadores que es de aproximadamente 56 toneladas métricas sin aceite y sin equipo auxiliar podrá ser llevado por los carros standard de ferrocarril desde Laredo, Texas hasta Beristain, Puebla, en donde serán transferidos a un trailer-plataforma. Este trailer así como el tractor que lo moverá han sido escogidos especialmente para este objeto y llevarán los siete transformadores de Jacksonville por carretera hasta el lugar donde se levantará la subestación elevada. Dicha carretera tendrá que ser reacondicionada en algunos lugares para permitir el paso del trailer.

B.- Análisis de las Conexiones en los Bancos.- Las conexiones trifásicas regulares en las cuales se utilizan tres transformadores monofásicos, o los tres enrollamientos un transformador trifásico a su capacidad completa, resultan de combinar las dos conexiones fundamentales - - delta y estrella en ambos lados del transformador. Son las siguientes:

- I.- Conexión Delta/Delta
- II.- " Delta/Estrella
- III.- " Estrella/Delta
- IV.- " Estrella/Estrella

I.- Conexión Delta/Delta.- Este tipo de conexión está representada por la figura No. 1. Suponiendo una carga balanceada, las relaciones -



entre el voltaje y la corriente en los transformadores conectados - - delta/delta son, como se sabe:

$$V_l = V_f$$

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

FIG Nº 1.- CONEXION DELTA DELTA

en las cuales:

- V_l = Tensión entre hilos
- V_f = " por fase
- I_l = Corriente que fluye en cada hilo de la línea
- I_f = " " " " " fase del transformador.

De esto se deduce que cada fase de los transformadores conectados en delta, deberá estar embobinada para dar pleno voltaje de línea. Por otra parte, la capacidad de corriente de cada fase es el 58% de la capacidad de corriente de la línea.

Suponiendo que los tres transformadores tienen los mismos ratios e impedancias, se infiere que el voltaje resultante que actúa alrededor -

de la delta cerrada tiene que ser cero, ya que los voltajes por fase están a 120 grados eléctricos uno de otro. Asimismo se deduce que la suma vectorial de cualesquiera dos voltajes es igual al tercer voltaje, por lo que un banco conectado en delta continuará proporcionando energía -- aún en caso de que una fase sea omitida. Así la conexión Δ/Δ se convierte en la V/V, una de las conexiones irregulares más empleadas, cuando se retira del sistema uno de los transformadores para ser reparado u -- otra causa cualquiera. Sin embargo, si los ratios e impedancias de las tres fases no son semejantes, existirá una corriente circulante en la delta cerrada y la carga no será por consiguiente dividida entre las tres fases.

La conexión delta/delta, se distingue porque los enrollamientos están conectados directamente a dos hilos de la línea, en ambos lados, lo cual determina de manera precisa la tensión aplicada y desarrollada en cada embobinado. Además, los tres de cada lado forman un circuito cerrado por el cual puede fluir una corriente ficticia que tenga igual sentido en las tres fases al mismo tiempo, como es la tercera armónica. En efecto, si las ondas fundamentales hacen entre sí 120 grados, las terceras hacen 360 grados entre sí y quedan en las condiciones indicadas.

Ejemplo de transformación con conexión Δ/Δ aplicado al caso de Jacksonville:

Sean tres transformadores monofásicos de 85/220 KV con capacidad para 395/147 amp. Si se conectan Δ/Δ a dos circuitos en condiciones normales, será necesario que uno de ellos sea de 85 KV y otro de 220 KV, quedando excluida toda posibilidad de trabajo si las tensiones de los circuitos no están en la relación 0.376:1 en caso de ser menores que las indicadas. La corriente admisible del lado de baja es de 675 amp. y de 255 amp. del lado opuesto, correspondiendo a una transferencia de

$$P = 3 V I = 3 \times 85 \times 395 = 100,000 \text{ KVA}$$

$$P = \sqrt{3} V I = \sqrt{3} \times 220 \times 255 = 100,000 \text{ KVA}$$

Resumiendo, en la conexión delta/delta:

- 1º Las tensiones se conservan y las corrientes se amplifican 73% al pasar de los transformadores a las líneas.
- 2º La tercera armónica no existe en forma de potencial, manifestándose sólo como intensidad local de la delta.
- 3º No existe un terminal que pueda llamarse neutro.

Este tipo de conexión se emplea tanto para elevar la tensión como para abatirla. Si se exige que el sistema secundario esté puesto a tierra puede hacerse la conexión de uno de los hilos o del centro de una de las fases (cuando existe doble secundario o derivación central) a tierra. Puede recurrirse también a bancos de tierra.

II.- Conexión Delta/Estrella.- De acuerdo con la figura No. 2, las relaciones entre el voltaje y la corriente para el banco de transformadores conectado en Δ/Y son:

Para el primario

$$V_1 = V_f ; I_1 = \sqrt{3} I_f$$

Para el secundario:

$$V_1 = \sqrt{3} V_f ; I_1 = I_f$$

Esta conexión se distingue por

las siguientes características:

- 1º.- La línea del lado estrella puede ser de cuatro hilos uno de ellos llamado neutro.
- 2º.- Las tensiones principales de un circuito y las principales de otro no están en fase aunque lleven esos hilos las mismas letras. A-B está defasado 30º con respecto a a-b.
- 3º.- El circuito del lado estrella comprende dos fases en serie.
- 4º.- La tercera armónica tiene una delta por donde circular localmente, siendo las condiciones iguales que en la delta/delta.
- 5º.- Las tensiones primarias están bien definidas por conexión di-

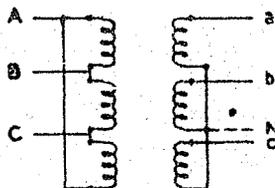


FIG. Nº 2.- CONEXION DELTA ESTRELLA

recta y las secundarias por reflejo tanto entre fases y neutro como de fase a fase.

60.- En la ~~delta~~. las tensiones se conservan y las corrientes se amplifican al pasar del transformador a la línea; en la estrella la corriente se conserva y las tensiones se amplifican del transformador a la línea.

Para que los transformadores del ejemplo anterior operen correctamente en conexión Δ/Y , se necesita que los circuitos sean de las siguientes características:

Baja	Alta	V_X	V_H	I_X	I_H
Delta	Estrella	85,000	220,000	675	147

El sistema secundario puede ser puesto a tierra en el neutro preferentemente, para que los voltajes polares sean simétricos respecto a tierra o sea para que el potencial cresta tenga el mismo valor para todos los hilos (estabilización del neutro).

Otra cualidad de esta conexión es la de que puede operar con solo dos transformadores siempre que exista en el otro extremo de la línea un banco estrella/delta y de que los neutros estén conectados satisfactoriamente. La carga debe reducirse a 57.8% de la normal si es polifásica ó a 2/3 de la normal si es monofásica. Esto va a ser muy remoto que suceda en nuestro caso ya que se dispone de una potencia de reserva en cada banco suficiente para que lleve un banco la carga total mientras se coloca el transformador extra.

La conexión delta/estrella se emplea comunmente en plantas generadoras para elevar la tensión a centenares de kilovolts y en sistemas de distribución primaria y secundaria para alimentar los circuitos de cuatro hilos.

III.- Conexión Estrella/Delta.

Este conexión tiene prácticamente las mismas propiedades que las del caso anterior ya que la principal diferencia consiste en que la -

transferencia de energía se hace en sentido contrario pues el primario está en estrella y el secundario en delta. Por consiguiente las tensiones primarias no están definidas directamente por conexión a los hilos, sino por reflejo secundario y aún es posible que existan diferencias apreciables entre aquellas cuando la impedancia de los enrollamientos dificulte en cierto grado el paso de corrientes niveladoras de flujo en los brazos que forman la delta.

Su uso más frecuente se halla en algunas subestaciones intermedias entre las líneas de transmisión de muy alta tensión y las líneas de distribución primaria.

IV.- Conexión Estrella/Estrella.- Sus características son las siguientes:

1º.- Las tensiones en las fases dependen de los núcleos. Es posible que una fase tenga nula o escasa tensión y el resto tenga exceso de potencial, lo cual constituye un serio inconveniente.

2º.- La tercera armónica no puede existir en forma de intensidad porque no hay regreso para ella. Solamente cuando se une el neutro del primario con el neutro del generador puede existir en esa forma, pero entonces la tercera armónica del generador puede llegar al transformador en forma de potencial y pasar a la línea manifestándose como una tensión de triple frecuencia entre las fases y el neutro secundario. Si este se halla conectado a tierra, el caso se agrava porque puede ocurrir resonancia en la línea debido a la capacitancia con tierra. Es decir, que si la capacitancia con tierra del circuito conectado al secundario del transformador es grande, una corriente apreciable de tercera armónica puede fluir por los embobinados secundarios. Esto ayudaría a disminuir la magnitud de la tensión de triple frecuencia, pero también puede causar interferencia en las líneas telefónicas paralelas al circuito de fuerza secundario. La resonancia con la capacitancia secundaria produce voltajes armónicos elevados.

Todo esto constituye otra desventaja de la conexión estrella/estrella, a la cual todavía podríamos añadir una más, que es la de que, en caso de faltar uno de los transformadores, el resto es incapaz de alimentar carga trifásica. Este último no nos afecta en el estudio de la transformación porque, como ya se dijo, en caso de retirar un transformador, el otro banco lleva la carga total mientras entre en servicio el transformador extra.

Para eliminar estos inconvenientes se ha recurrido al empleo de una o varias de las siguientes soluciones:

1a.- Empleo exclusivo de transformadores trifásicos, del tipo de columnas precisamente.

2a.- Conexión del neutro primario con el neutro artificial de un banco de tierra o de un banco estrella/estrella alimentado por la misma línea primaria.

3a.- Empleo de tres embobinados en cada fase, llamados primario, secundario y terciario, y conexión del terciario en delta precisamente.

Estas tres soluciones no serán analizadas, dada la pequeña magnitud de este estudio y porque las tres representan una inversión monetaria adicional elevada o bien un problema de instalación casi imposible de resolver.

Conclusiones.- Del estudio de las diversas conexiones trifásicas regulares que se han hecho, llegamos al convencimiento de que las dos primeras Delta/Delta y Delta/Estrella son las que resuelven satisfactoriamente el problema.

Siguiendo lo establecido por la Compañía de Luz en la construcción de los antiguos circuitos de 85 KV de Necaxa, escogeríamos a priori la conexión delta/estrella como la mejor. Buscando la razón de esto, encontramos que:

La conexión en estrella en el lado de Alta Tensión de los transformadores está determinada principalmente por razones económicas ya que -

siendo tan elevado el costo del aislamiento a 230 KV, se obtiene una gran economía tanto en la línea como en los transformadores al construir las cadenas de aisladores y bushings con un nivel de aislamiento para tensión de fase a neutro.

Así pues, empleando la estrella con neutro a tierra se tienen 230-KV entre fases con $\sqrt{3}$ veces menos tensión al neutro.

Además de la economía de aislamiento se obtienen otras ventajas como son la estabilización del neutro al conectar este a tierra y el poder utilizar esa conexión del neutro en algunos tipos de protección de los que vaya a tener la línea de transmisión. Esto se podría obtener también empleando la delta con banco de tierra. Es obvio que entonces el ahorro no es ya tan considerable.

La conexión en delta en el lado de Baja Tensión de los transformadores queda impuesta automáticamente obteniéndose así un camino para la circulación local de la tercera armónica en forma de intensidad, necesaria para eliminar los voltajes de triple frecuencia.

Hay que hacer notar que la tercera armónica de la generación de Necaxa disminuye considerablemente al llegar a los bancos de la planta los cuales están conectados delta/estrella. De ahí sigue la línea a Jacksonville a donde llega a la delta de nuestros transformadores en la cual se atenúa todavía más. Finalmente, la tercera armónica que pase a la línea deja de constituir un problema grave para las comunicaciones ya que estas van a ser efectuadas por corrientes portadoras (carrier).

Así pues queda definida la conexión regular DELTA/ESTRELLA para los transformadores de 85/230 KV.

C.- Forma.- En lo referente a la forma en que deba estar construido el transformador, acorazado o de núcleo, tendremos que sujetarnos a los standards de construcción de los fabricantes que señalan, para la potencia de 33,334 KVA el tipo acorazado (1). En este tipo los embobinados y el núcleo son montados sobre una base estructural de acero con la laminación colocada horizontalmente de tal forma que rodee los embobinados; a continuación se coloca el tanque de forma especial y ajustado sobre la estructura del núcleo y embobinados, soldándose a la base. (Fig. No. 3).

El tanque está compuesto de dos secciones con su junta soldada. La brida que tiene la sección de abajo sirve de marco inferior al conjunto de núcleo y embobinados. La sección superior, también con brida y con la cubierta y miembros de refuerzo soldados firmemente en el interior de la sección, desliza ajustadamente con respecto al núcleo y sirve para sujetarlo con firmeza con lo cual los embobinados y el núcleo quedan asegurados contra movimientos tanto durante el embarque como durante la operación.

Este tipo de construcción de transformadores acorazados se ha designado en inglés con el nombre de tipo Form-Fit y se emplea por la Westinghouse. Tiene la ventaja de que se logra un conjunto más compacto del que se tendría con el uso de una unidad tipo núcleo montada simplemente dentro de un tanque. Además el flujo del aceite puede ser dirigido más uniformemente a través de los embobinados.

Otra ventaja importante del tipo acorazado es la de que, para la misma potencia, requiere una corriente de excitación menor que un transformador de tipo núcleo.

Para explicar esto, basta recordar que en un transformador acoraza

(1) Tanto la Allis-Chalmers como la General Electric y la Westinghouse ofrecieron el tipo acorazado como única forma de construcción disponible para esa potencia.

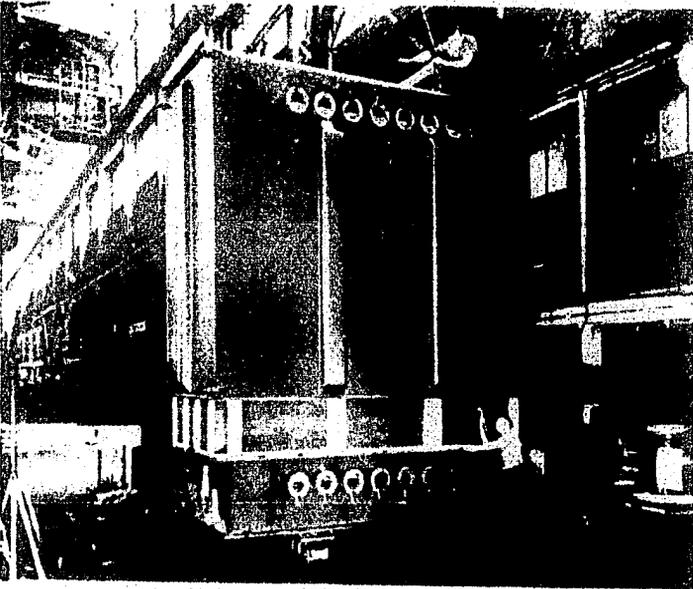


Figura No. 3.- Transformador acorazado de construcción Form-Fit.

do la longitud de la línea de fuerza principal del circuito magnético del núcleo es menor que la longitud de la espira conductora media, en tanto que en un tipo núcleo, la longitud de la espira media es inferior a la de la línea de fuerza pues el núcleo comprende las columnas y yugos del transformador.

Así pues, siendo menor la línea de fuerza principal en el acorazado, la corriente de excitación disminuye de acuerdo con la siguiente ecuación, derivada de la ley de Ampere:

$$I_0 = \frac{B}{4\pi N_p} \left(\frac{l}{\mu} + 10^7 e \right) + \frac{F_c}{N_p} \quad \text{amps. vector}$$

en la que:

I_0 = Corriente de excitación en amps.

B = Densidad magnética en webers/metro cuadrado.

N_p = Número de espiras conductoras primarias.

l = Longitud de la línea de fuerza principal dentro del hierro, en metros.

μ = Permeabilidad MKS.

e = Longitud equivalente en metros de las juntas.

F_c = Acción magnética de las corrientes de Foucault y componente de histéresis.

Al ser menor la corriente de excitación, disminuye el argumento de la corriente primaria I_p , según se ve en el diagrama vectorial del transformador, mejorando así el factor de potencia de la corriente de alimentación (Figura No. 4).

V_p = Tensión primaria

V_s = " secundaria

I_p = Corriente primaria

I_s = " secundaria

I_0 = " de excitación

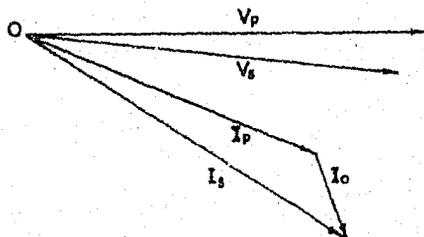


FIG. Nº 4.-DIAGRAMA VECTORIAL

D.- Tipo de Enfriamiento.- El tipo básico de enfriamiento por circulación de agua en los transformadores de gran capacidad, es propio de sitios donde el aprovisionamiento de agua es costeable y cuando el tamaño mismo de las unidades haría antieconómico el uso de radiadores u otros medios de auto-refrigeración.

Así pues, contando en Jacksonville con agua en cantidades prácticamente ilimitadas para este fin, como lo es la que está contenida en el vaso de almacenamiento de Necaxa, este tipo de enfriamiento resulta muy conveniente para el caso. Las variantes de este sistema son: circulación exterior y circulación interior de agua. Por tratarse de un transformador tipo acorazado "Form-Fit" en el cual el tanque envuelve ajustadamente el núcleo y a los embobinados dando un conjunto compacto, sería prácticamente imposible usar serpentín para enfriamiento por circulación interior de agua. La fábrica, pues, construye estos transformadores utilizando el principio de circulación exterior que a continuación se describe.

El aceite caliente es extraído del transformador por una bomba llevada a un enfriador de agua. Después de circular entre los tubos de agua de este último, el aceite es devuelto al transformador. El agua, a su vez, circula hasta un tanque separado de enfriamiento.

El método descrito tiene las siguientes ventajas:

- a) No existe problema de incrustaciones por impurezas en el agua, pues las que se forman son fácilmente quitadas del interior de los tubos del enfriador.
- b) Por estar a presión, en caso de fuga en el interior del enfriador, el aceite pasa al agua evitando que esta sea la que entre al circuito de aceite.

Descripción del Sistema de Enfriamiento

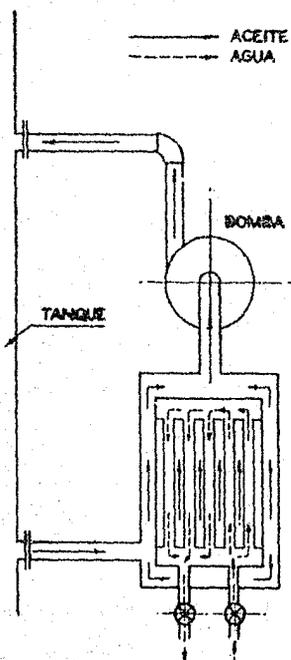


FIG. N° 5.- ENFRIADOR AGUA-ACEITE

El diagrama de la figura No. 5 ilustra el procedimiento seguido para enfriar. El aceite es extraído del tanque del transformador y pasa a presión al enfriador que está formado por un tanque del cual la envolvente exterior tiene dos entradas, lateral y superior para aceite, y dos inferiores para agua. En el interior de la envolvente, se encuentra el conjunto de tubos de agua unidos a dos cabezales de los cuales el inferior tiene las conexiones para el agua.

El aceite circula entre los tubos, ascendiendo y el agua entra por los tubos, asciende y vuelve a bajar para salir después al tanque de enfriamiento.

Para transformadores de alta potencia como los nuestros, se dispone de dos de estos equipos cada uno con su bomba. Un equipo comienza a funcionar al momento de energizarse el transformador, para disipar las pérdidas de excitación en vacío.

El segundo equipo comienza a funcionar automáticamente al llegar a la temperatura del aceite a cierto valor, detectado por un relevador térmico. La instalación completa de los enfriadores y así como el conjunto de tubos de agua, son ilustrados en las figuras Nos. 6 y 7.



Figura No. 6.- Equipo de enfriamiento por circulación forzada de aceite.



Figura No. 7.- Conjunto de tubos de agua del enfriador agua-aceite.

E.- Niveles de Aislamiento.- El aislamiento del equipo eléctrico - en una planta o subestación está sujeto de tiempo en tiempo a sobrevoltajes momentáneos causados ya sea por fallas en el sistema, conmutación de circuitos o descargas de rayos. Exceptuando algunos casos particulares, los sobrevoltajes originados por fallas o por operación de interruptores, no dañan el aislamiento del equipo aunque si pueden deteriorar los dispositivos de protección como son los pararrayos.

Los sobrevoltajes causados por descargas eléctricas atmosféricas - son de tal magnitud que pueden flamear el aislamiento del equipo y son por consiguiente el problema más arduo que tienen los fabricantes y operadores de equipo eléctrico.

El problema de proveer un aislamiento en coordinación con los dispositivos de protección, abarca no solo la conservación del aislamiento del equipo, sino la protección misma de esos dispositivos. Para evitar daños a los pararrayos o aparatos semejantes, estos deben ser intercalados en el sistema de tal modo que descarguen el exceso de voltaje de una manera efectiva, después de lo cual deberán dejar de conducir corriente a tierra. De esta manera el pararrayos protege el aislamiento del equipo y es capaz después de reconstituirse en aislador contra cualquier voltajes a tierra del sistema que puedan existir a través de él.

El voltaje que soporta el dispositivo de seguridad está determinado principalmente por el máximo voltaje a tierra de operación el cual ocurre por lo general en las fallas de fase a tierra.

El concepto básico de la coordinación en el aislamiento está mostrado en la figura No. 8.

La curva A señala la resistencia al impulso del aislamiento de una parte del equipo sujeta a las contingencias de los relámpagos y la curva B es el nivel de protección aportado por un pararrayos tipo válvula.

Así pues, cualquier aislamiento con un valor de resistencia igual-

o en exceso sobre el de la curva A, - queda protegido por el pararrayos, el cual debe tener un valor de ruptura inferior para así proteger al equipo contra sobrevoltajes.

Se han propuesto varios métodos para determinar la coordinación de los niveles de aislamiento en las subestaciones con los de las líneas que dependen de ellas. El mejor de esos métodos es el de establecer un determinado nivel común para todo el aislamiento de la subestación y fijar el de las líneas a un valor igual o mayor que dicho nivel. Esto limita el problema a tres puntos fundamentales.

1º Selección de un nivel básico de aislamiento adecuado.

2º La seguridad por parte de los fabricantes de que la resistencia al flameo o ruptura de todo el aislamiento en la subestación, excederá o por lo menos igualará el nivel escogido.

3º La aplicación de aparatos de protección que den al equipo una seguridad amplia a la vez que económicamente adecuada.

Según acuerdo del Comité Conjunto Norteamericano de Ingenieros Electricistas y Fabricantes de Equipo Eléctrico (AIEE-NEMA), de enero de 1941, se adoptarán en estos casos los niveles básicos de aislamiento, en función de voltajes no disruptivos de acuerdo con la siguiente definición:

"Los niveles básicos de aislamiento al impulso son niveles de referencia expresados en impulsos de voltaje cresta, con una onda standard no mayor que la onda de 1.5 x 40 microsegundos. El aislamiento de los diversos aparatos, comprobado por pruebas adecuadas, debe ser igual a, o mayor que, el nivel básico escogido".

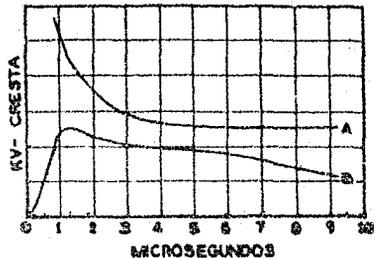


FIG. Nº 6.-CARACTERÍSTICAS DE VOLTAJE DE UN APARATO (A) PROTEGIDO POR UN PARARRAYOS (B)

Los requisitos necesarios para la correcta aplicación de la definición son los siguientes:

a) Las condiciones atmosféricas existentes en el lugar donde se instalará el equipo deben ser tomadas en consideración.

b) Los aparatos sujetos a esta prueba deben ser capaces de soportar el voltaje especificado ya sea positiva o negativa la polaridad del impulso.

c) Para poder asignar estos niveles a los diferentes aparatos de una subestación, es necesario que el voltaje aplicado no sea menor que el valor en kilovolts señalado en la columna B de la siguiente tabla, elaborada por la ASA. (American Standards Association).

TABLA I.- Niveles Básicos de Aislamiento

A	B	C
Designación Nominal de Voltaje del Aparato, KV	Niveles Básicos-Standard Impulso, KV	Niveles de Aislamiento Reducidos, KV
92	450	---
115	550	450
138	650	550
161	750	650
196	900	---
230	1050	900
387	1300	---
345	1550	---

Los valores expresados en la columna C son los niveles reducidos que se aplican a sistemas con neutro conectado firmemente a tierra, lo cual limita el voltaje de fase a neutro durante las fallas a tierra. Esta conexión del neutro permite el uso de un pararrayos del tipo llamado "ochenta por ciento" con lo cual, en algunos voltajes de la clase de 115 KV y más, se han usado equipos con nivel de un valor inmediato inferior al standard. Estos valores son los que forman dicha columna.

Antes de hacer uso de la tabla de acuerdo con nuestras necesidades, es conveniente ya que se ha hablado de la onda standard, mencionar sus-

erísticas principales.

a definir los Niveles Básicos de Aislamiento (NBA) fué necesario desde un principio estandarizar las formas de las ondas de prueba de acuerdo con una base común. Así fué como se acordó definir la onda midiendo el tiempo empleado por el impulso para llegar a la cresta en microsegundos seguido del tiempo que tarda la onda en alcanzar su magnitud media, también en microsegundos. Figura No. 9.

Con el objeto de establecer un punto de partida de utilidad práctica, el punto virtual O_1 de tiempo cero, se traza en la prolongación del segmento que pasa por los puntos C (X_2 , $0.9 E$) y D (X_3 , $0.3 E$) situados en el frente de la onda. Así, por ejemplo, la onda de 1.5×40 microsegundos tiene un valor

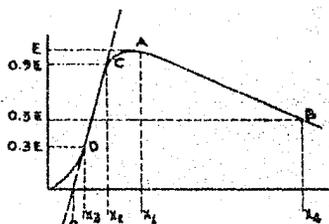


FIG. Nº 9.-CARACTERÍSTICAS DE LA ONDA DE PRUEBA STANDARD

$O_1 X_1$ de 1.5 ms. y otro valor $O_1 X_4$ de 40 ms. En pruebas de transformadores donde el tiempo de valor cresta no es fácilmente determinable, este se toma como el doble del intervalo entre los puntos C y D, o sea $2 \overline{X_2 X_3}$. Así es como se estableció la onda de 1.5×40 ms. (positiva o negativa) como onda standard ya que es la que mejor reproduce las ondas de sobrevoltaje debidas a descargas atmosféricas. El efecto de descargas de menor duración puede reproducirse interrumpiendo la onda a valores menores de tiempo.

En la figura No. 10 están mostradas las diversas fases y términos empleados en las pruebas de impulso, así como la curva "voltaje-tiempo" que expresa los puntos de voltaje de flameo para distintos tiempos de aplicación de impulsos y para una forma de onda determinada. Esto es debido a que el voltaje de ruptura de un aislamiento o el de flameo de una esfera de prueba (gap), sobre todo este último, varían con la magnitud del tiempo aplicado.

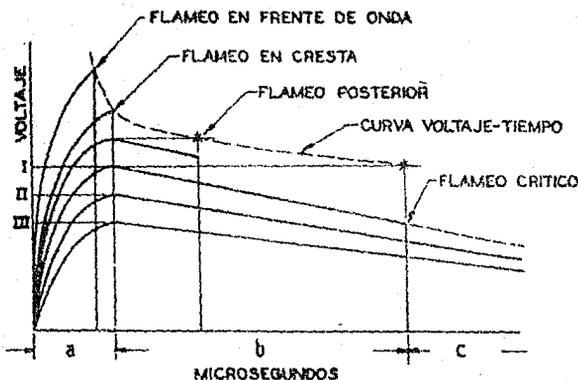


FIG. Nº 10.-ONDAS DE PRUEBA Y CURVA VOLTAJE-TIEMPO

- I.-ONDA DE FLAMEO CRITICO
- II.-ONDA DE VOLTAJE CRITICO NO DISRUPTIVO
- III.-ONDA DE PRUEBA STANDARD
- a.-INTERVALO DE TIEMPO FLAMEOS FRENTE
- b.-ID. FLAMEOS POSTERIORES
- c.-ID. FLAMEOS SIN IMPULSOS

El voltaje de -- flameo crítico o mínimo que se ve en la figura es el valor cresta de la onda que, en 50 por ciento de los casos provoca flameo en la parte posterior de la onda, y en el otro 50 por ciento se traduce en una onda completa (sin flameo).

Finalmente, la figura muestra el valor de voltaje crítico no disruptivo, el cual tiene una magnitud mínima para que no se llegue al flameo en el equipo a prueba. El valor de prueba standard es el voltaje que tiene una magnitud de 5% inferior al anterior y al que se refiere la definición de nivel básico.

Características al Impulso del Aislamiento de Transformadores.- Este aspecto de la prueba de un transformador de fuerza es el que debe hacerse más a conciencia por el hecho de ser el aparato más caro de una subestación y del que una falla puede significar pérdidas considerables de tiempo y de dinero.

El nivel al impulso de un transformador queda determinado por una o más de estas características:

- a).- El voltaje de ruptura del máximo aislamiento interno (aislamiento a tierra).
- b).- El voltaje de ruptura del mínimo aislamiento interno (aislamiento entre espiras y bobinas).

c).- El voltaje de flameo de los bushings o boquillas.

Las características al impulso de los aislamientos internos y las de los aislamientos externos (bushings) de un transformador difieren entre sí bajo dos aspectos:

1º.- La relación de impulso (cociente entre ruptura mínima en onda de prueba standard y ruptura en onda de voltaje de 60 cps. -valor cresta-), es mayor para los embobinados, con un valor de 2.1 a 2.2 contra 1.5 o menos para bushings. Esto significa que, para un nivel de aislamiento dado en esas dos partes del transformador, los bushings tienen un valor de ruptura más bajo, en presencia de descargas atmosféricas, debido a la influencia de la presión barométrica.

2º.- La ruptura al impulso del aislamiento de un embobinado no varía en proporción al tiempo de aplicación como se ve en la figura No. 11, en la que, después de tres microsegundos, el voltaje de ruptura es prácticamente constante.

Los esfuerzos en el aislamiento entre espiras o entre bobinas dependen sobre todo de la "agudez" de la onda de sobre voltaje. Actualmente los transformadores se diseñan de modo que el menor aislamiento cumpla con todos los requisitos de las pruebas de impulso. Así pues, los transformadores modernos de

ben ser capaces de soportar una prueba de onda interrumpida (chopped wave test) con un valor de voltaje cresta mayor que el de la prueba de onda completa, y producida por el flameo de unas esferas o bien de un bushing en paralelo con el aislamiento del transformador.

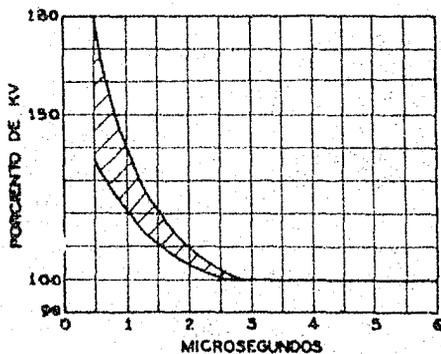


FIG. Nº 11.- CURVA VOLTAJE-TIEMPO TÍPICA DE UN TRANSFORMADOR

El boletín C57 de la American Standards Association indica las diferentes pruebas standard al impulso para transformadores y otros aparatos. Estas consisten para transformadores en dos aplicaciones sucesivas de una onda interrumpida (chopped wave) seguida de la aplicación de una onda completa (full wave). Las ondas pueden ser positivas o negativas y la secuencia de pruebas es la siguiente:

a).- Prueba de Onda Interrumpida.

1. En esta prueba, el voltaje aplicado debe tener un valor cresta y un tiempo de flameo de acuerdo con la tabla II.

2. La onda interrumpida debe obtenerse por flameo de un juego de barras con esferas de arqueo (detonador) adecuado para la prueba.

b).- Prueba de Onda Completa.

En esta prueba, el voltaje aplicado debe tener un valor cresta - también de acuerdo con la columna respectiva de la tabla II.

Los valores de prueba para diferentes clasificaciones de voltaje y potencias mayores de 500 KVA se encuentran en dicha tabla.

TABLA II.- Pruebas al Impulso en Transformadores.

Voltaje Nominal del Aparato, KV	Prueba de Onda Interrumpida		Prueba de Onda Completa KV cresta	Prueba de Voltaje Aplicado, KV eficaces
	KV cresta	Tiempo Ruptura microsegundos		
15	130	2.0	110	34
92	520	3.0	450	185
115	630	3.0	550	230
138	750	3.0	650	275
161	865	3.0	750	325
196	1035	3.0	900	395
230	1210	3.0	1050	460

Bushings.- El flameo al impulso de los bushings debe ser cuidadosamente considerado al establecer el nivel de aislamiento del transformador ya que forman una parte muy importante de ese mismo nivel. Los valores standard de voltaje no disruptivo para bushings están recopilados en el boletín ASA C76 por medio de la tabla III.

TABLA III.- Voltajes de Prueba No disruptivos para Bushings.

Voltaje Nominal del Aparato, KV	Prueba de Baja Frecuencia, KV eficaces		Prueba al Impulso Onda Standard KV cresta
	Seco 1 min.	Húmedo 10 seg.	
92	225	190	450
115	280	230	550
138	335	275	650
161	385	315	750
196	465	385	900
230	545	445	1050

En esta tabla se especifican también los valores de prueba con tensión de baja frecuencia no disruptiva y con un tiempo fijo de aplicación. La prueba se aplica en dos condiciones del bushing, seco durante un minuto y húmedo durante 10 segundos.

Esta prueba tiene por objeto reproducir posibles sobrevoltajes en la operación, que afecten al bushing estando éste ya sea húmedo o seco. Para sistemas con protección adecuada de pararrayos y neutro firme a tierra esos sobrevoltajes no exceden de 3.5 veces la tensión de operación al neutro. (133 KV en nuestro caso). Así pues el valor de la prueba garantizado por los fabricantes es suficientemente amplio, como veremos más adelante.

Las características "voltaje-tiempo" de los bushings de un transformador difieren de las mismas características del aislamiento interno

de éste. En general, el bushing tendrá un punto de menor flameo cuando se aplique el impulso varias veces con intervalos pequeños entre las aplicaciones, que en el caso del aislamiento interno. Cuando los intervalos son largos el flameo del bushing corresponderá más o menos a la ruptura del embobinado. El esfuerzo eléctrico para un embobinado es el mismo cualquiera que sea el signo de la onda, no así para el bushing en el cual el flameo crítico puede ser mayor en una polaridad que en la otra.

Efecto de las condiciones atmosféricas.- Las características de flameo dependen de las condiciones atmosféricas. En general, los voltajes de flameo varían inversamente con la temperatura, directamente con la presión barométrica y directamente con la humedad absoluta. Los datos de prueba obtenidos bajo diversas condiciones ambientes reales, son generalmente corregidos a las condiciones standard siguientes, en unidades inglesas:

Temperatura, 77°F
Presión Barométrica: 29.92 pulgadas de mercurio.
Humedad: 0.6085 pulgadas de mercurio.

La densidad relativa del aire es un factor que combina temperatura y presión atmosférica en una sola expresión, de acuerdo con la siguiente relación, la cual vale la unidad para las condiciones standard:

$$D = \frac{17.95 \times \text{Presión Barométrica (pulgadas Hg)}}{460 + \text{Temperatura (°F)}}$$

Para determinar los factores de corrección por humedad se han elaborado las gráficas de la figura No. 12, basadas en datos de pruebas múltiples.

Así pues, el voltaje medido en prueba es corregido para las condiciones reinantes dividiéndolo entre la densidad relativa del aire, determinada como se dijo arriba, y multiplicándolo por el factor de humedad obtenido en las curvas de la figura No. 12.

Otras pruebas para transformadores.- La prueba standard de voltaje aplicado, consiste como su nombre lo indica, en la aplicación de un voltaje de baja frecuencia entre el embobinado en cuestión y tierra, con el otro embobinado conectado a tierra.- La duración de esta prueba es de un minuto y los valores aplicados se encuentran en la tabla II.

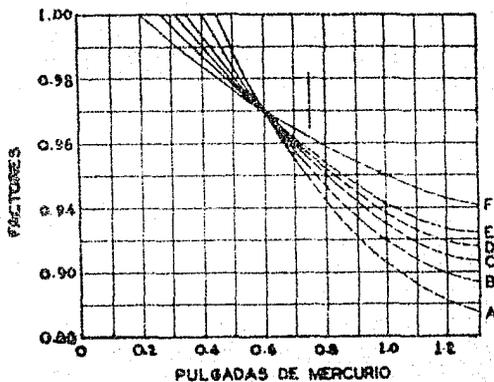


FIG. Nº 12.- FACTORES DE CORRECCION POR HUMEDAD CURVA ESPECIAL PARA BUSHINGS

La prueba de voltaje inducido consiste en aplicar entre las terminales de un enrollado un voltaje igual al doble del de operación de ese enrollado. Se usa al mismo tiempo una frecuencia doble de la normal o más, de modo que el núcleo del transformador no se sobre-excite por la aplicación del doble voltaje. La duración de la prueba es de 7,200 ciclos de la frecuencia de prueba, pero en ningún caso deberá exceder de un minuto.

Las frecuencias de prueba más comunes son las de 120 ciclos para transformadores de 60 ciclos y 100 ciclos para los de 50.

Aislamiento del Neutro.- Por estar nuestros transformadores diseñados para conexión estrella con neutro conectado firmemente a tierra, es posible dar un nivel de aislamiento menor en el neutro que en el otro extremo del embobinado.

En la tabla IV se indican las designaciones de voltaje en el neutro de acuerdo con las correspondientes en el extremo conectado a la línea. A ese voltaje corresponde un nivel de aislamiento de acuerdo también --

con la tabla II.

TABLA IV.- Voltaje Nominal en el Neutro de Acuerdo con el Correspondiente en la Línea.

Voltaje Nominal en el Extremo - de la Línea, KV	Voltaje Nominal en el Neutro, -- KV
15	8.66
34.5	8.66
115	15
161	15
196	15
230	15

Después de esta descripción de las pruebas standard en transformadores, estableceremos los valores de prueba para nuestro caso particular.

10.- Alta Tensión

a).- Transformadores.- El nivel básico en Alta Tensión del aislamiento de los transformadores será el de la clase de 196 KV, o sea el valor reducido por tratarse de neutro firmemente conectado a tierra.

En la tabla II encontramos para la clase 196 KV los siguientes valores de prueba:

Impulso con Onda Standard de 1.5 x 40 ms.

Prueba de Onda Interrumpida.- 1,035 KV cresta con 0.3 microsegundos de tiempo mínimo para flameo.

Prueba de Onda Completa.- 900 KV cresta.

b).- Bushings.- Para los bushings de Alta Tensión, hay que hacer la corrección del nivel de impulso para la clase 196 KV por concepto de altitud, humedad y temperatura. En Jacksonville estas condiciones son -

las siguientes:

Presión Barométrica = 26.13 pulgadas de mercurio
Altitud = 4,250 pies sobre el nivel del mar
Humedad = 90% = 0.8 pulgadas de mercurio aproxima-
damente
Temperatura = 104°F

$$\text{Entonces } D = \frac{17.95 \times 26.13}{564} = 0.830$$

Las gráficas de corrección por temperatura de la figura No. 12 dan valores muy confusos para humedades mayores de 0.75 pulgadas de mercurio, de manera que escogeremos como factor de corrección aproximado el de 0.96 correspondiente a 0.8 pulgadas de mercurio. (Curva D).

Hacemos ahora la corrección al valor cresta de prueba de 900 KV correspondiente al nivel básico de 196 KV.

$$900/0.83 \times 0.96 = 1,050 \text{ KV}$$

Deducimos por esto que los valores de prueba para bushings, corregidos para las condiciones atmosféricas que privan en Jacksonville, son los que corresponden a la clase de 230 KV, la cual será así establecida. Ese valor de 1050 KV corresponde al voltaje de impulso con onda standard completa de 1.5 x 40 ms.

Para la prueba de baja frecuencia se tienen los siguientes valores eficaces de tensión correspondientes a 230 KV.

Seco - 545 Kv durante un minuto.

Húmedo - 445 KV durante diez segundos.

c.- Neutro.- El voltaje nominal del neutro está dado por la tabla IV que especifica para 196 KV una designación de voltaje en el neutro de 15 KV en sistema conectado a tierra. Para este valor 15 KV, encontramos en la tabla II un voltaje cresta con impulso de onda completa de 110 KV.

d).- Prueba de Voltaje Aplicado.- Para 196 KV el valor eficaz de voltaje aplicado en Alta Tensión es de 395 KV durante un minuto.

e).- Prueba de Voltaje Inducido.- Para este objeto se aplican 266-KV usando frecuencia de 100 cps y una duración de prueba de un minuto.

20.- Baja Tensión

a).- Transformadores.- El nivel básico en Baja Tensión para los transformadores es de la clase de 115 KV ya que el voltaje en el bus de B.T. de Jacksonville es de 93 KV, el cual se considera tensión de operación a carga plena.

Para 115 KV tenemos los siguientes valores de prueba especificados en la tabla II.

Impulso con Onda Standard de 1,5 x 40 ms.

Prueba de Onda Interrumpida.- 630 KV cresta con 0.3 ms. tiempo mínimo para flameo.

Prueba de Onda Completa.- 550 KV cresta.

Hay que hacer notar que teniendo también el sistema de Baja Tensión una conexión firme del neutro, serían aplicables los valores de prueba reducidos (correspondientes a una clase inferior: 92 KV) pero no existiendo aquí en forma tan dominante el problema de la economía en el aislamiento como lo existe en Alta Tensión, se prefiere tomar el nivel básico de aislamiento standard, con lo que por otra parte se compensa por altitud y humedad.

b).- Bushings.- Por esta última razón, el nivel de aislamiento para bushings es el correspondiente a la clase 115 KV que tiene un nivel básico al impulso de 550 KV cresta.

Para 115 KV los valores eficaces de prueba de baja frecuencia son:

Seco - 280 KV durante un minuto.

Húmedo - 230 KV durante 10 segundos.

c).- Prueba de Voltaje Aplicado.- La prueba se hace con 230 KV eficaces durante un minuto aplicados entre tierra y el embobinado en

cuestión, con el otro embobinado a tierra.

d).- Prueba de Voltaje Inducido.- Esta se efectúa aplicando - - -
230 KV eficaces o sea el doble de la tensión de trabajo del embobinado-
que se prueba. La frecuencia es de 100 cps y la duración especificada -
para la prueba es de un minuto.

- - -

F.- Cámara de gas inerte.- El equipo Inertaire de la Westinghouse mantiene un colchón de nitrógeno seco sobre el nivel de aceite en el tanque de un transformador, o de cualquier otro aparato sumergido en aceite. Con esto es posible desplazar el oxígeno y la humedad que entra al tanque cuando, por descensos de temperatura, se crea un vacío parcial dentro de él. Así se conservan las cualidades dieléctricas del aceite y el buen estado de los aislamientos durante mucho tiempo.

El nitrógeno es abastecido por un cilindro de acero que contiene el gas a una presión en el momento de envasarlo, de 2,000 lbs/pg². Cuando la presión dentro del transformador baja de cierto valor, generalmente 0.5 lb/pg², una válvula reductora de presión actúa automáticamente e introduce nitrógeno al tanque.

Por otra parte, si la presión en el transformador sube más allá de otro valor determinado (8 lb/pg²) debido a la expansión del aceite por calor, un dispositivo provisto de válvula de alivio y situado en la salida de la válvula reductora, permite la salida a la atmósfera del nitrógeno hasta que se restablezca el valor normal de presión. Para determinar el contenido de oxígeno en el tanque se dispone de una válvula de muestreo conectada a la cámara de gas.

G.- Operación.

Corriente de Excitación.

Al hablar del tipo acorazado de transformador mencionamos como una de sus ventajas el que tuviera menor corriente de excitación que un transformador semejante tipo núcleo.

Así pues, esa magnitud depende la forma de construcción y desde luego y en mayor proporción del tamaño y voltaje de operación del transformador. Puede decirse que la corriente de excitación varía en proporción directa al voltaje de diseño y en proporción inversa a la potencia normal del transformador.

Para nuestro caso, en el que no se requiere un valor especial de corriente de excitación, se hará uso de las especificaciones standard de los fabricantes para fijar el valor de la corriente de excitación en por ciento de la corriente a carga plena, en 2.8% con 100% del voltaje normal aplicado.

Impedancia.

En un transformador en vacío, la relación o ratio de espiras es igual a la relación de voltajes primario y secundario. Pero al aplicar carga, la corriente circula por la impedancia interna del transformador, disminuye la fuerza electromotriz primaria y desaparece la igualdad entre el ratio de voltajes terminales y el de espiras.

La impedancia interna se compone de dos magnitudes:

a).- Una reactancia proveniente de los flujos locales en los bobinados.

b).- Una resistencia equivalente que representa las pérdidas atribuibles al paso de la corriente, tales como pérdidas por efecto Joule (RI^2) y por corrientes de Foucault en los conductores. La impedancia expresada por porciento del voltaje primario V_p , representa la caída de voltaje al paso de la corriente primaria I_p por la impedancia equivalente referida también al primario Z'_p , o sea

$$Z\% = \frac{Z'_p I_p}{V_p} \times 100$$

Según esto, la impedancia en por ciento es también igual a la impedancia ohmica medida, (Z'_p) expresada en por ciento de los datos normales, los cuales están definidos por la relación entre la corriente primaria de diseño por fase y el voltaje primario entre fase y neutro ($\frac{I_p}{V_p}$).

Siendo la componente de resistencia una parte muy pequeña de la impedancia, esta se puede considerar prácticamente igual a la reactancia. Las tolerancias que se conceden para variación de los valores de impedancia es de $\pm 7.5\%$ del valor especificado, para transformadores de dos bobinados.

En las tablas de impedancias para transformadores de fuerza, se especifica para el tipo FOW teniendo como nivel de aislamiento en Alta Tensión 196 KV y en Baja Tensión 115 KV, un valor de impedancia de 10%. Como la cotización del fabricante indica como valor standard propuesto 12% y como valor optativo el de 10% a una diferencia de precio muy pequeña, -- nos decidimos por éste último, teniendo así con menor impedancia menores pérdidas.

Regulación.

La regulación a carga plena de un transformador de fuerza es la variación de voltaje secundario, expresado en por ciento de su valor normal, variación que ocurre estando el transformador en vacío y cuando en el primario el voltaje aplicado se mantiene constante.

El cálculo de la regulación para un factor de potencia y una carga determinados, se hace por la fórmula siguiente:

$$\text{Reg } \% = \frac{V_0 - V}{V} \times 100 = p \cos \phi + q \sin \phi + \frac{(q \cos \phi - p \sin \phi)^2}{200}$$

en la que:

V_0 = Voltaje secundario en vacío
 V = " " a carga plena
 p = Porcentaje de caída resistiva
 q = Porcentaje de caída reactiva
 ϕ = Angulo de atraso de la corriente secundaria con respecto a V.

Calcularemos la regulación de nuestros transformadores para un factor de potencia de 90% atrás ($\cos \phi = 0.90$), a carga plena.

En la figura No. 13 están dados los valores en porcentaje de caída resistiva para transformadores de 196-230 KV a distintas potencias. A 33,334 KVA corresponden aproximadamente 0.36% de caída resistiva.

Para calcular q nos valemos del valor de la impedancia en porcentaje $Z = 10\%$.

$$q = \sqrt{Z^2 - p^2} = \sqrt{10^2 - 0.36^2} = 9.9\%$$

Aplicando la fórmula de regulación, se tiene:

$$\text{Reg \%} = 0.36 \times 0.9 + 9.9 \times 0.436$$

$$+ \frac{(9.9 \times 0.9 - 0.36 \times 0.436)^2}{200}$$

$$= 0.324 + 4.34 + \frac{(8.0 - 0.157)^2}{200} = 4 + \frac{8.84^2}{200}$$

$$\text{Reg \%} = 4.38$$

Calculando del mismo modo para F.P. de 100% y F.P. de 80% atrás, encontramos otros distintos valores de regulación que son, respectivamente, 1.25% y 6.9%.

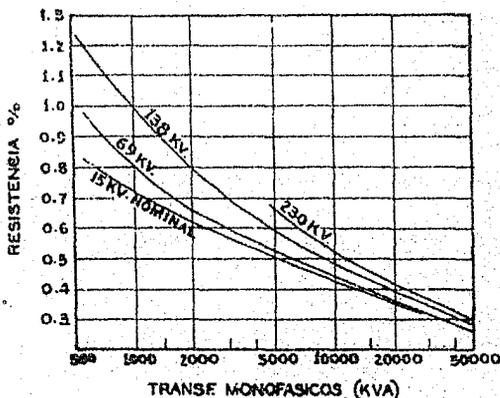


FIG. Nº 13.- CAIDAS RESISTIVAS EN PORCENTO SEGUN DESIGNACION DE VOLTAJE

Podemos entonces especificar para nuestros transformadores esos mismos valores:

Regulación en Por ciento:

100% F.P. - 1.25

90% F.P. - 4.38

80% F.P. - 6.90

Pérdidas totales y eficiencia.- Las pérdidas totales de un transformador están constituidas por las pérdidas en vacío y las pérdidas a carga plena. Las pérdidas en vacío se producen por corrientes de Foucault, por histéresis, y por efecto Joule al circular la corriente de excitación. Son pues debidas a la magnetización del núcleo con pleno voltaje primario y abierto el circuito secundario. Las pérdidas a carga plena son debidas a efecto Joule al circular la corriente de carga y a las corrientes de Foucault inducidas en el seno de los conductores por flujos dispersos del núcleo.

Las pérdidas en vacío son determinadas por pruebas hechas a la frecuencia y al voltaje secundario de diseño, pudiéndose considerar como prácticamente independientes de la carga. Las pérdidas a carga plena son establecidas a la frecuencia y a la corriente secundaria normales estando el secundario en corto circuito y aplicando en el primario un voltaje reducido. Este tipo de pérdidas varía con el cuadrado de la corriente de carga y se calculan o corrigen para 75°C con carga a factor unitario.

La fábrica a este respecto especifica para las pérdidas los siguientes valores en watts, a la frecuencia, voltaje y potencia de diseño:

Pérdidas en vacío: 78,000

Pérdidas totales a 75°C: 284,000

La eficiencia de los transformadores es calculada de la siguiente-

manera a partir de las pérdidas ya que el fabricante no especifica este valor:

Eficiencia a Carga Plena y Factor Unitario:

Porcentaje carga.....	100.....	(1)
Porcentaje pérdidas con carga.....	0.875.....	(2)
Porcentaje pérdidas en vacío.....	0.234.....	(3)
Suma de (2) y (3).....	1.089.....	(4)
Suma de (1) y (4).....	101.089.....	(5)
División de (4) entre (5) x 100.....	0.122.....	(6)
Restar (6) de 100.....	98.78.....	(7)

Por consiguiente:

Eficiencia del transformador: 98.78%

Capitalización de las Pérdidas.

El procedimiento seguido por la Compañía de Luz para escoger entre varios transformadores de las mismas características generales pero de diferentes marcas, el que más convenga para el desarrollo del proyecto, consiste a grandes rasgos en la comparación del precio del transformador al cual se suma cierta cantidad que representa las pérdidas capitalizadas, con el precio y pérdidas capitalizadas de otro. El que tenga la menor suma total de los dos o de varios es el que indudablemente debe ser escogido.

Explicaremos un poco más detenidamente lo anterior, pero en vista de carecer de datos sobre cotizaciones, intereses, etc., nos valdremos de cantidades figuradas que sin embargo nos sirvan para ilustrar el procedimiento.

La capitalización de las pérdidas comprende tres partes:

1a.- La pérdida anual de energía representada por la cantidad de dinero que la Compañía deja de percibir al año debido a la existencia de las pérdidas en el transformador. Suponiendo 1 KW de pérdidas totales, tendremos al año:

$$1 \times 8760 = 8760 \text{ KWH}$$

Por otra parte dando al precio del kilowatt-hora un valor supuesto de \$0.05 que, al interés de 14.25% anual, representa el costo por KWH incluyendo gastos de mantenimiento, depreciación, etc. del transformador, - este costo por KWH resulta de:

$$\frac{0.05}{0.1425} = \$ 0.35/\text{KWH}$$

Por consiguiente, los KWH de pérdida significan un desembolso - - anual de:

$$\underline{8760 \times 0.35 = \$ 3,050.00}$$

2a.- La "demanda" representa el costo adicional de potencia generada para suplir las pérdidas del transformador en el momento del "peak" - o demanda máxima. Suponiendo 1 KW de pérdidas totales, la Compañía necesita invertir cierta cantidad por ese KW, que aumente la generación en el momento en que se pida la máxima potencia. Se tiene ya señalada esa cantidad con bastante exactitud, pero nosotros usaremos como ejemplo el valor aproximado de \$1,500.00/KW, lo que nos da un:

Gasto por generación adicional o demanda: \$1,500.00

3a.- La corriente de excitación del transformador tiene un factor de potencia muy bajo, lo cual significa que una potencia reactiva considerable tiene que ser generada en la planta para hacerla circular. Para mejorar ese factor de potencia en los centros de carga, es necesaria la inversión monetaria en condensadores síncronos o estáticos. Así pues al instalar un transformador es necesario tomar en cuenta los KVA reactivos que toma la corriente de excitación para proveer la corriente capacitiva necesaria y mejorar el factor de potencia. Se tiene ya calculado también el costo adicional por KVAR para instalación de condensadores, el cual - es aproximadamente de \$110.00/KVAR.

Así pues, suponiendo una potencia reactiva en el transformador de 1 KVAR tendremos que tomar en cuenta el:

Gasto adicional por potencia reactiva: \$ 110.00

La suma de estas tres partidas representa pues la inversión monetaria adicional al precio base del transformador, originada por las características de operación del mismo.

Esta suma es la que sirve de punto de comparación para diferentes transformadores, siendo el más económico no necesariamente el de menor precio, sino el que tenga menor suma por concepto de precio base y pérdidas capitalizadas.

En nuestro caso se pidieron cotizaciones a fabricantes norteamericanos (Westinghouse, General Electric y Allis-Chalmers) y a algunos europeos como la Brown-Boveri. Al hacer la comparación por pérdidas capitalizadas, resultó escogido el equipo de la Westinghouse, la cual dió los valores de pérdidas y corriente de excitación más bajos económicamente hablando.

Características de Temperatura y Carga.- Las características de servicio de los transformadores están determinadas por las temperaturas permisibles de operación en el aislamiento, o sea por el aumento de temperatura de éste último sobre la temperatura ambiente. Para transformadores con aislamiento clase A, enfriamiento por aceite, los valores de potencia de diseño están basados en un aumento de temperatura (apreciable por termómetro o resistencia) de 55°C sobre una temperatura ambiente que no exceda nunca de 40°C, y la cual tenga un promedio, en periodos de 24 horas, no mayor de 30°C. Los transformadores y otros aparatos de inducción se diseñan de modo que las temperaturas de los embobinados en su punto más caliente, no sobrepasen en 10°C sus temperaturas promedio en condiciones de carga normal continua.

La designación de potencia de un transformador es pues, aquella - carga que puede alimentar continuamente a voltaje secundario normal, - sin exceder el aumento de temperatura especificado. Para dar esa potencia a la tensión normal secundaria, es necesario aplicar en el primario una tensión mayor que la de diseño para compensar el efecto de la regulación del transformador.

El fabricante especifica que los transformadores serán diseñados - para dar la potencia designada, a un voltaje primario de 105% del valor normal (a F.P. 80% ó mayor) y para operar en vacío a 10% en exceso - del voltaje secundario sin sobrepasar el aumento de temperatura especificado.

Asimismo, se especifica que el aumento de temperatura en los embobinados se determinará a la frecuencia normal con el transformador conectado para dar las pérdidas máximas correspondientes a cualquier carga - especificada y en condiciones normales de enfriamiento.

En caso de medirse la temperatura por resistencia, ésta debe ser - tomada al momento de desenergizar el transformador sin dejar que el aparato se enfríe.

Por consiguiente el transformador deberá dar la potencia normal de 33,334 KVA cuando opere a 1,355 m. de altura sobre el nivel del mar, sin sobrepasar un aumento de temperatura de 55°C en los embobinados, sobre - una temperatura ambiente de 40°C máximo. El transformador en estas condiciones estará enfriado por agua a 25°C con un gasto de 200 gal./min. a presión de 15 lb/pg² en la entrada del enfriador. Al hacer el diseño de los tanques de enfriamiento se hablará más sobre este punto.

Condiciones de Sobrecarga en los Transformadores.

La potencia que un transformador puede dar en servicio sin que ha-

ya peligro de deterioro en el aislamiento, será mayor o menor que su potencia normal de diseño, dependiendo de las siguientes características constructivas y de operación:

- 1º.- Temperatura ambiente
- 2º.- Aumento de temperatura del aceite en la parte superior del tanque, sobre la ambiente.
- 3º.- Aumento de temperatura sobre la del aceite superior, en el punto más caliente de los embobinados, llamado también gradiente del punto más caliente del cobre.
- 4º.- Constante térmica de tiempo del transformador, expresada en horas y que se define por el cociente $\frac{M}{K}$ en el cual M es la capacidad térmica del aparato en KWH por grado centígrado y K es la constante de radiación en KW por grado centígrado.
- 5º.- Relación entre pérdidas a carga plena y pérdidas en vacío.

Carga según Temperatura Ambiente.- Los transformadores enfriados por agua están contruídos para operar continuamente a la potencia normal, con temperaturas ambientes en el agua de 25°C como promedio y sin exceder de 30°C como máximo. Cuando la temperatura promedio real del líquido es distinta de 25°C, la carga aplicable al transformador puede variar en más o en menos, según datos de una tabla publicada por la Westinghouse*. Para el tipo de enfriamiento por circulación de aceite, se especifica un factor de -1.0% por cada grado centígrado de diferencia con 25°C para cuando la temperatura promedio es mayor que este último valor, y de +0.75% por °C cuando es menor de 25°C.

Es decir, si la temperatura ambiente del agua que se usa para en-

* Electrical Transmission and Distribución Reference Book, página 113.

friamiento es menor del valor standard, se tolera en el transformador una sobrecarga de 0.75% por °C y si es mayor la carga debe reducirse 1.0% por °C. Si el agua tiene, por ejemplo una temperatura media de 28°C, el transformador deberá operar a una potencia de $28 - 25 = 3\%$ menos de la normal.

Carga según temperatura del aceite.- La temperatura del punto más caliente dentro de un transformador influye notablemente en el deterioro progresivo del aislamiento. Se han fijado los límites de esta temperatura para transformadores en aceite, considerando 95°C como valor promedio y 105°C como valor máximo en un período de 24 horas. Con estos límites se garantiza una duración normal del aparato.

A fin de tener noción de la temperatura del punto más caliente, esta se considera compuesta de dos partes: la temperatura del aceite en la parte superior del tanque, indicada por el termómetro respectivo, y el aumento de temperatura sobre la anterior en el punto más caliente del embobinado, llamado gradiente del cobre, que se determina indirectamente por puente de resistencia o bien directamente por datos del fabricante. Cuando no se dispone de datos de fábrica la gráfica de la figura No. 14 proporciona los correspondientes valores de gradientes del cobre para diversas condiciones de carga y aumentos medidos de temperatura del cobre a carga plena. Debe tenerse en cuenta para comprender lo que significa "aumentos medidos de temperatura del cobre a carga plena", que según sea el tipo de enfriamiento utilizado, así será el aumento de temperatura medido por resistencia en el cobre, estando el transformador a carga plena. En nuestro caso, el aumento es de 55°C sobre ambiente de 40°C máximo, operando normalmente el equipo de refrigeración especificado.

Así pues, para un transformador cuyo aumento medido de temperatura en el cobre es de 10°C sobre un ambiente de 40°C a carga plena (100%), le corresponde a 160% de carga un gradiente del cobre de 21°C.

La utilidad de esta gráfica -
 consiste en que se puede determinar
 la temperatura del aceite permisi-
 ble para esas condiciones de carga,
 sustrayendo de 95°C el gradiente -
 del cobre hallado. Para el ejemplo
 anterior tendríamos pues una tempe-
 ratura del aceite superior, de - -
 $95 - 21 = 74^{\circ}\text{C}$ valor que deberá vi-
 gilarse en el termómetro del tanque.
 Así se tiene la seguridad de que la
 temperatura en el punto más caliente

del transformador está en su valor promedio, sin que esa sobrecarga sig-
 nifique deterioro en los aislamientos. En el ejemplo utilizado la sobre-
 carga tan alta de 160% sólo es posible por las características del en-
 friamiento que permiten únicamente un aumento medido de 10°C.

Factor de carga.- Llámase factor de carga a la relación en por ciento de-
 la potencia actual transformada, y la potencia nominal o de diseño, o sea:

$$f_c = \frac{\text{KVA de operación real}}{\text{KVA de diseño}} \times 100$$

Este valor se determina en promedio durante 24 horas de operación
 y en algunos casos puede ser menor de 100%. Entonces es posible obtener
 un aumento en la carga máxima permisible del transformador.

Los valores en por ciento de estos incrementos, en función del fac-
 tor de carga y del tipo de enfriamiento, están tabulados por la Westing-
 house, dando para el tipo FOW un incremento en % de 0.4 sobre la poten-
 cia nominal, por cada uno por ciento de diferencia con 100 en el factor -
 de carga. Por ejemplo, si este factor es de 70% se podrá dar una sobre-
 carga de $0.4 \times 30 = 12.0\%$ continua, sin disminuir la vida útil del apar-

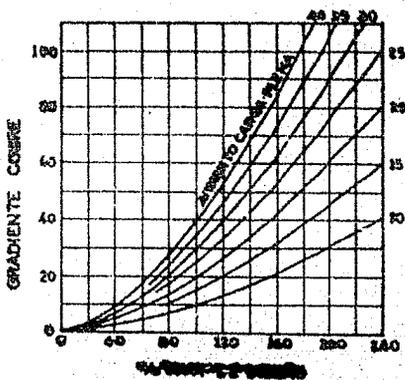


FIG. Nº 14.- GRADIENTES TÉRMICOS
 DEL COBRE EN FUNCIÓN DE LA CARGA
 PARA VARIOS AUMENTOS DE TEMPERA-
 TURA DE COBRE A CARGA PLENA.

to. Sin embargo, el aumento de carga tiene un límite, no importa cual sea el valor del factor y que es de 20% para este tipo de enfriamiento.

Sobrecargas de Corta Duración.- Los fabricantes de transformadores especifican también valores de sobrecarga permisibles durante poco tiempo no más de una vez en 24 horas, y las cuales pueden ser soportadas sin perjuicio del aislamiento. Esos valores son función de la carga media antes de dar la sobrecarga. De los dos métodos expuestos, sobrecarga por bajo-factor de carga y sobrecarga de corta duración, hay que escoger uno sólo, pues no se aplican conjuntamente.

Cuando falla un transformador en nuestra subestación, el banco respectivo tiene que ser librado mientras entra en servicio el transformador de reserva. Suponiendo que ese tiempo es de cuatro horas y que anteriormente el otro banco estuvo operando a 70 % de carga plena, el coeficiente de sobrecarga indicado para este banco por el fabricante es de 1.10.

Finalmente, la Compañía Westinghouse especifica que, en caso de fallar el abastecimiento de agua a los enfriadores de aceite, y con las bombas de aceite trabajando, el transformador puede seguir llevando 100% de carga durante dos horas después de la falla sin exceder la temperatura límite de 105°C en el punto más caliente. La temperatura ambiente deberá ser de aproximadamente 30°C.

Los distintos métodos vistos para fijar la capacidad de sobrecarga, dependen de condiciones de operación y por consiguiente son variables. A fin de dar un valor fijo adecuado para este estudio, nos valdremos de los standards del fabricante, el cual señala 20% como porcentaje máximo de aumento de carga independientemente del factor de carga, temperatura del punto más caliente, etc.

Control Automático de Carga.- A fin de supervisar la carga de un transformador de modo que la temperatura del punto más caliente en los embobinados esté siempre dentro de los límites de variación y de tiempo permitidos, la fábrica proporciona el relevador térmico TRO instalado en el embobinado de Baja Tensión. Estos aparatos son sensibles tanto al calentamiento del aceite como al calentamiento directo por efecto de la corriente de carga en los embobinados. Esto es debido a que el elemento térmico del relevador está sumergido en el aceite caliente y a la vez lleva una corriente proporcional a la de carga. De esta manera la temperatura del elemento está ligada a la temperatura total que adquieren los enrollados en operación.

El relevador puede efectuar varias operaciones escalonadas mediante la acción de unos juegos de contactos auxiliares cuando la temperatura del cobre sube con carga creciente. Los primeros contactos pueden poner en operación bombas de enfriamiento adicional. Los siguientes contactos operan la alarma por acercarse las temperaturas al límite máximo de seguridad. Finalmente, los últimos contactos disparan el interruptor del banco para quitarle carga al transformador.

El control por temperatura del cobre, hace posible el disponer de la capacidad extra del transformador para sobrecargas de poca duración de modo que la demanda de emergencia pueda ser soportada sin tener que interrumpir el servicio, y de modo que las cargas máximas (peak loads) puedan soportarse sin el uso de transformadores de tamaño mayor.

Características de la Línea.- En el Capítulo I se han esbozado ya las condiciones de operación y características de las futuras subestaciones Jacksonville y Cerro Gordo así como de la línea de transmisión que será construída entre ellas.

Es necesario ahora estudiar con mayor detenimiento esas condiciones y características, en especial las que corresponden a Jacksonville.

La descripción en detalle de la línea de transmisión es la siguiente:

te:

Longitud.....	153 Km
Tensión entre fases.....	230 KV
Neutro del Sistema.....	Conexión firme a tierra
Circuitos.....	Dos, en torres de doble circuito
Conductores.....	Seis, ACSR, 954,000 CM
Espaciamiento vertical de conductores.....	6.70 m.
Espaciamiento horizontal de conductores (entre circuitos).....	10.50 m.
Distancia del conductor a la estructura (balanceo 32°).....	2.60 m.
Hilos de guarda o tierra, acero galvanizado, 3/8" Ø.....	Dos
Altura del hilo de guarda sobre la fase superior.....	5.20 m.
Capacidad de transmisión por circuito a F.P. 0.95	
Normal.....	86,000 KW
Emergencia.....	hasta 172,000 KW

Conexión de los Bancos a los Circuitos.- En ambas subestaciones se formarán dos bancos de tres transformadores cada uno con una potencia por banco de 100,000 KVA, disponiéndose para cada subestación de un transformador de reserva. En Jacksonville la transferencia de energía trifásica, - se hace de 50 ± 2 ciclos, de una tensión aproximada de 93 KV a otra de - 230 KV. En Cerro Gordo, la transferencia de energía es de 220 KV a 85 KV con una frecuencia de operación también de 50 ± 2 ciclos.

En condiciones normales de operación cada banco estará conectado a un circuito de transmisión, por las razones que se mencionan más adelante en el párrafo "Estructura de 230 KV". En condiciones de emergencia, - como por ejemplo, en la pérdida de un circuito de 230 KV, los dos bancos serán puestos en paralelo en el lado de Alta Tensión, por medio del bus-

tubular seccionalizado, siendo entonces llevada la potencia por el circuito restante. En Cerro Gordo se hará una conexión similar, para recibir la generación que llega por ese circuito al bus de dicha subestación.

Voltajes de Operación y Cambiadores de Derivaciones.-- Con el objeto de determinar los ratios en vacío y las derivaciones o "taps" de que deban estar provistos los transformadores de Jacksonville y Cerro Gordo para la regulación adecuada de la línea, es necesario hacer antes algunas consideraciones sobre los estados actual y futuro del sistema.

Primeramente hay que recordar el hecho de que dos circuitos de 85-KV seguirán alimentando las cargas del distrito de Pachuca y las de las subestaciones situadas a lo largo del derecho de vía como El Carmen, Km-110, etc., en vista de lo cual debe procurarse conservar un valor adecuado de regulación en ellos.

Las características de estos circuitos de 85 KV se dan a continuación:

Longitud.....	153 km.
Tensión entre fases.....	85 KV
Neutro del Sistema.....	Conexión firme a tierra
Circuitos.....	Dos, en torres de doble circuito
Conductores.....	Seis, cobre, 3/0
Espaciamiento vertical de conductores.....	1.83 m. Triángulo equilátero
Espaciamiento horizontal entre ϕ de los dos circuitos.....	2.86 m.
Hilo de guarda, acero galvanizado, 3/8" ϕ	Uno

Distancia del hilo de guarda al conductor superior (diagonal).....	2.56 m.
Altura del conductor inferior sobre el suelo.....	11.80 m.
Flecha promedio.....	6.00 m.
Capacidad de transmisión por circuito a F.P. 0.95	
Normal.....	25,000 KW
Emergencia.....	35,000 KW

Como al entrar en servicio los circuitos de 230 KV la carga de los de 85 KV bajará considerablemente en relación con la que tienen actualmente, la tensión primaria en dichas subestaciones se elevaría sobre el valor actual en caso de que las condiciones de voltaje al principio de la línea se mantengan como hasta la fecha.

Si bien es cierto que algunos de los transformadores tienen taps - que nos permitirían corregir esa situación, hay un número mayor de ellos que están operando actualmente en el tap máximo y no sólo serían sobreexcitados sino que darían una tensión secundaria excesivamente alta.

A fin de corregir esto y mantener las condiciones de voltaje tan semejantes como sea posible a las actuales en Planta Nueva (Zachuca) -- donde se concentrará la carga máxima de esos circuitos, es necesario buscar el voltaje de operación más conveniente en Jacksonville, para lo cual se hacen los siguientes cálculos.

Los transformadores de Necaxa tienen taps de 4,200/97,000 -99,800-102,800 volts y actualmente están operando con un ratio de 4200/102,800-volts. Si suponemos en estos transformadores una regulación de 4%, al aplicar 4,200 volts obtendremos un voltaje de bus en Jacksonville de:

$$\underline{102,800 (1-0.04) = 98,700 \text{ volts.}}$$

El voltaje actual en el bus de 20 KV en Planta Nueva es de - - - - 22,000 v. El banco de transformadores respectivo está operando con un -

ratio de 86,700/22,900 volts, teniendo también una regulación aproximada de 4%. Por consiguiente, el voltaje aplicado en el lado de Alta Tensión de los transformadores de Planta Nueva, es aproximadamente:

$$\frac{22,000 \times 86,700}{22,900 (1-0.04)} = 86,760 \text{ volts.}$$

De la diferencia de voltajes en Jacksonville y Planta Nueva, obtenemos la caída actual de voltaje entre estos dos lugares:

$$98,700 - 86,760 = 11,940 \text{ volts.}$$

Esta caída está compuesta de dos partes: una caída en las líneas entre Jacksonville y S.E. Km 110 y otra entre esta última y Planta Nueva.

La longitud de línea entre Jacksonville y Km 110 es de 44 Km y entre Km 110 y Planta Nueva es de 47 Km.

La corriente actual que está siendo llevada por la sección Jacksonville - Km 110 de las líneas Necaxa Nos. 3 y 4 (de las cuales las líneas a Planta Nueva están normalmente derivadas), es de 230 amp por circuito, en tanto que las líneas entre Km 110 y Planta Nueva están llevando 70 amp. cada una.

La caída de voltaje en cada longitud de línea parcial, puede con suficiente aproximación para este caso, ser considerada como proporcional a la corriente y a la longitud de línea respectiva. Así pues tenemos:

De Jacksonville a Km 110	44 x 230 = 10,120	(75.5% del total)
De Km 110 a Planta Nueva	47 x 70 = 3,290	(24.5% del total)
TOTAL.....	13,410 v.	

Consiguientemente, la caída en las condiciones presentes es:

De Jacksonville a Km 1100.755 x 11,940 = 9,015 v.

De Km 110 a Planta Nueva.....0.245 x 11,940 = 2,925 v.

Según cálculos de la Compañía de Luz, se espera que al entrar en servicio los circuitos de 230 KV, la carga en los de 85 KV entre Km 110- y Planta Nueva, permanezca en 70 amp.

La carga total en los dos circuitos de 85 KV que quedarán en servicio entre Jacksonville y Km 110 es factible que llegue aproximadamente - a 35,000 KVA o sean 116.5 amp por circuito.

A consecuencia de esto, la caída de voltaje en esta sección de las líneas de 85 KV, bajará al valor:

$$\frac{9,015 \times 116.5}{230} = 4,565 \text{ v.}$$

Si el voltaje actual de 86,760 volts va a continuar siendo aplicado en el lado de Alta Tensión de los transformadores de Planta Nueva, - el voltaje en el bus de Jacksonville, será:

Voltaje en bus A.T. Planta Nueva.....	86,760 v.
Caída entre Km 110 y Planta Nueva.....	2,925 v.
Caída entre Jacksonville y Km 110.....	<u>4,565 v.</u>
Voltaje en bus B.T. Jacksonville.....	94,240 v.

Con 4,200 volts aplicados a los transformadores de Necaxa, se requiere una conexión en el secundario de:

$$\frac{94,240}{0.96} = 98,170 \text{ volts}$$

que se logra con un tap de valor medio entre los actuales de 97,000 y 99,800 v. Como en la actualidad los voltajes de distribución primaria --- (20 y 6 KV) en Planta Nueva son algo elevados, a saber 22,000 y - - -

7,000 v, y a veces todavía mayores, es recomendable conectar los transformadores de Necaxa para un ratio de 4,200/97,000 v.

De esta manera Jacksonville tendrá aproximadamente:

$$97,000 \times 0.96 = 93,120 \text{ v.}$$

en su bus de Baja Tensión, en condiciones de carga plena.

En conclusión, los bancos de transformadores de Jacksonville serán provistos de embobinados primarios para 93 KV.

Enseguida se determinarán los taps más adecuados para estos transformadores, haciendo uso de los siguientes valores que señalan la regulación del sistema de 230 KV:

Transformadores de Cerro Gordo (16% de impedancia)....	7.0%
Circuitos de Transmisión.....	6.9%
Transformadores de Jacksonville (10% de impedancia)...	4.4%

Estos valores fueron obtenidos calculando las resistencias en porcentaje aproximadas de los transformadores a partir de las pérdidas a carga plena especificadas en la cotización de la Westinghouse. Las reactancias en porcentaje fueron luego obtenidas de los valores de impedancia en porcentaje dados arriba.

Dichos valores son aplicables a operación normal con los dos bancos en servicio en ambos extremos y con las dos líneas en operación, para una carga total de 170,000 KVA a F.P. de 0.951, en Cerro Gordo.

La condición que se impone en este estudio es la de que el voltaje secundario de Cerro Gordo debe ser 85 KV en vez de 82 KV que se obtienen actualmente, con el objeto de reducir las pérdidas de energía en el sistema de 85 KV alrededor de la Ciudad de México.

Así pues siendo la tensión secundaria 5 KV bajo esas condiciones de carga y torque en cuenta que en Cerro Gordo los transformadores tendrían cambiador de taps bajo carga, se conectarían los transformadores en el tap de ratio 220/85 KV con el cambiador en posición neutral, obteniéndose una tensión primaria de aproximadamente:

$$\frac{220,000}{(1-0.07)} = 236,500 \text{ volts}$$

la cual es desde luego excesivamente alta para dicha subestación situada en el extremo de la línea, por lo que buscaremos otro ratio más adecuado para los transformadores.

Conectándolos para ratio 210/85 KV, el voltaje aplicado en A.T. resulta de:

$$\frac{210,000}{0.93} = 225,800 \text{ v.}$$

Para ratio de 205/85 KV serían:

$$\frac{205,000}{0.93} = 220,400 \text{ v.}$$

Para ratio de 200/85 KV se tendrían:

$$\frac{200,000}{0.93} = 215,060 \text{ v.}$$

Los voltajes correspondientes en el bus de Alta Tensión de Jackson ville, tendrían que ser, respectivamente:

Para ratio de 220/85 KV en Cerro Gordo:

$$\frac{236,500}{(1-0.069)} = 254,000 \text{ v.}$$

Para 210/85 KV:

$$\frac{225,800}{0.931} = 242,500 \text{ v.}$$

Para 205/85 KV:

$$\frac{220,400}{0.931} = 236,800 \text{ v.}$$

Para 200/85 KV:

$$\frac{215,060}{0.931} = 231,000 \text{ v.}$$

En el lado de Alta Tensión de Jacksonville se tendrán los siguientes voltajes en vacío respectivamente:

Para ratio de 220/85 KV en Cerro Gordo:

$$\frac{254,000}{(1-0.014)} = 266,000 \text{ v.}$$

Para 210/85 KV:

$$\frac{242,500}{0.956} = 254,000 \text{ v.}$$

Para 205/85 KV:

$$\frac{236,800}{0.956} = 248,000 \text{ v.}$$

Para 200/85 KV:

$$\frac{231,000}{0.956} = 242,000 \text{ v.}$$

Este último valor es el más indicado para tap de Alta Tensión en nuestra subestación, de acuerdo con los cálculos anteriores. En consecuencia tendremos el siguiente ratio a carga plena en Jacksonville:

$$\underline{93/242 \text{ KV}}$$

Para lograr esta relación de transformación es necesario dotar a los transformadores de un cambiador de taps para operación sin carga. Este tipo de control de ratio es el más conveniente no solo por economía sino porque aquí no es necesaria una regulación constante del potencial de Alta como en Cerro Gordo. El cambiador deberá tener dos taps arriba y abajo de 230 KV con un valor de 2.5% del voltaje de diseño, cada uno.

Así se podría tener como ratio fundamental el de 93/230 KV y usando los dos taps superiores, un ratio de 93/241.5 KV adecuado para las condiciones de regulación de la línea.

Hay la posibilidad de que en el futuro se puedan modificar los transformadores de la zona de Pachuca alimentados por los dos circuitos de 85 KV, lo que permitiría usar un voltaje primario más elevado en Jacksonville y consiguientemente un tap más bajo en Alta Tensión.

En Cerro Gordo los transformadores van a tener ratio de 220/85 KV y van a estar provistos de cambiador de taps bajo carga en el lado de Alta Tensión con una amplitud de $\pm 10\%$ así como dos taps operados sin carga, de 5% arriba y abajo, asimismo en el lado de 220 KV.

Usando el tap sin carga de -5%, el ratio de los transformadores, con el cambiador de taps bajo carga en posición neutral, será de 209/85 KV. Al aplicar 215,000 v en Alta, un voltaje en vacío de:

$$\frac{215 \times 85}{209} = 87.4 \text{ KV}$$

será obtenido en Baja. Suponiendo una carga por circuito de 85,000 KVA, a F.P. 0.95 este voltaje será reducido a:

$$87.4 \times 0.931 = 81.3 \text{ KV}$$

y tendrá por consiguiente que ser elevado por el cambiador de taps bajo carga hasta 85 KV, usando 4.5% de la amplitud disponible de 10%. El restante 5.5% de esa amplitud disponible quedaría como reserva para corregir el voltaje cuando uno de los circuitos de transmisión esté fuera de servicio.

En caso de pérdida de carga repentina, el voltaje en el bus de Alta Tensión de Jacksonville aumentaría rápidamente a unos 260 KV aproximadamente, pero sería inmediatamente reducido por el control automático de la excitación en la planta de Necaxa antes que la sobre-velocidad de los

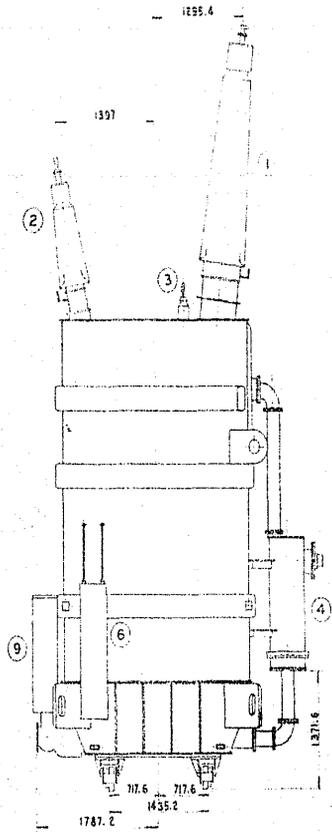
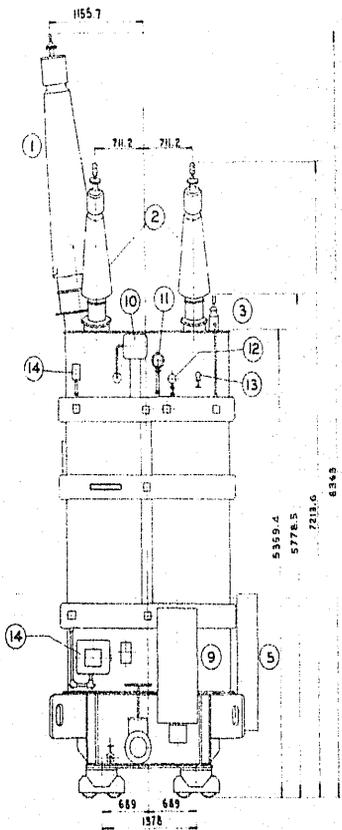
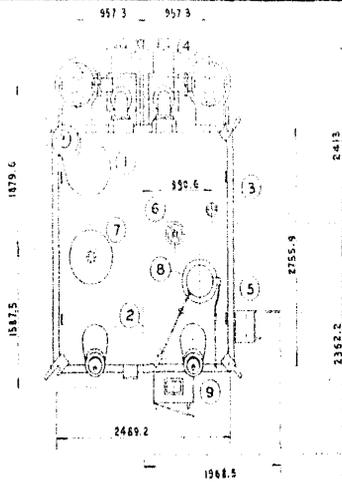
generadores se haga efectiva. Este sobre-voltaje deberá, sin embargo, ser considerado cuando se seleccionen los pararrayos con objeto de asegurarlos contra destrucción por arco si el voltaje de interrupción de la descarga (cut-off voltage) no es suficientemente alto.

Por último y como nota adicional a este estudio hay que mencionar el hecho de que los circuitos de 85 KV y los nuevos de 230 KV no podrán trabajar en paralelo pues las impedancias de estos últimos sumadas a las de los bancos de transformadores terminales tienen un valor considerable en relación con las de los circuitos de 85 KV. En caso de operación en paralelo estos se sobrecargarían peligrosamente. Así pues normalmente estarán abiertos los circuitos de 85 KV en Cerro Gordo y sólo cuando haya que alimentar Pachuca desde esta subestación, quedarán en paralelo durante el intervalo de tiempo necesario para cerrar cuchillas en Cerro Gordo y abrir las correspondientes en Jacksonville.

H.- Conclusiones

De este breve estudio de la transformación en la subestación elevadora de la línea de 230 KV podemos finalmente resumir las principales características que habrán de tener los transformadores, las que a continuación se indican:

Número de transformadores	7
Potencia de cada uno	33,334 KVA
Forma y Tipo	Acorazado, Form-Fit.
Enfriamiento	Circulación forzada de aceite, enfriado por agua Inerte
Tanque	Inerte
Fases	Una
Ciclos	50±2
Aumento de temperatura en el cobre a 1,300 m. de altura	55°C
Voltaje Alta Tensión, entre fases.....	230 KV
Conexión en el banco.....	Estrella
Derivaciones o taps.....	Dos de ±2.5%
Neutro.....	Conectado firmemente a tierra
Voltaje Baja Tensión, entre fases.....	93 KV
Conexión en el banco.....	Delta
Impedancia.....	10% aproximadamente



- ① — BUSHING DE ALTA TENSION
- ② — BUSHING DE BAJA TENSION
- ③ — BUSHING DEL NEUTRO DE ALTA TENSION
- ④ — ENFRIADORES DEL SISTEMA DE REFRIGERACION
- ⑤ — CABINETE DE CONTROL DE LA PRESION DEL NITROGENO
- ⑥ — VOLANTE DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES SIN CARGA
- ⑦ — ENTRADA DE INSPECCION
- ⑧ — DISPOSITIVO MECANICO DE ESCAPE
- ⑨ — CABINETE DE CONTROL DEL TRANSFORMADOR
- ⑩ — CAJA DE CONEXIONES DE LOS TRANSFS. DE CORRIENTE
- ⑪ — NIVEL MAGNETICO
- ⑫ — TERMOMETRO
- ⑬ — MANOMETRO DE LA PRESION INTERIOR DEL TANQUE
- ⑭ — TERMOMETRO GRAFICO

ENI	TRANSF. DE POTENCIA MONOFASICO 33.334 KVA 93 / 220 KV.	FIGURA Nº 14-A
	ENFRIAMIENTO POR CIRCULACION DE ACEITE	ACOTACIONES EN M.M.
EDUARDO CHAVEZ R		TESIS PROFESIONAL 1953

BARRAS COLECTORAS.

A.- Estructura de 85 KV

B.- Estructura de 230 KV

A.- Estructura de 85 KV.- Para situar convenientemente la estructura receptora de 85 KV en la cual rematarán las líneas de Necaxa, Tepexic y Patla, deberemos guiarnos en primer lugar por la topografía del lugar y en segundo por la dirección del derecho de vía de la actual línea de 85 KV.

Tanto la orientación de las líneas de Necaxa como las de Tepexic y Patla están ya fijadas por la naturaleza del terreno, a su llegada al sitio de la subestación. Las primeras corren de S.E. a N.W y las dos últimas de S.W. a N.E. casi perpendiculares a las de Necaxa. (Plano No. 1).

Según esto, lo más conveniente es dividir la estructura receptora en dos partes: una para remate de los cuatro circuitos de Necaxa y otra para llegada de los dos circuitos de Tepexic y los dos de Patla. Por lo demás, esta es la mejor solución ya que las dimensiones del terreno no permitirían construir una sola estructura de dirección única, porque el espaciamiento que hay que dar a los conductores de la línea en su conexión a la estructura haría que esta se extendiera excesivamente en una so

la dirección.

Aceptado esto, tendremos entonces las que llamaremos estructuras - A y B de 85 KV, siendo la primera para los circuitos de Necaxa y la segunda para los de Tepexic y Patla y perpendiculares entre sí las dos. Cada una tendrá como finalidad además de rematar las respectivas líneas, - el de servir de soporte a las barras colectoras, desconectores y - - - conexiones a los interruptores en aceite.

Estructura A.- Al situar esta estructura debemos recordar que de aquí saldrán los dos circuitos de 85 KV que seguirán en servicio; por consiguiente también habrá que separar la parte que llevará estos circuitos, llamada A1, de la que alimentará a los bancos de transformadores, - llamada A2. Esta separación debe ser suficiente para que aquellos circuitos, a su salida de la estructura A1, no pasen sobre terreno ocupado por los bancos de transformadores. Así se cumple con el requisito de espaciamiento entre conductores de 85 y 230 KV. A su vez la estructura A2, estará situada aproximadamente a la mitad del ancho del terreno, sobre el -- eje X-X' el cual servirá de referencia para la localización de todo el - equipo. Esta es la colocación lógica de la estructura A2, o sea enfrente exactamente de los bancos, para lograr lo cual, va a ser necesario des--plazar la torre de doble circuito No. 1099 de las líneas 1 y 2 de Necaxa en sentido de su eje Y-Y' en la dirección N.W. a S.E. La nueva posición de esta torre estará determinada por las condiciones del terreno, pero - en todo caso, deberá situarse cerca de la intersección de los ejes X-X'- y Y-Y' con el objeto de tener las líneas de llegada lo más perpendicularmente posible a la estructura A2. Debe tomarse en cuenta el que la existencia del interruptor de amarre en el extremo derecho de la estructura-B impide el que la torre se coloque completamente sobre el eje X-X' por razón de proximidad entre partes vivas.

Estructura B.- Esta estructura será instalada perpendicularmente a la anterior y servirá de soporte a las barras, desconectores, etc. de las líneas provenientes de Patla y Tepexic.

Esta es pues la disposición de la estructura general en sus dos partes.

Ahora es necesario determinar el tipo de buses que llevará la estructura, de acuerdo con las características de la subestación.

Barras Colectoras o Buses.- Los buses constituyen una parte importante de las subestaciones ya que transportan la energía total de generación en un espacio relativamente reducido.

Su diseño debe tener como fin no solo una utilización correcta, eléctrica y económicamente hablando, de la potencia, sino también un diseño estructural adecuado para resistir esfuerzos en los conductores y por consiguiente, en las estructuras de soporte, esfuerzos que son causados por altas intensidades de corriente durante corto-circuitos.

Asimismo, la disposición o arreglo de los buses en cuanto a número, secciones, etc., debe tener como mira la mejor operación de la subestación, sobre todo en aquellas en las que la continuidad de servicio es primordial.

Comenzaremos por analizar la disposición de bus más conveniente para nuestro caso.

A este fin se proponen los siguientes arreglos representados por sus diagramas unifilares correspondientes (Figura No. 15):

El esquema a) tiene como característica principal el de ser el arreglo más sencillo, con un interruptor por línea en Alta y Baja Tensión.

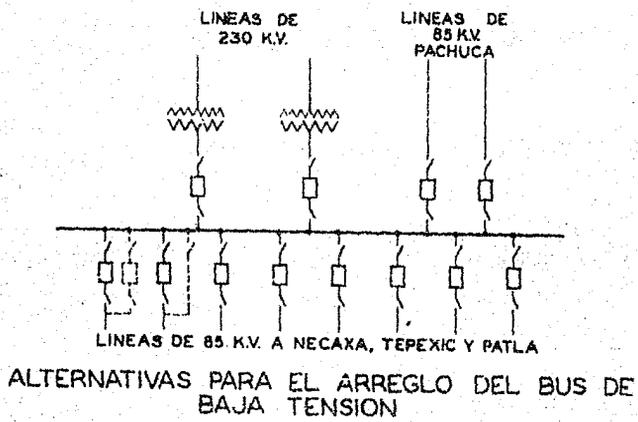


FIGURA Nº 15—ESQUEMA (a)

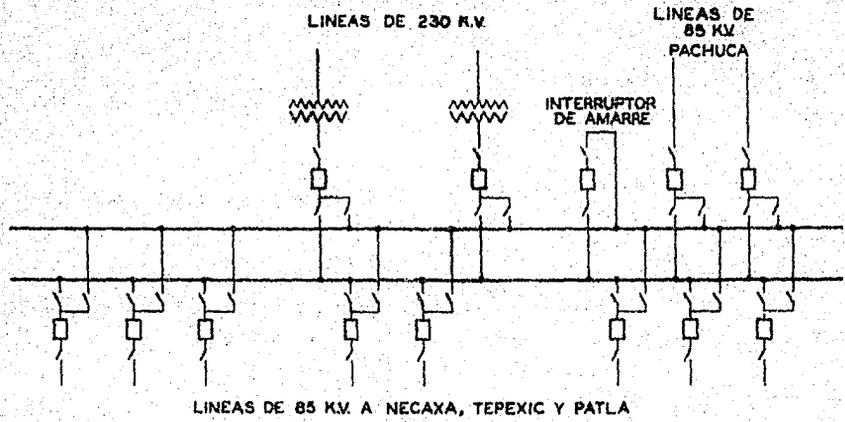
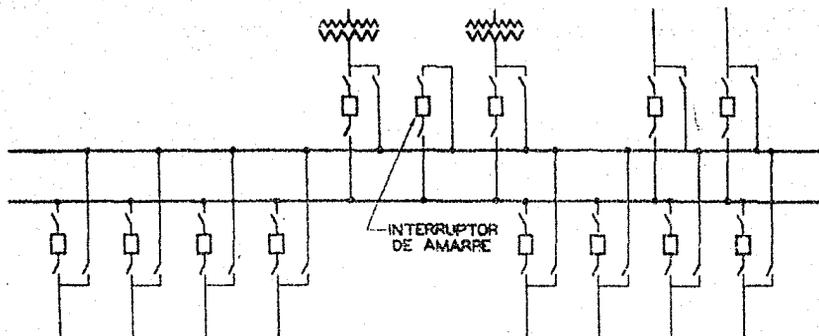
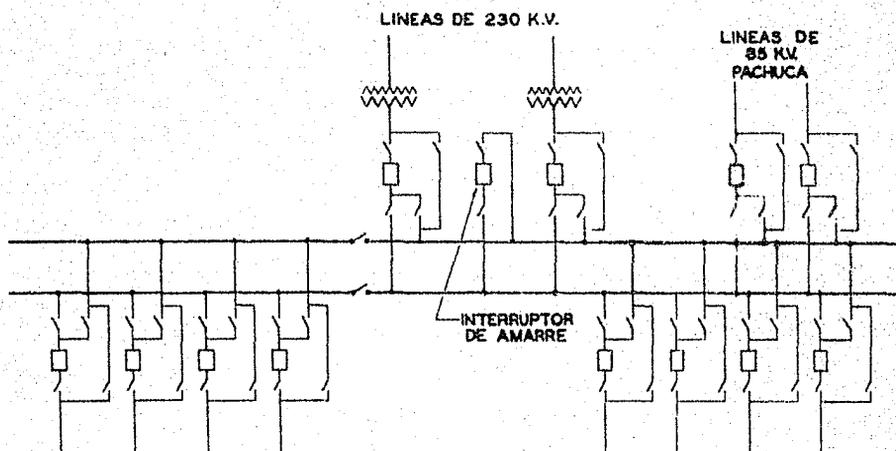


FIGURA Nº 15—ESQUEMA (b)



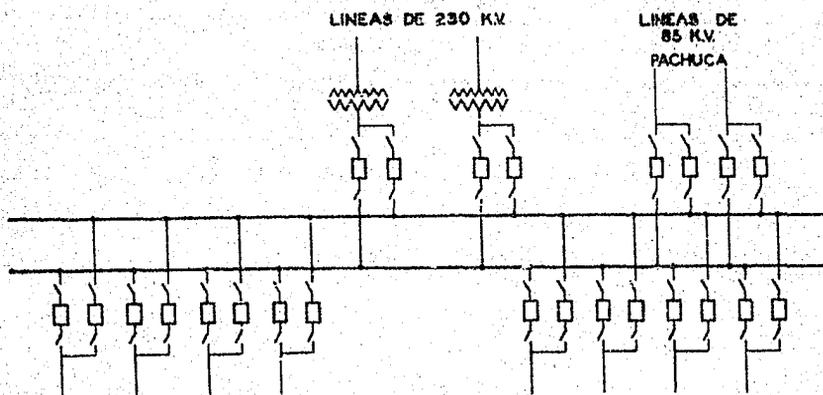
LINEAS DE 85 K.V. A NECAXA, TEPEXIC Y PATLA

FIGURA N° 15—ESQUEMA (c)



LINEAS DE 85 K.V. A NECAXA, TEPEXIC Y PATLA

FIGURA N° 15—ESQUEMA (d)



LINEAS DE 85 K.V. A NECAXA TEPEXIC Y PATLA

FIGURA N° 15—ESQUEMA (e)

Sus ventajas son:

- 10.- Muy económico en el costo de instalación.
- 20.- Se puede librar una línea de Alta o de Baja Tensión sin dejar fuera de servicio la subestación.

Las desventajas son:

- 10.- La flexibilidad de servicio es mínima.
- 20.- No es posible librar el bus en caso de falla, sin dejar fuera de servicio la subestación.
- 30.- El mantenimiento de los interruptores no puede hacerse sin librar la línea correspondiente.

Puede emplearse para dar mayor flexibilidad de servicio, un interruptor o un desconectador más para cada circuito, como lo indican las líneas punteadas, pero esto trae como consecuencia en caso del interruptor, de aumentar mucho el costo, y en el caso del desconectador, el que la línea quede sin protección cuando su interruptor está fuera de servicio.

El esquema b) se caracteriza por el empleo del bus doble y de un interruptor por línea en Alta y Baja Tensión. Además, se tiene el interruptor de amarre o cambio que permite pasar un circuito de un bus a otro, sin interrumpir el servicio.

Las ventajas que presenta, son:

- 10.- Mayor flexibilidad de servicio.
- 20.- Permite librar un bus completo.
- 30.- Reduce el tiempo de interrupción de servicio por falla en un bus.
- 40.- Se pueden librar líneas aisladamente para su reparación o revisión.

Como desventajas se tienen las siguientes:

- 10.- Mayor costo.

20.- No permite la revisión de interruptores, si no es liberada la línea respectiva.

El esquema c) tiene las mismas características que el anterior, -- presentando además de las ventajas mencionadas, la de que en este arreglo es posible hacer la revisión de los interruptores, sin librar la línea correspondiente.

Como desventajas señalaremos además de su costo, el que cuando las líneas alimentan al bus A, no tienen protección por medio de interruptor ya que el de amarre sólo puede sustituir a uno de los interruptores de línea.

El esquema d) es semejante a los dos anteriores en sus características y como el c) tiene además de las ventajas dichas la de facilitar la revisión de interruptores. En condiciones normales cada línea puede conectarse a uno u otro de los buses con su protección adecuada, lo que constituye una ventaja sobre el c). En condiciones de emergencia, cuando falla un interruptor, la línea respectiva puede seguir alimentando a los bancos por medio del interruptor de amarre, que en este caso sustituye al que está fuera de servicio.

La única desventaja estriba en tener un costo algo mayor que el anterior.

Finalmente, el esquema e) tiene las mismas ventajas del anterior, -- a las que hay que añadir la de que por medio de este arreglo, se reduce el tiempo de interrupción en las líneas por falla en los interruptores -- ya que cada una tiene dos de ellos.

A pesar de la flexibilidad tan grande que presenta este arreglo, -- tenemos que señalar como desventaja principal su alto costo en relación con los anteriores y además la de que en caso de falla de un interrup--

tor en una línea de alimentación, la subestación quede fuera de servicio hasta que dicho interruptor haya sido aislado del sistema.

Al comparar las ventajas e inconvenientes de los cinco esquemas propuestos, llegamos a la conclusión de que el d) presenta el mayor número de cualidades, teniendo como objeción única la de su costo ligeramente más elevado.

Como ese exceso está ampliamente compensado por las características de operación señaladas, escogemos el esquema d) como el más apropiado para el proyecto.

Una vez definido este punto conviene discutir lo relativo a seccionalización del bus doble. Esto se hace en subestaciones de gran capacidad e importancia y tiene por objeto separar los campos de acción de los interruptores durante las fallas, con lo que se evitan operaciones innecesarias. Así se limita la cantidad de equipo afectado por una falla en el bus.

En el caso que nos ocupa, la seccionalización entre el bus de las líneas de Tepexic y Patla y el bus de las líneas de Necaxa tiene una gran importancia puesto que las plantas de Tepexic y Patla tienen así independencia cuando tengan que salir fuera del sistema por alguna causa. De esta manera, estando el bus seccionalizado, las líneas de Necaxa alimentan la carga por la sección correspondiente del bus, quedando la otra separada. Esto ocurre muy rara vez, cuando alguna de las plantas es detenida por falta de agua o cualquiera otra causa.

En condiciones normales, pues, el bus estará en servicio en toda su longitud y solo se seccionalizará por alguna de las causas mencionadas antes o bien por razones de mantenimiento de equipo (limpieza de aisladores, ajuste de desconectores, etc.). Esto se hará por medio de los

desconectadores de sección, situados entre las estructuras A y B, como se indica en el diagrama unifilar al final de este capítulo.

Diseño de los buses.- Antes de proceder a diseñar los buses hay que mencionar el tipo de estructuras en que van a estar soportados. Por las características del terreno estas tienen que ser lo más compacto posible a fin de aprovechar íntegramente dicho terreno. Conviene entonces hacer uso de las estructuras tipo armadura, las cuales están formadas -- por un conjunto de columnas y traveses hechas con perfiles de fierro, generalmente ángulos. Este conjunto rígido o armazón, sirve para soportar -- además de los buses y conexiones, los desconectadores, aisladores y para rrayos y para rematar las líneas de llegada; en tanto que el equipo eléctrico pesado como transformadores e interruptores en aceite se instala -- sobre cimentaciones especiales en el suelo. En el capítulo V se incluyen los planos de las estructuras y localización general del equipo.

Las estructuras de tipo armadura ocupan un área de terreno menor -- que las de otro diseño y aunque se requiere gran cantidad de fierro y -- presentan algunos riesgos de operación por el congestionamiento de equipo, son más económicas para subestaciones transformadoras de gran importancia como ésta.

Los buses o barras colectoras pueden ser conductores flexibles sostenidos por aisladores de tensión o bien conductores rígidos tubulares -- montados en aisladores tipo poste.

En subestaciones compactas y que operan a voltajes muy altos -- -- (66 KV o más) el uso de buses tubulares presenta ventajas en economía sobre el uso de cable, pues el área de bus requerida es menor y las estructuras de sostén son más ligeras. Además el tubo tiene mejor distribución de corriente que cualquier otra forma de conductor de igual sección transversal. Otra ventaja del bus tubular es la de que por sus características

mecánicas (rigidez estructural máxima para una sección transversal equivalente de cable), permite mayores claros entre soportes.

En resumen, las ventajas del bus tubular son las siguientes:

1. Igual resistencia a la torsión en todos los planos.
2. Rigidez y resistencia mecánica en los dobleces y en los claros con lo cual se reduce el número de soportes necesarios.
3. Facilidad para hacer conexiones.
4. Pérdidas por efecto corona y por efecto Kelvin reducidas.
5. Capacidad de corriente mayor por unidad de área en la sección transversal.

En cambio tienen los siguientes inconvenientes:

1. Costo comparativamente alto en relación con el de otras formas de conductores.
2. Las longitudes de tubo fabricadas son relativamente cortas, por lo cual se requiere un número mayor de conectores para unirlos.
3. Proporciona una superficie pequeña para la disipación de calor producido por las pérdidas.

Siendo las eficiencias eléctrica y mecánica mayores que en otros tipos de conductor, escogemos el bus tubular para nuestro proyecto, ya que esa eficiencia compensa el mayor costo del material. En rigor, tendría que hacerse la capitalización de las pérdidas usando los demás tipos, y ese capital añadirlo al costo inicial de esos tipos con lo cual la ventaja en precio sobre el bus tubular seguramente se reduce. No haremos ese cálculo porque es obvio que las pérdidas por pequeñas que sean, al transcurrir el tiempo, significan un capital considerable.

Los metales empleados en buses tubulares son cobre, aluminio y --

acero, siendo el cobre el más usado, no solo por uniformidad con el resto del equipo, sino por sus cualidades de baja resistencia eléctrica, alta conductividad térmica, alta resistencia a la corrosión y características mecánicas aceptables.

El uso del aluminio, que no es tan general como el del cobre, tiene algunas ventajas sobre éste debido a la ligereza de ese metal. Por lo demás, la conductancia es menor (60% para buses de aluminio) comparada con la del cobre (99%).

Para una capacidad de corriente dada y para límites de temperatura iguales, el área transversal del bus de aluminio es 27% mayor que la del bus de cobre.

Así pues tenemos en el cobre ventajas suficientes para elegirlo como más conveniente en nuestro proyecto, por lo que en todas las consideraciones que se hagan para el diseño del bus, se tomará en cuenta dicho metal. De las tres categorías en que se produce el tubo de cobre, standard, reforzado y super-reforzado, escogimos la primera por ser la más ligera y económica.

Efecto Corona.— Este efecto se manifiesta por la ionización del aire cercano o en contacto con un conductor de alto voltaje. Al crecer el potencial del conductor, el esfuerzo dieléctrico al que está sujeto el aire crece también causando que la ionización pase por distintas etapas siempre en aumento. Comienza por ser de carácter local y de poca magnitud. Sigue después en aumento haciéndose sonora y visible y cubriendo todo el conductor y llega finalmente hasta el punto en que provoca una descarga en forma de arco entre conductores de polaridad opuesta.

Aunque la tensión de operación de un bus o un conductor no sea tan alta que se produzca lo anterior, sí puede tener un valor mayor que el -

valor crítico de ionización del aire y operando con el transcurso del tiempo. llegar a causar perjuicios en el conductor mismo o en el sistema en general.

Estos efectos nocivos son:

- a) Corrosión del metal por el ozono y compuestos de oxígeno y nitrógeno cuya formación se debe al estado de ionización del aire, y que la humedad favorece grandemente por la formación de ácido nitroso.
- b) Pérdida de cantidades considerables de energía.
- c) Aparición de tercera armónica en la línea y radiointerferencia intensa sobre estaciones y líneas próximas.
- d) Predisposición a recibir descargas atmosféricas directas, por la presencia de iones alrededor de los conductores.

La tensión crítica de ionización depende de dos factores básicos que son:

- 1.- El gradiente eléctrico G en la superficie del conductor, expresado en la fórmula:

$$G = \frac{p}{m r \log.\text{nat} \frac{D}{r}} \text{ volts/metro} \text{ --- (1)}$$

Siendo: p = Potencial al neutro.

r = Radio del conductor.

D = Distancia entre conductores opuestos.

m = Coeficiente que representa el estado y clase de la superficie del conductor, de valor 1 para superficie pulida.

- 2.- La rigidez específica del aire R, que al nivel del mar y 25°C de temperatura tiene un valor de 2.11×10^6 volts/metro. En otras condiciones de presión y temperatura vale -

la rigidez:

$$R = 2.11 \times 10^6 \times N^{2/3} \text{ volts/metro} \quad (2)$$

en la que: $N =$ coeficiente de densidad del aire en función de la presión barométrica b en cm de mercurio y de la temperatura $t^{\circ}C$, según la fórmula $N = \frac{3.92 b}{273 + t}$

En consecuencia:

Si $G < R$ no hay ionización apreciable.

Si $G > R$ hay un principio de corona.

Si $G = R$ se tiene el estado crítico disruptivo.

Ahora bien, si llamamos P_0 al potencial al neutro correspondiente a ese estado crítico, en KV, e igualamos G y R , se obtiene despejando a P_0 :

$$P_0 = 21.1 \times N^{2/3} \times m \times r \times \log n \frac{D}{r} \text{ kilovolts al neutro} \quad (3)$$

en que D y r deben expresarse en centímetros.

La fórmula general que da el valor de las pérdidas por corona C independientemente de la tensión crítica, es la que sigue:

$$C = \frac{20.9 \times f \times p \times F \times 10^{-6}}{\log_{10} \frac{D}{r}} \text{ kilowatts/km/conductor} \quad (4)$$

en la cual: $f =$ frecuencia, cps.

$p =$ tensión al neutro, KV

$F =$ factor empírico que depende de la relación $\frac{P}{P_0}$

Los valores más usuales de F están dados por la tabla VI que se muestra a continuación:

TABLA VI.- Factores de pérdida por corona.

P/P_0	F	P/P_0	F
0.30	0.006	1.0	0.036
0.40	0.007	1.2	0.085
0.80	0.018	2.0	7.0

Diseño.- Los factores de diseño para buses son los siguientes:

- a) Capacidad de corriente.
- b) Esfuerzos de corto-circuitos.
- c) Deflexión del bus entre soportes.

La capacidad de corriente de un bus está determinada por el aumento de temperatura que produce el paso de la corriente, o sea por el calor - generado debido a las pérdidas de potencia en la conducción. Los buses - se diseñan generalmente tomando como base un aumento de temperatura permisible sin que haya peligro de sobrecalentar las terminales del equipo, las conexiones del bus, ó las juntas ó empalmes de éste. Este aumento se limita normalmente a 30°C sobre una temperatura ambiente de 40°C y constituye el valor promedio de la norma o standard fijado por la N.E.M.A y el A.I.E.E. El valor máximo que puede permitirse es de 35°C de aumento - sobre el ambiente.

Son muchos los factores que entran en el calentamiento de un bus, a saber:

1. El material usado.
2. El tamaño y forma del conductor.
3. El área superficial del conductor y su estado.
4. El efecto superficial o Kelvin y el efecto de proximidad - entre conductores.
5. La reactancia del conductor.
6. La ventilación del mismo.
7. El calentamiento inductivo causado por la proximidad de ma teriales magnéticos.
8. Las sobrecargas intermitentes.
9. Las conexiones defectuosas.

Respecto al materi al usado, ya se han mencionado los distintos meta

les que se emplean con sus características respectivas. Además de existir la forma tubular, los conductores pueden ser soleras, barras macizas o bien algunos perfiles estructurales.

Las dimensiones y capacidades de corriente de las distintas formas de conductores de cobre, se hallan recopilados en tablas N.E.M.A. que se elaboran considerando una conductancia de 98 a 100% para el aumento standard de temperatura, a una frecuencia de 60 ciclos y considerando una velocidad del viento de dos pies por segundo en dirección normal a la de los conductores. Pueden también encontrarse las capacidades de corriente para aumentos de temperatura distintos de 30°C.

El estado en que se encuentre la superficie del conductor afecta el poder emisor o sea la cantidad de calor radiada para un aumento dado de temperatura. Los conductores de bus de superficie pulida y brillante tienen una capacidad de corriente menor que los pintados de negro o que se hallan ya muy oxidados, debido al reducido poder emisor.

El efecto superficial o Kelvin en un conductor que lleva una corriente alterna, es la tendencia a la concentración de la corriente en la capa superficial del conductor debido a la inductancia interna en él. Esto da por resultado un aumento de la resistencia efectiva del conductor y una menor capacidad de corriente para un aumento de temperatura dado.

Los tubos tienen una menor resistencia por efecto superficial comparada con soleras de la misma sección. Todavía es menor ese efecto, si las paredes del tubo son delgadas; por esto es más eficiente en la conducción de corriente el tubo de categoría standard que los reforzados de mayor espesor en la pared. Además de depender de la forma del conductor, el efecto superficial es función directa de la raíz cuadrada de la frecuencia y función inversa de la raíz cuadrada de la resistencia ohmica.

Más adelante veremos como el valor del efecto superficial en nues--

tro caso es despreciable.

Efecto de Proximidad.- Cuando el conductor que lleva una corriente alterna corre paralelo al de regreso y ambos están próximos entre sí, - las partes de los conductores más cercanas unas de otras, son envueltas por menor número de líneas de fuerza del flujo magnético. De esta manera, se induce una fuerza electromotriz menor que la normal y opuesta al voltaje aplicado. Esto causa una concentración de corrientes en las partes más próximas entre sí de los buses, aumentando la resistencia efectiva.

Por esta razón la capacidad de corriente para un aumento determinado de temperatura, será mayor para conductores situados relativamente cerca uno de otro. Las tablas que se han hecho para valores de corrección por proximidad, se refieren a conductores de cobre con 100% de conductancia en circuitos monofásicos. En circuitos trifásicos y con separación entre conductores de cinco veces el diámetro de ellos, el efecto de proximidad es despreciable.

La caída reactiva de voltaje.- En buses de corriente alterna, la caída de voltaje debida a la resistencia del bus no es tomada en cuenta debido a su pequeña magnitud. En cambio la caída por reactancia que resulta de la acción del campo magnético creado por la corriente alterna, puede tener valores considerables en buses de gran capacidad de corriente y bajo voltaje, usados en plantas electrolíticas, o en alimentación de hornos eléctricos.

Esta caída se disminuye, en el caso de buses tubulares espaciándolos en triángulo equilátero, conservándose así la sencillez en las conexiones y las características de disipación.

Ventilación.- Para instalaciones intemperie la disipación de calor

dependerá tanto del viento y del sol como de la radiación y la convección. El viento ayuda a la disipación en tanto que el sol contribuye al calentamiento. Sin embargo, el aumento de temperatura por la radiación del sol aunque llega en ocasiones a 100C es despreciable generalmente. Cuando se emplea ventilación artificial como tiro inducido, ventiladores o aparatos enfriadores, aumenta la capacidad de corriente. En nuestro caso, siendo intemperie la instalación se considera que siempre habrá una pequeña brisa para ayudar a la ventilación.

El calentamiento inductivo de las estructuras metálicas que soportan buses de gran capacidad de corriente, es un factor importante que debe ser considerado en el diseño, sobre todo tratándose de circuitos monofásicos. En la práctica, este calentamiento se evita instalando bandas en corto circuito alrededor de los elementos de las estructuras cuando estos se cruzan en ángulo recto con los conductores, o bien, con varillas especiales colocadas paralelamente a los conductores, cuando estos están también paralelos a la estructura.

Las cargas intermitentes en el bus, contribuyen a aumentar la capacidad de corriente del mismo, ya que la corriente baja a valores inferiores al de la corriente normal. Las sobrecargas temporales, por el contrario, disminuyen esa capacidad.

El empalme de secciones tubulares de bus se hace generalmente por medio de conectores y en algunos casos por remaches. La eficiencia de una junta o empalme está definida por la relación de la conductancia de la junta entre la conductancia del tramo de una longitud igual de conductor, y no debe ser menor de la unidad.

La resistencia de contacto de la junta es un elemento muy importante que depende la presión de contacto y de las condiciones en que se encuentran las superficies por unir. En general, mientras más grande sea

la presión entre las superficies de contacto, menor será la resistencia de la junta.

El efecto galvánico en las juntas se produce cuando se unen tubos de cobre a tubos de aluminio o bien cuando se hacen conexiones a un bus de aluminio con conectores de cobre o viceversa. Esto se explica por la posición de ambos metales en la serie galvánica, pues el cobre que es electro-negativo ataca en presencia de un electrolito, al aluminio que ocupa una posición superior y es francamente electro-positivo. La naturaleza del electrolito depende de las condiciones atmosféricas (humedad) o bien del lugar en que se encuentre la subestación ya sea cerca del mar, en regiones húmedas o aquellas en que el aire o el humo tienen sustancias químicas en suspensión. La acción galvánica se evita eficientemente preparando en primer término las superficies en contacto, dando después una presión suficiente y utilizando finalmente algún compuesto inerte cubriendo la junta, que evite la penetración del electrolito.

La dilatación en un bus tubular de cobre puede tener valores apreciables (3.7 centímetros en 30 metros) y crear esfuerzos peligrosos en los aisladores, sobre todo cuando la dilatación está originada por el calor propio del bus más el que absorbe por radiación del sol y va acompañada por las siguientes efectos:

- a).- Sacudidas o impacto por operación de interruptores.
- b).- Esfuerzos mecánicos producidos por tormentas o vientos fuertes.
- c).- Esfuerzos desiguales por el asentamiento irregular de cimentaciones.

Los métodos seguidos para absorber la dilatación y otros efectos anormales, se basan en el empleo de juntas especiales de expansión, soportes de bus con deslizador y tramos cortos de bus flexible.

Efecto de los corto-circuitos en los buses.- Un bus tubular debe tener el diseño mecánico adecuado para soportar los esfuerzos de corto-circuito. Estos esfuerzos son causados por la acción del campo magnético al paso de la corriente de falla. La corriente normal de carga no provoca esfuerzos mecánicos de magnitud apreciable, pero como los esfuerzos inducidos por la corriente varían con el cuadrado de ella, estos toman valores muy altos cuando la corriente es de corto-circuito. El efecto entonces influye en la determinación de las dimensiones del conductor de bus y del soporte de aisladores.

Los esfuerzos no dependen sólo de la corriente de falla y de la distancia entre conductores, sino también de las características de vibración de la estructura de soporte ya que los soportes actúan diferentemente según sea la frecuencia de la vibración; el esfuerzo máximo soportado por ellos, difiere, como consecuencia, de la máxima fuerza impuesta por el corto-circuito.

Los esfuerzos son de dos clases y operan simultáneamente:

- a).- Laterales, actuando sobre el bus y los soportes en dirección de la fuerza.
- b).- Longitudinales, causados por la flexión del bus bajo la acción del esfuerzo lateral, y los cuales actuando en dirección paralela al conductor, flexionan a los soportes hacia dentro. Los aisladores en estos soportes son peligrosamente sometidos a flexión en cantilever. Figura No. 16.

La magnitud del esfuerzo lateral es directamente proporcional al cuadrado de la corriente e inversamente proporcional a la distancia del conductor de regreso en circuitos monofásicos. La fórmula general para esta clase de circuitos con buses tubulares rectos y uniformes es la si-

guiente:

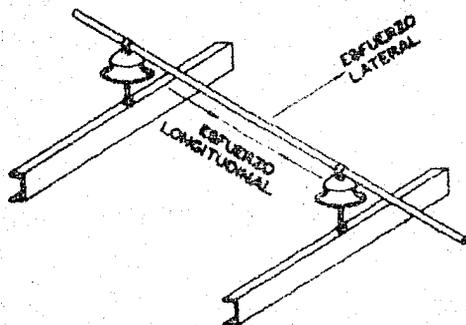


FIGURA Nº 18 ESFUERZOS POR CORTOCIRCUITOS EN LOS BUSES.

$$W = k \frac{5.4 I^2 L}{d} 10^{-7} \text{ libras/soporte} \quad (5)$$

en la cual:

I = Valor instantáneo de la corriente.

L = Longitud del claro de bus entre centros de soportes, en pies.

d = Espaciamiento entre centros de conductores, en pulgadas.

k = Factor de corrección por forma de bus el cual vale para buses tubulares 1.0.

En un circuito monofásico, el esfuerzo máximo lateral en condiciones de corto-circuito, está expresado por la siguiente fórmula:

$$W_1 = 43.2 \frac{I_0^2}{d} 10^{-7} \text{ libras/pie de claro} \quad (6)$$

en donde I_0 = Valor eficaz de la corriente de corto-circuito simétrica.

Para circuitos trifásicos, ese esfuerzo máximo vale:

$$W_3 = 37.5 \frac{I_0^2}{d} 10^{-7} \text{ libras/pie de claro} \quad (7)$$

El esfuerzo longitudinal aproximado en los aisladores extremos de un bus con dos claros iguales y compuesto de barras de cobre de 0.25" de espesor está dado por la ecuación siguiente:

$$F \left(F + \frac{26,500 A}{L^2} \right)^2 = 0.37 L s W^2 \quad (8)$$

En donde: F = Esfuerzo longitudinal en libras por pulgada cuadrada.

A = Área total de la sección transversal de bus en pulgadas cuadradas.

s = Factor de rigidez del soporte dado por la tabla VII.

TABLA VII.- Factores típicos de rigidez para aisladores-soporte de bus.

Condiciones de trabajo	Moderadas		Pesadas	
	Voltaje	7,500	15,000	7,500
Factor	7,000	5,100	14,000	10,500

W y L tienen los valores definidos por la fórmula (5). La ecuación (8) se resuelve por aproximaciones sucesivas y en caso de haber más de - dos claros, el valor de F deberá multiplicarse por el factor q dado por la tabla VIII.

TABLA VIII.- Valores del factor q para diferente número de claros.

Número de claros iguales	1	2	3	4	6	8	10
Factor	3/4	1	1-1/2	2	2-1/2	2-1/2	2-3/4

Deflexión.- La selección del tamaño y peso del tubo es hecha generalmente considerando la capacidad de corriente y la deflexión. Hay ocasiones en que esta última es la que determina esas magnitudes, ya que - para una estructura de bus de tipo general, resulta muchas veces más económico usar un tubo de mayor diámetro del que se necesita por capacidad de corriente, obteniéndose así una reducción en el número de soportes. - No sólo el diámetro mayor hace posibles los claros más grandes, sino que reduce las pérdidas por efecto corona.

La práctica señala como valores máximos de deflexión $\frac{1}{150}$ del claro cuando se usan dos soportes y $\frac{1}{200}$ cuando se usan tres o más soportes. En general, no resulta económico usar las categorías de tubo de cobre reforzado y extra-reforzado a menos que se necesite una alta capacidad de co-

rriente en espacio reducido. Los cálculos demuestran que el peso adicional aumenta la deflexión, teniéndose que usar claros menores. En cambio, empleando un diámetro mayor en categoría standard, se puede obtener económicamente una capacidad adicional de corriente.

Suponiendo todas las cargas uniformemente distribuidas (wl libras), la deflexión máxima en un bus intemperie de claro l es:

$$f = \frac{l}{185} \cdot \frac{wl^4}{EI} \quad \text{pulgadas} \text{-----} \quad (9)$$

tomando para E un valor promedio de 16×10^6 lb/pg² y siendo I el momento de inercia para conductor tubular con un valor de $0.049/(D^4 - d^4)$ pg⁴. (D y d diámetros externos e internos respectivamente). El cociente $\frac{1}{185}$ se aplica a la condición supuesta del bus de que está fijo en un extremo y libre en el otro, $\frac{1}{384}$ cuando se supone el bus fijo en los dos extremos; si está fijo en un extremo y libre pero guiado en el otro es $\frac{1}{24}$, y finalmente, si se considera como viga sencilla libremente apoyada en ambos extremos, se deberá tomar $\frac{5}{384}$.

Las anteriores son fórmulas generales que se aplican a buses tubulares de cobre ya sean interiores o para servicio a la intemperie.

Cuando los buses están sujetos en un solo punto, ya sea a la mitad o cerca de ella, y los extremos pueden deslizar libremente en ambas direcciones, el esfuerzo longitudinal puede desprejarse.

Así pues para determinar la carga total en un bus intemperie, habrá que considerar el esfuerzo lateral por corto-circuito y la carga de viento. Esta última se determina por la fórmula de Buck:

$$P = 0.0037 V^2 \text{ lb/pie cuadrado} \text{-----} \quad (10)$$

en la que:

V = velocidad del viento, millas/hora.

P = carga de viento, lb/pie cuadrado.

- - - -

Hemos tratado hasta ahora las generalidades que intervienen en el diseño de cualquier bus tubular. Comenzaremos en seguida a aplicar estas consideraciones en el caso nuestro a fin de obtener las características y dimensiones más ventajosas.

Primeramente, se hará el diagrama de distribución de corrientes en el bus para las distintas condiciones de operación de la subestación, a fin de determinar la sección de bus que lleva la mayor intensidad de corriente, con base a la cual se hará el diseño total del bus.

Al diseñar la línea, fué supuesto un valor aproximado de 10,000 -- KW para ser empleados en los servicios locales de las plantas de la zona de Necaxa.

Repartiendo esta potencia proporcionalmente a la capacidad de las plantas, tendremos la generación neta para ser transmitida, de la manera siguiente:

	Potencia Total	Servicios Locales	Para transmitir en Jacksonville
NECAXA	115,000	5,000	= 110,000 KW
PATLA	46,000	2,500	= 43,500 KW
TEPEXIC	45,000	2,500	= <u>42,500 KW</u>

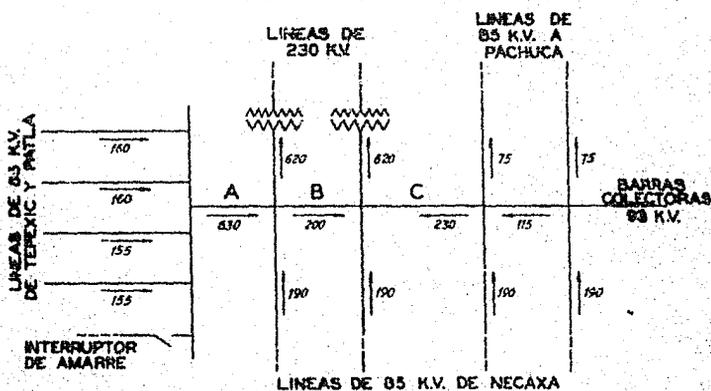
TOTAL 196,000 KW apro

ximadamente, a $\cos \phi = 0.9$ atrás.

Al llegar a nuestra subestación, los 196,000 KW se reparten de la siguiente manera: 176,000 KW pasan a los bancos de transformación y - - 20,000 KW a los circuitos de 85 KV a Pachuca. A estos últimos se suman - más adelante las potencias actual de 5,000 KW y futura de 20,000 KW de - Tezcapa y Los Reyes, respectivamente. Mencionaremos aquí, el hecho de que en caso de reducirse la carga en la zona de Pachuca, la potencia destina-

da a este lugar, puede sumarse parcial o totalmente a la que se transmite a 230 KV. En este caso, el bus de 85 KV de Jacksonville recolectaría la generación no sólo de las plantas primeramente mencionadas, sino la de Tezca y Los Reyes. Esto ocurriría muy remotamente ya que Pachuca constituye un importante centro de carga.

La distribución de corriente en distintas condiciones de servicio está ilustrada en los siguientes diagramas unifilares elementales, en los cuales consideraremos siempre que los circuitos de 85 KV a Pachuca, llevan su carga normal de 20 MW.



DISTRIBUCION DE CORRIENTES EN EL BUS DE BAJA TENSION

FIGURA N° 17—ESQUEMA I

Amperes Recibidos.

$$\text{Necaxa: } \frac{110,000}{\sqrt{3} \times 93 \times 4 \times 0.9} = 190 \text{ amp/línea.}$$

$$\text{Tepexic: } \frac{45,000}{\sqrt{3} \times 93 \times 2 \times 0.9} = 155 \text{ amp/línea.}$$

$$\text{Patla: } \frac{46,000}{\sqrt{3} \times 93 \times 2 \times 0.9} = 160 \text{ amp/línea.}$$

Amperes Transmitidos.

$$\text{Bancos 93/230 KV: } \frac{176,000}{\sqrt{3} \times 93 \times 2 \times 0.9} = 620 \text{ amp/banco.}$$

$$\text{Circuitos 85 KV Pachuca: } \frac{20,000}{\sqrt{3} \times 93 \times 2 \times 0.9} = 75 \text{ amp/línea.}$$

La sección de bus más cargada en condiciones normales es por consiguiente la A con 630 amp.

Ahora consideremos dos casos de operación anormal:

- a) Estando el interruptor de una de las líneas de Necaxa en revisión, es substituído por el interruptor de amarre instalado en la estructura B. La distribución de corrientes es como sigue:

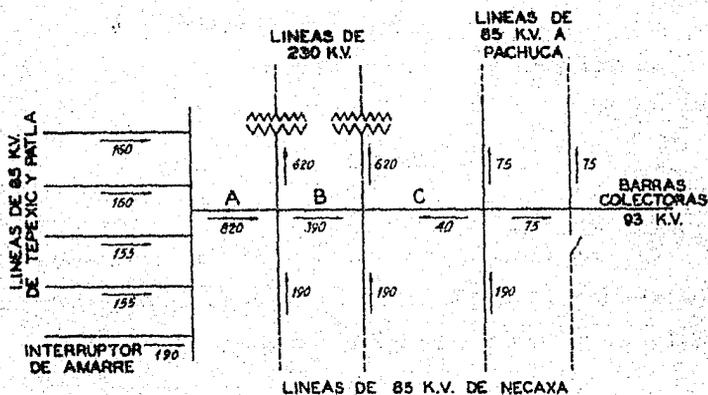


FIGURA Nº 17—ESQUEMA II

La corriente aumenta en A a 820 amp, aumenta en B a 390 amp y disminuye en C a 40 amp.

- b) En una posible falla de un banco, la potencia llevada por el otro es de 120,000 KVA aproximadamente, (potencia nominal más sobrecarga permisible por especificaciones de fábrica), teniéndose forzosamente que reducir la carga en un 38% de la total. La distribución de corriente es como sigue:

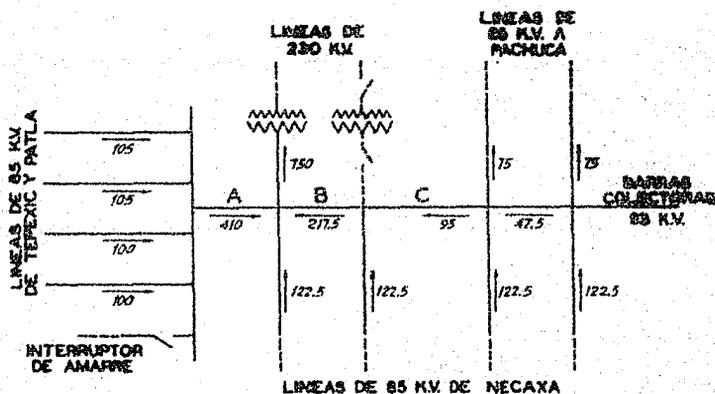


FIGURA N° 17—ESQUEMA III

La corriente en el banco que queda en servicio es de aproximadamente:

$$\frac{120,000}{\sqrt{3} \times 93} = 750 \text{ amp.}$$

Como los circuitos de Pachuca llevan su carga completa, se tendrán en total $750 + 150 = 900$ amp como potencia de transmisión en vez de $1,390$ amp en el caso de operación normal.

En estas condiciones, la Compañía de Luz tendría que reducir la potencia generada, proporcionalmente en las tres plantas hasta llegar a cierto límite. En caso de que fuera necesario bajar más todavía la potencia

cia, lo que se hace es ir dejando fuera de servicio una máquina tras - - otra, comenzando por las de menor eficiencia, hasta tener la reducción de potencia necesaria para alimentar en Jacksonville los circuitos de - Pachuca a 100% de carga y los de 230 KV a 62% de carga. La corriente en la sección A del bus es ahora de 410 amp.

Hemos visto pues, como tanto en condiciones normales como en anormales, la sección A es la que lleva mayor densidad de corriente que en las otras, siendo máxima en el caso de la operación anormal a) con valor de 820 amp. Como es necesario que el bus esté diseñado para soportar eficientemente la máxima corriente ya sea en condiciones normales o anormales, y como, por otra parte, la revisión de interruptores que origina el caso a) se hace periódicamente, se tomará ese valor de corriente como base para el diseño del bus.

La N.E.M.A. da como valor más próximo recomendado, en categoría -- standard de tubo de cobre para instalaciones intemperie y para el aumento de temperatura especificado por dicha asociación, el de 860 amp correspondiente a tubo de 1" de diámetro.

Siendo este diámetro el señalado por los standards tomando en consideración únicamente la capacidad de corriente, es necesario determinar si también conviene desde el punto de vista mecánico.

Para esto compararemos el tubo de 1" de diámetro con el de 1-1/4" -- que tiene una capacidad de corriente de 1,130 amp para las mismas condiciones de aumento de temperatura (30°C sobre un ambiente de 40°C como -- máximo).

Las características de estos dos tubos, son las siguientes:

	Diámetro Nominal	
	1"	1-1/4"
Diámetro externo, pg	1.315	1.660
Diámetro interno, pg	1.062	1.368
Espesor de la pared, pg	0.126	0.146
Area de la sección transversal, pg ²	0.472	0.694
Peso, lb/pie.	1.83	2.68
(1) Resistencia en C.D. /pie	17.60	11.97
Momento de Inercia, pg ⁴	0.0843	0.2008
Módulo de Sección, pg ³	0.1283	0.2420
Límite elástico, lb/tubo	7.557	11,110
Módulo de elasticidad, lb/pg ²	16 x 10 ⁶	

Empezaremos por calcular las cargas que obran sobre el bus para de terminar el número de soportes necesarios para cada diámetro.

Esfuerzo lateral por corto-circuito. - Según veremos más adelante, - la potencia del corto-circuito trifásico en el bus de 85 KV en Jackson-- ville será de 1,240 MVA aproximadamente. La corriente de falla es entonces:

$$P = 1,240 \text{ MVA} \approx 1,240,000 \text{ KVA.}$$

$$I_0 = \frac{1\,240\,000}{\sqrt{3} \times 93} = 7,700 \text{ amp.}$$

la cual debe ser multiplicada por el factor 1.6 para tener el valor de - corriente momentánea que produce el esfuerzo lateral en los conductores- del bus.

$$7,700 \times 1.6 = 12,200 \text{ amp instantáneos.}$$

La separación entre conductores se tomará en 89 pg. que es un va--

(1) Conductancia de 98% a 20°C.

lor medio especificado por las normas americanas para un voltaje nominal de 115 KV. El esfuerzo producido W , es entonces aplicando la fórmula (7):

$$W_1 = \frac{37.5 \times \overline{12,200^2}}{89} \cdot 10^{-7}$$

$$= \frac{37.5 \times 148 \times 10^6}{89} \cdot 10^{-7}$$

$$W_1 = 6.22 \text{ lb/pie} = 0.52 \text{ lb/pg de bus.}$$

Este valor es común para los dos diámetros en cuestión.

El peso propio del bus, es:

$$W_2 = 1.83 \text{ lb/pie} = 0.152 \text{ lb/pg para el tubo de 1"}$$

$$W_2 = 2.68 \text{ lb/pie} = 0.223 \text{ lb/pg " " " " 1-1/4"}$$

La carga de viento, es decir, la presión que ejerce éste sobre la proyección lateral de la superficie tubular, se encuentra mediante la fórmula de Buck expresada en unidades métricas:

$$P = 0.0047 V^2 \text{ kg/m}^2 \text{ --- (10)}$$

en donde V es la velocidad del viento en Km/hora. Los datos de que se dispone indican que en ocasiones esa velocidad llega a 92 Km/hora, no siendo esto de extrañar debido a la situación geográfica de la subestación que está enclavada en una zona de frecuentes perturbaciones atmosféricas y además, al hecho de estar colocada en la cima de un cerro. Por consiguiente, esa carga de viento vale en lb/pg^2 para las condiciones de máxima velocidad de viento:

$$P = 0.0047 \times 92^2$$

$$= 38.6 \text{ Kg/m}^2$$

$$= 0.00386 \text{ kg/cm}^2$$

$$= 0.055 \text{ lb/pg}^2$$

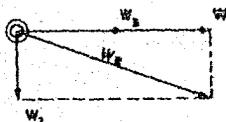
que para el tubo de 1" de diámetro representa un empuje lateral de:

$$W_3 = 0.055 \text{ lb/pg de bus.}$$

y para el de 1-1/4", de:

$$W_3 = 0.055 + \frac{0.055}{4} = 0.068 \text{ lb/pg de bus.}$$

La composición de las fuerzas que actúan sobre el bus es la siguiente:



Para el tubo de 1" \emptyset :

$$W_R = \sqrt{W_2^2 + (W_1 + W_3)^2}$$

$$= \sqrt{0.152^2 + (0.52 + 0.055)^2}$$

$$W_R = 0.595 \text{ lb/pg de bus}$$

Para el tubo de 1-1/4" \emptyset :

$$W'_R = \sqrt{0.223^2 + (0.52 + 0.68)^2}$$

$$W'_R = 0.630 \text{ lb/pg de bus.}$$

En condiciones normales, es decir, sin que haya esfuerzo por cortocircuito, el bus debe tener suficiente número de soportes de modo que la deflexión en los claros sea mínima. En la práctica, se ha fijado esa deflexión en $\frac{1}{200}$ del claro entre soportes, quedando entonces determinada la longitud del claro, de acuerdo con las características mecánicas del tubo escogido.

Así pues, tenemos una carga normal W_N que comprende empuje de viento y peso propio del tubo y de valor:

$$\text{Tubo de 1" } \emptyset: W_N = \sqrt{W_2^2 + W_3^2}$$

$$w_n = \sqrt{0.152^2 + 0.055^2}$$

$$W = 0.162 \text{ lb/pg de bus.}$$

$$\text{Tubo de } 1\text{-}1/4 \text{ } \phi: w'_n = \sqrt{0.233^2 + 0.068^2}$$

$$W'_n = 0.231 \text{ lb/pg de bus.}$$

Fijando la deflexión máxima en $f = \frac{L}{200}$, se obtiene el claro L necesario de la fórmula ya vista:

$$f = \frac{5}{384} \cdot \frac{W_n L^4}{E I} \text{ pulgadas} \quad (9)$$

en la que E e I son el módulo de elasticidad y el momento de inercia respectivamente, del material y la cual corresponde a la deflexión de una viga libremente apoyada, ya que el bus está colocado en los soportes con muy poco apriete en las clemas o mordazas de sujeción, pudiendo deslizar con relativa facilidad. Esto es lo que se hace comunmente en las instalaciones de buses, evitándose no sólo esta clase de esfuerzos sobre los aisladores, sino también los producidos por dilatación.

Aplicando entonces la fórmula anterior de la cual se despeja a L , tenemos:

$$\begin{aligned} L^3 &= 0.384 \frac{EI}{W_n} \\ &= \frac{0.384 \times 16 \times 10^6 \times 0.0843}{0.162} \end{aligned}$$

$$L = \sqrt[3]{3.2} \times 10 = 1.48 \text{ pg} = 12.4 \text{ pies}$$

$$L = \underline{3.80 \text{ m para el tubo de } 1'' \phi.}$$

De igual forma:

$$L^3 = \frac{0.384 \times 16 \times 10^6 \times 0.2008}{0.231}$$

$$L' = \sqrt[3]{5.52} \cdot 10 = 178 \text{ pg} = 14.7 \text{ pies}$$

$$L' = \underline{4.50 \text{ m para el tubo de } 1\text{-}1/4'' \text{ } \phi}$$

Ahora es necesario verificar si para estos claros entre soportes, no se sobrepasa la fatiga de trabajo del material la cual vale $t = 14,000 \text{ lb/pg}^2$ suponiendo un cobre semi-duro con límite elástico de $28,000 \text{ lb/pg}^2$ y un coeficiente de seguridad de 1:2. Entonces para la carga total W_R o W_R' aplicada en cada caso, se tiene un esfuerzo:

$$t = \frac{W_R L^2}{8 S} \text{ lb/pg}^2 \text{ ----- (11)}$$

siendo S el módulo de sección respectivo.

Por consiguiente:

$$t = \frac{0.595 \cdot 148^2}{8 \times 0.1283}$$

$$t = 12,600 \text{ lb/pg}^2 < 14,000 \text{ lb/pg}^2$$

$$t' = \frac{0.630 \times 178^2}{8 \times 0.2420}$$

$$t = 10,230 \text{ lb/pg}^2 < 14,000 \text{ lb/pg}^2$$

Como se puede ver, estamos dentro de los límites de seguridad en ambos casos. Ahora se procede a determinar el número de soportes necesarios para cada diámetro.

El bus general de 85 KV está dividido en dos partes: la que corresponde a la doble estructura A y la que corresponde a la estructura B tal como se explica al principio de esta sección. Las longitudes son 63.20 m y 41.20 m por fase respectivamente, dando un total de 104.40 m por fase.

Tubo 1" ϕ .- En el bus bajo, estructura A, se tendrán $\frac{62}{3.8} = 16$ soportes por fase, dejando 0.60 m de tubo libre en cada extremo.

En el bus bajo, estructura B, se necesitarán $\frac{40}{3.8} = 10$ soportes por

fase, dejando asimismo 0.60 m de tubo en cada extremo.

Tubo 1-1/4" Ø. - Para este diámetro los valores respectivos serán:

$$\frac{62}{4.5} = 14 \text{ soportes por fase y } \frac{40}{4.5} = 9 \text{ soportes por fase.}$$

La diferencia en el número de soportes es por consiguiente:

En el bus bajo, estructura A: 2 soportes por fase.

En el bus bajo, estructura B: 1 soporte por fase.

El tubo de 1-1/4" Ø tiene mayor costo que el de 1" Ø pero exige menor número de soportes que éste último, luego deberá valuarse el costo total de tubo de 1-1/4" y sumarlo al costo de los aisladores, obteniendo se el costo de instalación para el bus de ese diámetro y después compararlo con el valor respectivo para el bus de 1". El que resulte menor de estos dos costos de instalación indicará el diámetro más económico.

Según cotización reciente de los fabricantes de tubo de cobre semi duro, el precio por kilogramo es de \$1.07 dólares para cualquiera de los dos diámetros.

Los costos totales de tubo, para ambos casos, son enseguida obtenidos:

Longitud total del bus: $\frac{104.40 \times 3}{0.3048} = 1,032$ pies

Tubo 1" Ø. - Peso: 1.83 lb/pie = 1,890 lb. en total
= 860 kg.

Costo del tubo = \$930.00 Dlls. = \$8,000.00

Tubo 1-1/4" Ø. - Peso: 2.68 lb/pie = 2,760 lb en total
= 1,258 kg.

Costo del tubo = \$1,360.00 Dlls. = \$11,650.00 pesos

Por otra parte, la compañía Ohio Brass Co. de E.U. de A. especi-

ca para los aisladores soporte de bus, los siguientes datos:

Número de aisladores por soporte..... 3 en columna.

Precio por aislador..... \$ 22.04 Dlls.

El costo de los aisladores para cada tipo de bus será, respectivamente:

$26 \times 3 \times 3 = 234$ aisladores @ \$ 22.04 Dlls = \$ 5,167.36 Dlls.
= \$ 44,400.00 pesos

$23 \times 3 \times 3 = 207$ aisladores @ \$ 22.04 Dlls = \$ 4,562.28 Dlls.
= \$ 39,200.00 pesos

El costo total de instalación, es para el tubo de 1" ϕ :

$44,400.00 + 8,000.00 = \$ 52,400.00$ pesos

y para el de 1-1/4" ϕ :

$39,200.00 + 11,650.00 = \$ 50,850.00$ pesos

siendo menor este último en \$ 1,550.00 lo que indica la conveniencia del tubo de 1-1/4" ϕ desde el punto de vista económico. Podría aducirse que en un proyecto de esta magnitud, esa diferencia tiene poca importancia, pero deberá tenerse presente que el uso de este diámetro significa además:

1º Mayor reserva de capacidad de corriente para sobre-cargas, sin que el bus opere a temperaturas peligrosas para el cobre, prolongándose así la vida útil del mismo.

2º Menor cantidad de pérdidas por efecto corona.

3º Menor caída reactiva de voltaje.

Queda, pues, establecido, el uso de tubo de cobre de 1-1/4 de diámetro nominal para el bus de Baja Tensión.

Antes de calcular los efectos corona y superficial, así como las inductancias interna y externa del bus de 1 1/4" ϕ hay que hacer la corrección de resistencia por temperatura de los conductores del bus.

Corrección de la Resistencia por Temperatura. - El valor especificado en la tabla de características, de resistencia a 20°C y con una conductancia en el cobre de 98%, debe ser corregido para las condiciones de temperatura reales, suponiendo una temperatura ambiente de 40°C y un calentamiento del conductor de 30°C sobre la anterior, o sea en total -- 70°C.

La longitud del bus en total (estructura A y B) es a t_0 °C:

$$L_0 = 104.40 \text{ m} = 0.1044 \text{ Km. por fase}$$

A $t=70^\circ\text{C}$ tendrá una longitud, suponiendo un coeficiente de dilatación para el cobre de 0.00168%, de:

$$L_t = L_0 [1 + \alpha(t - t_0)] = 104.40 (1 + 0.0000168 \times 50)$$

$$L_t = 104.48 \text{ m por fase}$$

Esta pequeña variación de longitud es absorbida completamente no sólo por la estructura que también tiene dilatación propia sino también por las juntas o conectores de expansión en el bus.

Antes de hacer la corrección de resistencia por temperatura, es necesario referir dicha resistencia a 20°C a la conductancia actual de 98% en función de la conductancia patrón de 100%.

Siendo: S = resistividad de masa a 20°C en ohms por kilómetro y por kilogramo = $153.280 \Omega / \text{km/kg}$.

c = conductancia relativa del patrón en porciento = 100%.

k = longitud del conductor a 20°C en kilómetros = 0.1044 km.

g = conductancia relativa al conductor en cuestión en porciento respecto a su patrón = 98%.

m = peso del conductor = 419.30 Kg.

entonces la resistencia a 20°C corregida a la conductancia actual, es:

$$R_0 = \frac{S \cdot c \cdot k^2}{g \cdot m} = \frac{153.28 \times 100 \times 0.01044^2}{98 \times 419.30}$$

$$= 0.00372 \times 100 \times 0.0109$$

$$R_0 = 0.00405 \text{ ohms a } 20^\circ\text{C}$$

equivalentes a $\frac{4,050}{342.5} = 11.83$ micro-ohms por pie a 20°C .

A 0°C la resistencia, llamando V al cambio en resistividad de masa por cada grado C, en ohms por kilómetro y por kilogramo, con un valor de $0.597 \Omega / \text{km/kg}$, será:

$$R_t = \left[\frac{S \cdot c}{g} + V(t - 20) \right] \frac{k^2}{m}$$

$$= \left(\frac{153.28 \times 100}{98} + 0.597 \times 50 \right) \frac{0.0109}{419.30}$$

$$= (156 + 29.85) 0.000261$$

$$R_t = 0.00484 \text{ ohms a } 70^\circ\text{C}$$

equivalentes a $\frac{4,840}{342.5} = 14.15$ micro-ohms por pie a 70°C .

Efecto Corona. - Se considerará una presión barométrica aproximada de 66.5 cm. de mercurio y una temperatura ambiente de 40°C . Entonces el potencial al neutro correspondiente al estado crítico disruptivo, es según la fórmula (3):

$$p_0 = 21.1 \times N^{2/3} \times m \times r \times \log n \frac{D}{r} \text{ kilovolts al neutro}$$

en donde:

$$N = \frac{3.92 \times 66.5}{313} = 0.83; \quad N^{2/3} = 0.87$$

$$m = 1 \text{ (tubo de superficie pulida).}$$

$$r = 0.830 \text{ pg} = 2.10 \text{ cm.}$$

$$D = 89^* = 226 \text{ cm} ; \quad \frac{D}{r} = 107.5$$

Por consiguiente:

$$\begin{aligned}
 p_0 &= 21.1 \times 0.87 \times 1 \times 2.10 \log n 107.5 \\
 &= 88.6 \log_{10} 107.5 \\
 p_0 &= 178.2 \text{ KV al neutro}
 \end{aligned}$$

Como el sistema opera a 93 KV entre fases o sea 53.5 KV al neutro, la relación $\frac{P}{P_0}$ de la tensión de trabajo entre la tensión crítica ambas al neutro es:

$$\frac{53.5}{178.2} = 0.30$$

y el factor F correspondiente es 0.006 aproximadamente. La pérdida de -- energía es entonces para una frecuencia de 50 cps según la fórmula (4):

$$C = \frac{20.9 \times 50 \times 53.5^2 \times 0.006 \times 10^{-6}}{\log_{10} 107.5}$$

$C = 8,800 \times 10^{-6} = 0.0088$ kilowatts/km/fase
o sean 0.0265 KW por km para los tres conductores. Suponiendo una longitud de bus aproximada de 105.00 m., la pérdida total será:

$$0.0265 \times 0.105 = 0.00278 \text{ KW}$$

o bien:

$$0.00278 \times 8,760 = 24.5 \text{ KWH al año.}$$

Como se puede ver, el valor de pérdidas por efecto corona es insignificante en relación con la potencia llevada por el bus.

Efecto Kelvin ó Superficial. - La gráfica de la figura No. 18, publicada por el A.I.E.E. proporciona los valores de la relación $\frac{R_{ca}}{R_{cd}}$ - (resistencia en corriente alterna a resistencia en corriente directa u ohmica) en función de dos cantidades:

a) El cociente T/D_e en el cual T es el espesor de la pared del tubo y D_e el diámetro externo, ambos en pulgadas.

b) El radical $\sqrt{\frac{f}{R_{cd}}}$ en donde f es la frecuencia en ciclos por segundo y R_{cd} es la resistencia ohmica en ohms por mil pies a la temperatura

ra de trabajo (70°C).

Del valor R_{ca}/R_{cd} ha-
llado se deduce R_{ca} que es la
resistencia corregida por -
efecto superficial o resisten-
cia efectiva del conductor al
paso de la corriente alterna.
($R_{ca} = R_{cd} \times$ factor de la grá-
fica).

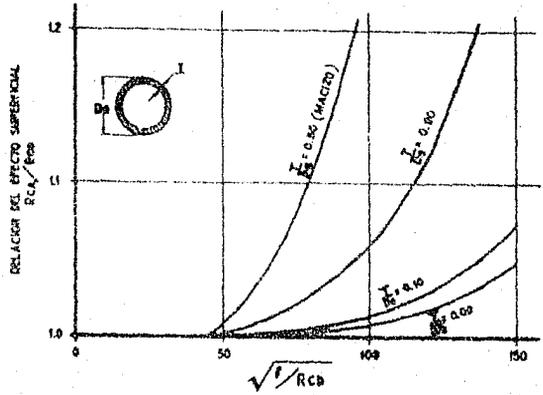
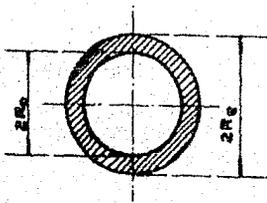


FIGURA Nº 18 -- CURVAS DE EFECTO SUPERFICIAL.

En nuestro caso, el -
efecto superficial es despreciable pues el valor $\sqrt{f/R_{cd}}$ es de 49, consi-
derando $f = 50$ cps y $R_{cd} = 0.01415 \Omega/1,000$ pies a $70^\circ C$ y el cociente $\frac{T}{D_e}$
vale 0.09. Para estos valores el efecto es prácticamente nulo, como lo -
demuestra la gráfica.

En realidad este efecto sólo es apreciable en el cobre a frecuen-
cia relativamente altas, en tanto que en conductores de fierro o acero -
lo es a frecuencias tan bajas como 15 cps.

Caída reactiva de voltaje. - Se calculará primero la inductancia L_1
terna L_1 de un conductor, a partir de la fórmula:



$$\frac{L_1}{\mu} = 0.5 \left(\frac{A_e}{A} \right)^2 + 1.5 \left(\frac{A_0}{A} \right)^2 - \frac{2 A_0 A_0}{A^2} + 2 \left(\frac{A_0}{A} \right)^2 \log n \frac{R_e}{R_0} \quad (12)$$

μ = Permeabilidad magnética del cobre = 10^{-7}

A_e = Area de la sección recta de radio $R_e = 2.14 \text{ pg}^2$

$A_0 =$ Area de la sección recta de radio $R_0 = 1.44 \text{ pg}^2$

$A =$ Area efectiva de la sección recta del conductor o sea la diferencia de las dos anteriores $= 0.69 \text{ pg}^2$

$R_e =$ Radio externo - - - - - $= 0.83 \text{ pg}$

$R_0 =$ Radio interno - - - - - $= 0.68 \text{ pg}$

$$\frac{L_i}{\mu} = 0.5 \left(\frac{2.14}{0.69} \right)^2 + 1.5 \left(\frac{1.44}{0.69} \right)^2 - \frac{2 \cdot 2.14 \times 1.44}{0.69^2} + 2 \left(\frac{1.44}{0.69} \right)^2 \log n \frac{0.83}{0.68}$$

$$= 4.861 + 6.716 - 13.200 + 1.705$$

$$= 0.082$$

$$L_i = 0.082 \times 10^{-7} \text{ henry / pulgada}$$

Esta inductancia produce, al paso de la corriente $I = 820 \text{ amp}$ y a una frecuencia f de 50 cps , una caída de voltaje de

$$E_i = 2\pi f \times L_i \times I$$

$$= 314 \times 0.082 \times 820 \times 10^{-7}$$

$$= 21,000 \times 10^{-7}$$

$$= 0,0021 \text{ volts por pulgada y por fase}$$

$$\underline{E_i = 0.0825 \text{ volts por metro y por fase.}}$$

- - -

La inductancia externa se obtiene por la fórmula siguiente que representa el flujo total que envuelve al conductor a producido por el paso de las corrientes I_a , I_b e I_c en los conductores respectivos.



$$\phi_a = 2 I_a \cdot \mu \cdot \log n \frac{1}{r_{eq}} + 2 I_b \cdot \mu \cdot \log n \frac{1}{D_{ab}} + 2 I_c \cdot \mu \cdot \log n \frac{1}{D_{ac}} \text{ webers} \quad (13)$$

En esta fórmula, μ tiene el valor expresado anteriormente, D_{ab} y D_{bc} son las distancias de los conductores b y c al conductor a y r_{eq} es el radio equivalente de la sección transversal de este último conductor. El valor de este radio se obtiene considerando un conductor macizo de un área transversal igual a A

$$r_{eq} = \sqrt{\frac{A_e}{\pi}} = \sqrt{\frac{2.140}{3.142}} = \sqrt{0.68} = 0.83 \text{ pg} = 2.10 \text{ cm.}$$

$$D_{ab} = D_{bc} = 89 \text{ pg} = 226 \text{ cm}$$

$$D_{ac} = 178 \text{ pg} = 452 \text{ cm}$$

$$I_a = 820 \text{ } \angle 0^\circ \text{ amp.}$$

$$I_b = 820 \text{ } \angle 120^\circ \text{ amp.}$$

$$I_c = 820 \text{ } \angle 240^\circ \text{ amp.}$$

Entonces:

$$\begin{aligned} \phi_a &= 2 \times 820 \times \mu \left(\log n \frac{1}{2.1} \angle 0^\circ + \log n \frac{1}{226} \angle 120^\circ + \log n \frac{1}{452} \angle 240^\circ \right) \\ &= 4.6 \times 820 \times \mu \left(\log_{10} 0.477 \angle 0^\circ + \log_{10} 0.0044 \angle 120^\circ + \log_{10} 0.0022 \angle 240^\circ \right) \end{aligned}$$

Llamando K al producto $4.6 \times 820 \times \mu$:

$$\phi_a = K(1.6785 \angle 0^\circ + 3.6435 \angle 120^\circ + 3.3424 \angle 240^\circ)$$

$$= K(-0.3215 \angle 0^\circ - 2.3565 \angle 120^\circ - 2.6576 \angle 240^\circ)$$

$$-0.3215 \angle 0^\circ = 0.3215 \angle 180^\circ$$

$$-2.3565 \angle 120^\circ = 2.3565 \angle -60^\circ$$

$$-2.6576 \angle 240^\circ = 2.6576 \angle 60^\circ$$

$$-2.3565 \angle 240^\circ = 2.3565 \angle 60^\circ$$

$$0.3215 \angle 60^\circ = 0.3215 \times 0.5 - j0.3215 \times 0.866 = 0.1607 - j0.289$$

$$2.3565 \angle 180^\circ = -2.3565 + j0.00$$

$$2.3565 \angle 60^\circ = 2.3565 \times 0.5 + j2.3565 \times 0.866 = 1.1782 + j2.03$$

$$= 1.0176 + j1.74$$

$$\therefore \frac{Le'}{K} = -1.0176 + j1.74$$

$$= 1.99 \angle 200^\circ 50'$$

Sustituyendo K' por su valor, deducimos la inductancia L_e'

$$L_e' = 9.18 \times 10^{-7} \angle 120^\circ 50' \text{ henrys por metro.}$$

De donde la caída reactiva en b , es:

$$E_e' = 314 \times 820 \times 9.18 \times 10^{-7} \angle 120^\circ 50'$$

$$E_e' = 0.235 \angle 120^\circ 50' \text{ volts por metro}$$

En el conductor c , la caída debe ser igual en magnitud a la que hay en el conductor a . Sumando las caídas por inductancia interna y externa en c da conductor, se tiene:

Para los conductores a y c:

$$E_t = 0.0825 + 0.260 = 0.3425 \text{ volts por metro}$$

Para el conductor b:

$$E_t' = 0.0825 + 0.235 = 0.3175 \text{ volts por metro}$$

Finalmente, la caída total en el bus, para la longitud de 104.40 m., es:

$$(0.6850 + 0.3175) \cdot 104.4 = 105 \text{ volts}$$

Comparada con el voltaje de operación, esta caída es despreciable. El cálculo ha sido hecho en vista de carecer de tablas adecuadas que señalen valores de caídas reactivas para tubos de cobre, aunque a priori -

podieran considerarse esas caídas como prácticamente nulas.

- - -

Aislamiento de los buses.- El aislador de bus tiene dos funciones principales:

- a).- Soportar y sujetar eficientemente a los conductores.
- b).- Aislarlos eléctricamente tanto de otros conductores como de - partes estructurales vecinas y de tierra.

De acuerdo con el primer punto, cuando se va a elegir un aislador, deberán tomarse en cuenta factores mecánicos tales como:

- 10.- Contracciones y dilataciones en los buses.
- 20.- Esfuerzos electrodinámicos en los conductores durante los cor- to circuitos.
- 30.- Empuje de viento sobre los buses y deflexión por el peso pro- pio de los mismos.

Estas cargas producen esfuerzos de flexión y torsión en el aisla- dor o columna de aisladores por lo que su construcción debe ser suficien- temente fuerte para resistirlos. Es fácil ver que en nuestro caso estos esfuerzos son de poca monta y están muy por abajo de las especificacio- nes de los fabricantes.

En efecto, si en el bus de la estructura A hay catorce soportes y en el de la B nueve, siendo las longitudes respectivas de esos buses 61 y 42 m. aproximadamente, se tiene para la carga total W'_R de 0.630 lb -- por pulgada.

$$W_{RA} \text{ total} = 0.630 \times 2,480 = 1,560 \text{ lb por fase}$$

$$W_{RB} \text{ total} = 0.630 \times 1,620 = 1,020 \text{ lb por fase}$$

o sean: $W_A = 1,560/14 = 110 \text{ lb por soporte}$

y

$$W_B = 1,000/9 = 115 \text{ lb por soporte}$$

No se han tomado en cuenta en este pequeño cálculo algunas cargas muy eventuales tales como el peso de hombres u objetos en el momento de la instalación o en las revisiones. De todas maneras estas cargas pueden ser soportadas por los aisladores.

En cuanto al material de que están hechos, no hay mucho problema, pues la porcelana con una cubierta vítrea es de uso universal por sus magníficas cualidades dieléctricas y mecánicas.

En general puede decirse que al escoger un aislador por sus características eléctricas, que son las más importantes, las características mecánicas quedan automáticamente determinadas por los standards de construcción y dentro de los requisitos exigidos, salvo casos excepcionales en donde se requiera gran resistencia mecánica.

- - -

De acuerdo con lo mencionado atrás en el inciso b), el aislador debe tener una línea de escape superficial de energía lo más larga posible y unos valores de tensión de flameo húmedo y seco lo más altos posible (1) procurando que estén en coordinación con el nivel de aislamiento de los demás aparatos de la subestación.

La línea de escape superficial es la que sigue la configuración de la sección del aislador desde la parte superior conectada al conductor hasta la base de sostén (Línea a-b-c-d-e-f-g). Representa en cierto modo la resistencia eléctrica que se opone a la fuga de electrones del conduc

(1) Según las normas americanas, la tensión de flameo húmedo debe ser de 3.5 a 4 veces la tensión de operación al neutro.

tor a tierra o viceversa, y los cuales corren sobre la capa de polvo o humedad que hay en la superficie del aislador. Es natural que si se quiere evitar una pérdida en watts determinada, el tamaño del aislador debe aumentar con el cuadrado del potencial. (Figura No. 19).

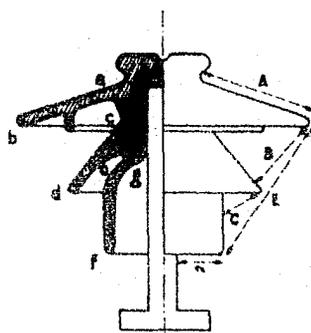


FIGURA Nº 19
LÍNEAS DE ESCAPE ESPECIAL

La línea de flameo seco, representa la longitud del arco más corto, y de mane-
 ra aproximada la tensión más baja capaz -
 de hacer flamear el aislador sin que haya lluvia. Esa línea es la que -
 forma el polígono abierto AED y su longitud es la suma de los segmentos-
 mencionados (A, E y D), yende desde el conductor hasta la base.

La línea de flameo húmedo, es proporcional aproximadamente a la --
 tensión mínima que puede iniciar un arco cuando hay lluvia. En estos ca-
 sos se supone que el aislador estando mojado tiene la superficie conduc-
 tora, y entonces para medir la línea de flameo sólo se cuentan las par-
 tes en aire, segmentos B, C y D cada uno de los cuales se mide normalmen-
 te a la superficie de las campanas desde el borde de la precedente.

Cuando se unen dos o más aisladores en columna para obtener una de-
 signación dada de voltaje, como es el caso nuestro, la eficiencia de esa
 columna se define como la relación entre el valor actual de flameo y el-
 que debería ser si el potencial se repartiera por igual entre las unida-
 des de la columna. El aislador de corriente alterna es no sólo un conden-
 sador entre la línea y tierra sino también un conjunto de capacitancias-
 longitudinales y transversales establecidas entre los herrajes de un -
 mismo aislador y entre ellos y una estructura adyacente (como en el caso
 del bus alto de la subestación) actuando como armadura. A esto se añade-

otro conjunto de resistencias superficiales y escapes por corona.

En nuestro caso, el valor aproximado de la eficiencia se encuentra de la manera siguiente:

Suponiendo que en los tres aisladores de la columna (Figura No. 20), la capacitancia entre sus herrajes es 20 veces mayor que la que estos tienen contra la estructura, la graduación de potenciales se obtiene por la fórmula que se indica a continuación:

$$u = U \frac{\text{sen } h (p \cdot n)}{\text{sen } h (p \cdot N)} \text{ volts} \quad (14)$$

En la cual:

u = Potencial en la parte alta del aislador n .

U = Potencial del conductor respecto a tierra = 66,000 volts.

N = Número total de aisladores = 3

$p = \sqrt{ZY}$ en donde Z representa en ohms la reactancia capacitiva propia de cada aislador; Y es la admitancia transversal en ohms de cada aislador con respecto a la estructura.

A su vez Z es igual al cociente $\frac{1}{j\omega C_a}$ siendo $\omega = 2\pi f$ y C_a la capacitancia entre herrajes de un mismo aislador. Y es el producto $j\omega C_b$, en que C_b es la capacitancia transversal entre un aislador de la columna y la estructura. Por consiguiente p es igual a $\frac{C_b}{C_a}$ en valor escalar y sin argumento.

Todo este razonamiento se hace suponiendo que no hay pérdidas por-

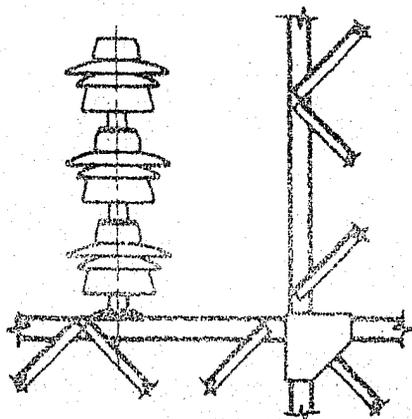


FIGURA Nº 20
COLUMNA DE AISLADORES PIEZOMÉTRICA
A UNA ESTRUCTURA

corona o histéresis dieléctrica. En realidad las hay pero influyen tan poco, que, según los autores, se puede trabajar con ese valor de p.

Entonces, se tiene:

$$P = \sqrt{\frac{C_b}{C_a}} = \frac{C_b}{C_a} = \sqrt{\frac{1}{20}} = \sqrt{0.05}$$

0.224

Para n = 1 (aislador inferior):

$$u_1 = 66,000 \times \frac{\text{sen } h (0.224 \times 1)}{\text{sen } h (0.224 \times 3)}$$

$$= 66,000 \times \frac{0.225}{0.718}$$

$$= 20,600 \text{ volts}$$

o sea que la diferencia de potencial entre el aislador inferior y tierra es de 20,600 volts.

Para n = 2 (aislador intermedio):

$$u_2 = 66,000 \times \frac{\text{sen } h (0.224 \times 2)}{\text{sen } h (0.224 \times 3)}$$

$$= 66,000 \times \frac{0.448}{0.672}$$

$$= 42,300 \text{ volts.}$$

Por consiguiente el aislador superior soporta una tensión de - - - 66,000 - 42,300 = 23,700 v. Como un aislador por separado flamea a - - 100,000 v (dato del fabricante) o sea 4.2 x 23,700, la columna completa flameará a una tensión de 4.2 x 66.000 = 280,000 v.

Por consiguiente la eficiencia será:

$$\frac{280,000}{3 \times 100,000} \times 100 = 93.5\%$$

Hemos escogido el nivel de aislamiento correspondiente a la clase de 115 KV para los aisladores soporte del bus, cumpliendo así con la coordinación de aislamiento de la subestación en el lado de Baja Tensión.- Al tratar lo referente a los bushings de 115 KV de los transformadores se mencionó el que, siendo un sistema con neutro firme a tierra, se podría utilizar un nivel correspondiente a una clase inferior inmediata de voltaje, pero por otra parte es necesario hacer la corrección del nivel de prueba al impulso a las condiciones normales de presión barométrica.- Utilizando el mismo factor de densidad relativa del aire (0.830) calculado para los bushings de 230 KV y el mismo factor de corrección por humedad (0.96); entonces, si escogemos el nivel básico de aislamiento para la clase de 92 KV nominales que es de 450 KV al impulso se tendría:

$$\frac{450}{0.83} \times 0.96 = 520 \text{ KV.}$$

Como el nivel de prueba más próximo superior es el de 550 KV y este corresponde al voltaje de 115 KV nominales, se justifica la elección de esta última designación de voltaje.

Para la clase de 115 KV la fábrica de aisladores Ohio Brass Co., - proporciona las siguientes especificaciones de aisladores-soporte de bus:

Número de unidades por columna.....3

Tensión de flameo a 60 cps:

Seca..... 385 KV

Húmeda..... 280 KV

Prueba de tensión al impulso con

onda standard (1.5 x 40 microsegundos):

Onda Positiva..... 590 KV cresta

Onda Negativa..... 770 KV "

Prueba de tensión no disruptiva

A 60 cps - Seca (1 minuto).....	280 KV eficaces
Húmedo (10 segundos).....	230 KV "
Al impulso.....	550 KV cresta

Resistencia Mecánica

A la flexión analado en su base.....	1,700 lb
A la tensión.....	20,000 lb
A la torsión.....	40,000 lb

Línea de escape superficial en

<u>cada aislador</u>	33 pg
<u>Línea de flameo seco en cada aislador</u>	14-3/4 pg
<u>Peso por unidad</u>	82 lb
<u>Altura de la columna</u> (Figura No. 21).....	43,5 pg =

1.1226 m.

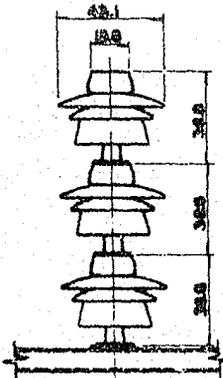


FIGURA Nº 21

ACOT EN CM

COLUMNA DE AISLADORES PARA SOPORTE DE BUSES Y DESCONECTADORES DE 66 KV

Como se ve, el nivel básico al impulso está en concordancia con el del resto del equipo, y la tensión de flameo húmedo es mayor del cuadruplo de la tensión de operación al neutro.

Vemos pues que las especificaciones cumplen con los standards de prueba del comité A.I.E.E.-N.E.M.A.

El tubo de bus se sujeta a la cachucha del aislador superior por medio de una mordaza o clema del tipo P-P de la Ohio Brass, Co. (Figura No. 22).

Finalmente hay que mencionar que las columnas del bus están ancladas a una base piramidal de concreto. La altura de esa base debe ser su-

ficiente para que se pueda transitar en el interior del terreno del bus sin que haya peligro. La práctica señala para dicha altura la de 2.00 m., por lo que en total se tendrán 3.12 m. de altura del bus.

Las columnas en el bus alto están sujetas por la base del aislador inferior a unas placas que forman parte de la estructura y las cuales tienen la suficiente resistencia mecánica para soportar los esfuerzos transmitidos por la columna.

Tanto las columnas del bus bajo como las del bus alto están conectadas al sistema general de tierras, por medio de un cable sujeto a uno de los pernos de la base del aislador inferior. El objeto de este cable es el de tener en la base un potencial cero efectivo y uniformizar así las características transversales de la columna y principalmente para seguridad del personal. El calibre de ese cable se fijará en 3/0 A.W.G. (Ver "Sistema de Tierras").

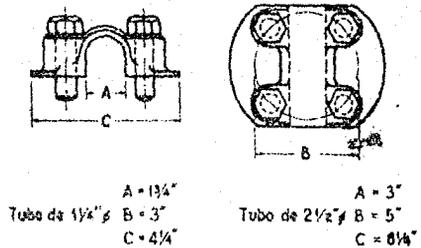


FIGURA N° 22
CLEMA DE BUS OHIO BRASS TIPO P-P

B.- Estructura de 230 KV.- Seguiremos el desarrollo del diagrama unifilar de la subestación en el lado de Alta Tensión, comparando las --diversas posibilidades de arreglo del equipo, para obtener la mayor --flexibilidad de servicio con el menor costo posible. Estudiaremos los siguientes esquemas (Figura No. 23)

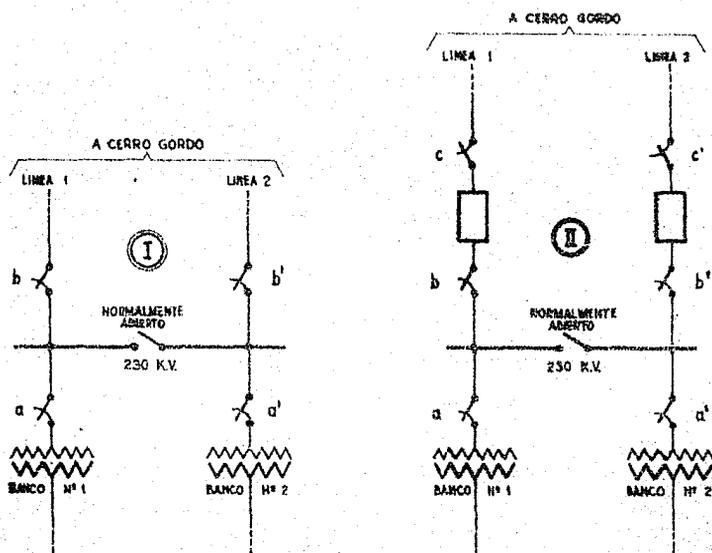


FIGURA N° 23

ALTERNATIVAS PARA LA DISPOSICION DEL EQUIPO EN EL LADO DE ALTA TENSION

Esquema I.- Es esta la disposición más elemental y sus ventajas son:

a).- Sencillez y economía máximas.

b).- La falla de una línea de transmisión o de un banco de transformadores no afecta al resto del equipo, pues cada circuito (línea y banco) es independiente uno del otro. (El bus de Alta Tensión está normalmente abierto en su parte media).

Por otra parte, las desventajas consisten en que:

a).- En caso de falla de una línea, opera el interruptor de Baja Tensión del banco respectivo, quedando fuera de servicio este último junto con la línea. Es necesario entonces abrir los desconectores b (suponiendo que la línea afectada es la No. 1), enseguida cerrar los desconectores de sección del bus y finalmente cerrar el interruptor del banco No. 1. Así se restituye el servicio a plena capacidad por la línea No.2.

b).- Asimismo en caso de falla de un banco, por ejemplo el No. 2, abre el interruptor respectivo, suspendiendo la alimentación en su circuito. Es necesario abrir los desconectores a', enseguida cerrar los desconectores del bus quedando ambos circuitos de transmisión alimentados en paralelo por el banco No. 1.

Al quedar fuera de servicio un banco, el otro deberá ser operado a 120% de su capacidad normal como máximo, tal como se explicó en la parte referente a sobrecarga de los transformadores. En estas condiciones cada circuito de transmisión llevará 60% aproximadamente de su capacidad.

Como se ve por lo anterior, los disturbios en líneas o en bancos afectan a ambas partes del equipo simultáneamente, teniendo que transcurrir un tiempo más o menos breve para que se normalice el servicio por la sección no afectada, ya sea línea o banco.

Esquema II.- Se caracteriza este esquema por la adición de interruptores de 230 KV.

Ventajas:

a).- Sencillez en la disposición del equipo.

b).- Los circuitos conservan su independencia, de manera que la falla en uno de ellos ya sea en el banco o en la línea no afecta al otro. Debido a la existencia de los interruptores de 230 KV, si hay un disturbio en la línea, ésta es puesta fuera de servicio sin afectarse la operación del banco respectivo.

Desventajas:

Las mismas del caso anterior debido a que para las condiciones - - anormales de operación citadas, banco o circuito fuera de servicio, es - necesario también efectuar las maniobras de seccionalización ya descri- - tas.

El inconveniente principal está, sin embargo, en el costo tan elevado de los interruptores de 230 KV, que no justifica la única ventaja - de su instalación la cual estriba en poder librar una línea aisladamente.

La operación de los dos circuitos en paralelo por el lado de Alta Tensión, en condiciones normales, es **impráctica** en ambos casos, por las siguientes razones:

Esquema I.- Suponiendo cerrado normalmente el bus de Alta Tensión, la existencia de un corto circuito de línea hace operar la protección de ambos bancos simultáneamente, lo cual es, desde luego, una situación indeseable para la continuidad de servicio. Del mismo modo, la falla en un banco afecta a todo el equipo, teniendo que ser librados ambos bancos pa ra aislar el disturbio.

Esquema II.- Si en este caso se opera normalmente en paralelo por Alta Tensión, se obtiene una ventaja considerable al fallar un circuito de transmisión, y es la de que, inmediatamente la potencia del banco correspondiente a la línea librada, es llevada por el bus al otro circuito y a la carga, sin que haya interrupción de servicio ni pérdida de carga. Sin embargo, esto tampoco justifica un desembolso tan grande como para - **instalar los interruptores de Alta Tensión que hacen posible esa flexi-** **bilidad en el servicio.**

Desechemos por consiguiente la posibilidad de operación normal en paralelo de ambos circuitos en cualquiera de los dos esquemas. Por lo - que hace a las demás características, es evidente que el esquema I ofre-

ce la mejor solución al problema por su sencillez y sobre todo por su --
economía.

Hay que hacer notar que las fallas en los bancos son mucho más re-
motas que las de las líneas, por lo que las maniobras de operación en ca-
so de falla de bancos, son más eventuales y no constituyen prácticamente
una desventaja.

Desde luego podría mejorarse la flexibilidad de servicio con la --
adición de puentes que permitan librar los desconectores o el bus para
fines de revisión. Puede también pensarse en instalar un bus doble como-
el de Baja Tensión, con la consiguiente eficiencia en la operación; pero
todo esto, amén de ser costosísimo por motivos obvios, sería hasta cier-
to punto inútil en vista de la gran capacidad de transmisión de los cir-
cuitos de 230 KV, que permiten librar toda una línea para su reparación--
y al mismo tiempo se puede seguir llevando la generación total por la --
línea restante.

Donde podría afectar más una falla es en el bus cuando se opera en
paralelo, pero aquí se va a dar un nivel de aislamiento superior al de --
la clase de 230 KV, con el objeto de protegerlo contra sobrevoltajes de-
bidos a diversas condiciones de operación o bien a rayos indirectos. Es-
ta protección se complementaría con la instalación de pararrayos adecua-
dos de Alta Tensión.

Una vez escogido el esquema I como el más indicado para nuestro ca-
so, hay que hacer la advertencia de que en previsión de futuros cambios--
en la operación del sistema o de que se vea la necesidad real de utilizar
interruptores de 230 KV por alguna causa, se dejará el espacio necesario
en la subestación para que sean instalados y conectados a los circuitos--
con un juego adicional de desconectores cada uno. Por lo pronto y para
las condiciones actuales del sistema, no hay necesidad de ellos.

La colocación física de los diversos elementos del diagrama de 230 KV, será esbozada a continuación, a reserva de indicarla más detalladamente en los planos del Capítulo V.

Los dos circuitos tendrán las siguientes estructuras cuya orientación es paralela al eje X - X' (Plano No. 1):

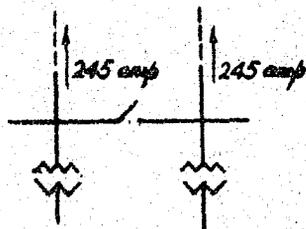
- a).- Dos estructuras-soporte para desconectadores y pararrayos - - (C1 y C2).
- b).- Dos estructuras-soporte de desconectadores a la llegada a los interruptores futuros (D1 y D2).
- c).- Dos estructuras-soporte de desconectadores a la salida de los interruptores futuros (E1 y E2).
- d).- Dos estructuras de salida de los circuitos de 230 KV (F1 y F2).
- e).- Una estructura-soporte de los desconectadores de sección en el bus de Alta Tensión (G).

Esta última se encuentra a la mitad del bus, exactamente sobre el eje X - X'. La separación entre las estructuras de un circuito y las de otro se tomará de modo que se tenga el mayor espacio posible entre ellas. Al tratar lo referente a tanques de enfriamiento se verá que este es el sitio más conveniente para construirlos.

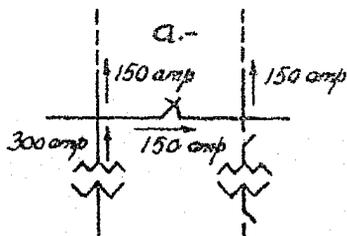
Distribución de Corriente en Alta Tensión.

Condiciones normales.- La corriente normal secundaria en cada banco es:

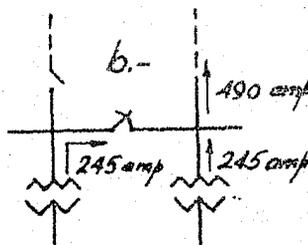
$$I_s = \frac{176,000}{\sqrt{3} \times 230 \times 0.9 \times 2} = 245 \text{ amp}$$



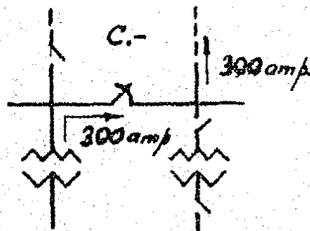
- a).- En caso de estar un banco fuera de servicio la corriente en el bus es de 150 amp ya que la del banco en operación es de $120,000 / \sqrt{3} \times 230 = 300$ amp. (Sobrecarga 20%).



- b).- Teniendo libre un circuito de transmisión la corriente es ahora de 245 amp por el bus de Alta Tensión.



- c) Hay desde luego una posibilidad más, variante del caso anterior y es la de que, si uno de los bancos se tiene que librar (el que está frente al circuito en servicio) el bus lleva la potencia normal más la sobrecarga de 20%, del otro banco hacia el único circuito en operación. Esta condición de servicio aunque es remoto que se presente, debe ser también consi-



derada.

Para diseñar el bus de Alta Tensión no debemos guiarnos como en el caso del de 85 KV por la capacidad de corriente, ni siquiera como primera aproximación, ya que para 300 amp aproximadamente, que como hemos visto, es la máxima corriente que llevará el bus, correspondería un tubo de diámetro muy pequeño (1/2" nominal).

No sólo el efecto corona puede ser considerable para este diámetro, sino, lo que es más importante, serían necesarios gran número de soportes para sostener rígidamente al tubo. Como el aislamiento para 230 KV es muy costoso, se podrá imaginar cuan alto sería el costo inicial del bus.

El diámetro más económico será por consiguiente el que tenga menor costo de instalación, es decir, aquél en que la suma del costo del tubo más el de los aisladores, sea mínimo. Entonces es necesario determinar la resultante de la carga de viento y peso respectivo para distintos diámetros y con esos datos encontrar el número de soportes correspondientes para cada caso.

- - -

El corto-circuito trifásico en el bus de Alta Tensión será considerado de 1,150,000 KVA en números redondos. La corriente de falla que corresponde a esta potencia es:

$$I_0 = \frac{1,150,000}{\sqrt{3} \times 230} = 2,900 \text{ amp.}$$

o sean, $2,900 \times 1.6 = 4,640$ amp de corriente momentánea.

Para aplicar la fórmula del esfuerzo lateral por corto circuito, se tomará como distancia entre conductores la de 216 pg equivalente a 50 m (Transactions AIEE); entonces el esfuerzo vale:

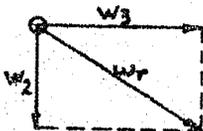
$$\begin{aligned}
 W_1 &= \frac{37.5 \times 4,640^2}{216} \times 10^{-7} \\
 &= 0.173 \times 21.4 \times 10^6 \times 10^{-7} \\
 &= 0.370 \text{ lb/pie.} \\
 W_1 &= 0.0309 \text{ lb/pg.}
 \end{aligned}$$

- - -

Estudiaremos ahora cinco diámetros distintos, 1/2, 1-1/2, 2-1/2, 3 y 4" en tubo de cobre semiduro, categoría standard y con un módulo de elasticidad de 16×10^6 lb/pg².

I.- Tubo de 1/2" nominal.

- Diámetro externo, D = 0.840 pg.
- Diámetro interno, d = 0.625 pg.
- Espesor de la pared, e = 0.107 pg.
- Area efectiva, A = 0.2474 pg²
- Peso, W = 0.956 lb/pie
- Momento de Inercia, I = 0.0169 pg⁴
- Módulo de Sección, S = 0.0403 pg³



Peso del tubo, $W_2 = 0.956 \text{ lb/pie} = 0.0795 \text{ lb/pg.}$

Carga de Viento, $W_3 = 0.055 \text{ lb/pg}^2$

$W_3 = 0.0275 \text{ lb/pg de bus.}$

$$w_r = \sqrt{0.0795^2 + 0.0275^2}$$

$$= \sqrt{0.0063 + 0.0075}$$

$$w_r = 0.118 \text{ lb/pg}$$

Para resistir la carga resultante, el bus debe tener un claro L -- determinado por la fórmula ya vista

$$L^3 = 0.384 \times \frac{EI}{w_r}$$

$$L^3 = \frac{0.384 \times 16 \times 10^6 \times 0.0169}{0.118}$$

$$= 0.880 \times 10^6$$

$$L = \sqrt[3]{0.880} \times 10^2 = 0.962 \times 10^2$$

$$L = 96.2 \text{ pg} = 3 \text{ pies}$$

$$\underline{L = 2.44 \text{ m.}}$$

Para una longitud de bus de 56 m = 170 pies, el número de soportes sera:

$$\frac{56.00}{2.44} = 23 \text{ soportes por fase.}$$

Costo total del tubo:

$$W = 0.956 \times 170 = 162 \text{ lb} = 74 \text{ kg.}$$

Siendo el precio del tubo de \$1.07 Dlls. por kilogramo, el costo - resulta de:

$$74 \times 1.07 = \$ 80.00 \text{ Dlls. por fase}$$

$$= \$240.00 \text{ Dlls. por fase.}$$

Costo total del tubo 1/2" Ø \$2,060.00 pesos.

- - -

Costo total de aisladores sin incluir accesorios.- Como se verá más adelante, el aislamiento del bus estará formado por columnas de 8 aisladores semejantes a los fabricados por la Ohio Brass Co., con el número de catálogo 31152.

El precio de cada aislador es de \$ 22.04 Dlls. Consiguientemente, el precio por columna de ocho aisladores será:

$$22.04 \times 8 = \$176.32 \text{ Dlls.} = \$1,530.00 \text{ pesos}$$

Siendo 23 el número de soportes por fase, su costo será de:

$$23 \times 1,530 = \$35,200.00 \text{ pesos por fase.}$$

Costo total de los aisladores = \$105,500.00 pesos

Suma de costos totales de tubo de 1/2" Ø y aisladores:

\$ 107,560.00 pesos.

II.- Tubo de 1-1/2" nominal.-

$$D = 1.90 \text{ pg}$$

$$d = 1.60 \text{ pg}$$

$$e = 0.15 \text{ pg}$$

$$A = 0.824 \text{ pg}^2$$

$$W = 3.19 \text{ lb/pg}$$

$$I = 0.318 \text{ pg}^4$$

$$S = 0.3334 \text{ pg}^3$$

- - -

Peso $W_2 = 3.19 \text{ lb/pla} = 0.265 \text{ lb/pg.}$

La carga de viento es en este caso:

$$W_3 = 0.055 + \frac{0.055}{2} = 0.0825 \text{ lb/pg de bus.}$$

La carga resultante es entonces:

$$w_r = \sqrt{0.265^2 + 0.0825^2}$$

$$= \sqrt{0.070 + 0.0068}$$

$$= \sqrt{0.0768}$$

$$w_r = 0.278 \text{ lb/pg}$$

A esta carga corresponde un claro entre soportes de:

$$L^3 = \frac{0.384 \times 16 \times 10^6 \times 0.318}{0.278}$$

$$L = \sqrt[3]{7.04} \times 10^2 = 1.92 \times 10^2 = 192 \text{ pg} = 16 \text{ pies}$$

$$L = 4.86 \text{ m.}$$

El número de soportes necesario es:

$$\frac{56.00}{4.86} = 12 \text{ soportes por fase.}$$

Costo total del tubo:

$$W = 3.19 \times 170 = 541 \text{ lb} = 247 \text{ kg por fase.}$$

Costo: \$264.00 Dlls. por fase

= \$792.00 Dlls. en total

Finalmente, el costo total en moneda nacional será de:

\$ 6,800.00 pesos

Costo total de los aisladores:

$12 \times 1,530 = \$ 18,400.00$ pesos por fase
o sean \$ 55,100.00 pesos en total para las tres fases.

La suma de ambos costos es:

\$61,900.00 pesos

III.- Tubo de 2-1/2" nominal:-

$$\begin{aligned} D &= 2.875 \text{ pg} \\ d &= 2.500 \text{ pg} \\ e &= 0.1785 \text{ pg} \\ A &= 1.583 \text{ pg}^2 \\ W &= 6.120 \text{ lb/pie} \\ I &= 1.436 \text{ pg}^4 \\ S &= 0.999 \text{ pg}^3 \end{aligned}$$

Peso: $w_2 = 6.12 \text{ lb/pie} = 0.51 \text{ lb/pg,}$

Carga de viento:

$$\begin{aligned} w_3 &= 2 \times 0.055 + 0.0275 \\ &= 0.1375 \text{ lb/pg de bus} \end{aligned}$$

Carga resultante:

$$w_r = \sqrt{0.51^2 + 0.1375^2} = \sqrt{0.26 + 0.0187}$$

$$w_r = 0.59 \text{ lb/pg}$$

Claro correspondiente entre soportes:

$$L_3 = \frac{0.384 \times 16 \times 10^6 \times 1.436}{0.59}$$

$$L = \sqrt[3]{18.5} \times 10^2 = 2.66 \times 10^2 = 266 \text{ pg} = 22.2 \text{ pies}$$

$$L = 6.80 \text{ m.}$$

Número de soportes:

$$\frac{56.00}{6.80} = 8 \text{ soportes por fase}$$

Costo total del tubo:

$$W = 6.12 \times 170 = 1,040 \text{ lb} = 473 \text{ kg/fase}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo: } & \$508.00 \text{ Dlls/fase} = \$ 1,524.00 \text{ Dlls. Total} \\ & = \$13,000.00 \text{ pesos} \end{aligned}$$

Costo de los aisladores:

$$8 \times 1530 \times 3 = \$36,800.00 \text{ pesos}$$

Suma de costos totales de tubo y aisladores:

$$\underline{\underline{\$49,800.00 \text{ pesos}}}$$

IV.- Tubo de 3" nominal:-

$$D = 3.50 \text{ pg}$$

$$d = 3.062 \text{ pg}$$

$$e = 0.219 \text{ pg}$$

$$A = 2.257 \text{ pg}^2$$

$$W = 8.72 \text{ lb/pie}$$

$$I = 3.051 \text{ pg}^4$$

$$S = 1.743 \text{ pg}^3$$

$$\underline{\text{Peso:}} \quad W_2 = 8.72 \text{ lb/pie} = 0.73 \text{ lb/pg}$$

Carga de Viento:

$$w_3 = 3 \times 0.055 = 0.165 \text{ lb/pg de bus}$$

Carga resultante:

$$w_r = \sqrt{0.73^2 + 0.165^2} = \sqrt{0.532 + 0.027}$$

$$w_r = 0.72 \text{ lb/pg.}$$

Claro correspondiente entre soportes:

$$L_3 = \frac{0.384 \times 16 \times 10^6 \times 3.051}{0.75}$$

$$L = \sqrt[3]{25} \times 10^2 = 2.93 \times 10^2 = 293 \text{ pg} = 24.4 \text{ pies}$$

$$L = 7.45 \text{ m.}$$

Número de soportes:

$$\frac{56.00}{7.45} = 8 \text{ soportes por fase}$$

Costo total del tubo:

$$W = 8.72 \times 170 = 1,480 \text{ lb} = 674 \text{ Kg/fase}$$

Costo: \$720.00 Dlls. por fase

o sea, en total: \$2,160.00 Dlls. equivalentes a \$18,600.00 pesos.

Costo total de aisladores: $8 \times 1,530 \times 3 = \$36,800.00$ pesos

Suma de costos totales del tubo y aisladores:

\$ 55,400.00 pesos

V.- Tubo de 4" nominal:-

$$D = 4.5 \text{ pg}$$

$$d = 4.0 \text{ pg}$$

$$\begin{aligned}
 e &= 0.250 \text{ pg} \\
 A &= 3.33 \text{ pg}^2 \\
 W &= 12.90 \text{ lb/pie} \\
 I &= 7.563 \text{ pg}^4 \\
 S &= 3.361 \text{ pg}^3
 \end{aligned}$$

Peso: $W_2 = 12.90 \text{ lb/pie} = 1.07 \text{ lb/pg}$

Carga de viento:

$$W_3 = 4 \times 0.055 = 0.220 \text{ lb/pg de bus}$$

Carga resultante:

$$w_T = \sqrt{1.07^2 + 0.220^2} = \sqrt{1.15 + 0.048}$$

$$w_T = 1.10 \text{ lb/pg.}$$

Claro correspondiente entre soportes:

$$L^3 = \frac{0.384 \times 16 \times 10^6 \times 7.563}{1.10}$$

$$= \sqrt[3]{42.1} \times 10^2 = 3.5 \times 10^2 = 350 \text{ pg} = 29.1 \text{ pies}$$

$$L = 8.86 \text{ m.}$$

Número de soportes:

$$\frac{56.00}{8.86} = 7 \text{ soportes por fase}$$

Costo total del tubo:

$$W = 12.90 \times 170 = 2,198 \text{ lb} = 999 \text{ kg/fase}$$

Costo: \$1,068.00 Dlls./fase

o sean: \$3,204.00 Dlls. equivalentes a

\$27,800.00 pesos

Costo de los aisladores:

$7 \times 1500 \times 3 = \$32,300.00$ pesos

Suma de costos totales para tubo y aisladores:

\$ 60,100.00

Los resultados obtenidos, se pueden resumir en la siguiente gráfica (Figura No. 24) que muestra como abcisas los diámetros de tubo de cobre de categoría standard, y como ordenadas, los costos totales respectivos del bus incluyendo tubo y aisladores:

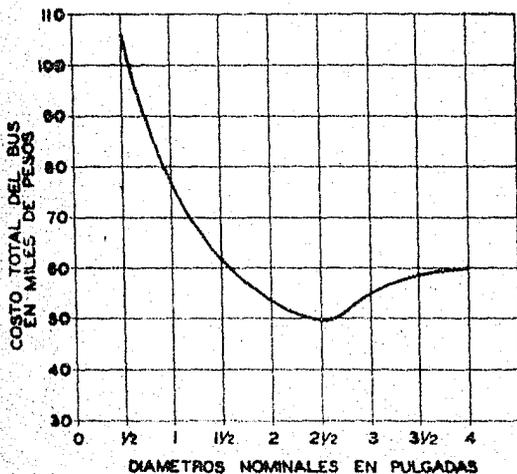
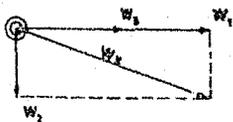


FIGURA Nº 24

GRAFICA DE COSTO DEL BUS TUBULAR
EN FUNCION DEL DIAMETRO

Llegamos entonces a la conclusión de que el diámetro más económico es el de 2-1/2". Veamos ahora si la instalación del bus con tubería de este diámetro es estable, es decir, si al aplicar la carga total W_R , el esfuerzo en el bus no sobrepasa la fatiga de trabajo. La carga total W_R vale en este caso:



$$\begin{aligned}
 W_R &= \sqrt{W_2^2 + (W_1 + W_3)^2} \\
 &= \sqrt{0.51^2 + (0.0309 + 0.1375)^2} \\
 &= \sqrt{0.26 + 0.0227}
 \end{aligned}$$

$$W_R = 0.53 \text{ lb/pg de bus.}$$

Aplicando la fórmula (11) para $S = 0.999 \text{ pg}^3$ y el claro L anteriormente obtenido de 226 pg, resulta un esfuerzo:

$$\begin{aligned}
 t &= \frac{W_R L^2}{8S} = \frac{0.53 \times 226^2}{8 \times 0.999} = \frac{0.53 \times 70,000}{7.992} \\
 &= 4,650 \text{ lb/pg}^2 < 14,000 \text{ lb/pg}^2
 \end{aligned}$$

Por consiguiente el bus está sobrado no sólo en capacidad de corriente (2,010 amp. a 30°C sobre un ambiente de 40°C) sino también mecánicamente. Podría aumentarse la longitud de los claros y reducir todavía más el número de soportes, pero entonces se tendrían deflexiones mayores de $\frac{L}{200}$, que es el valor máximo utilizado en la práctica.

Es preferible entonces dejarlo tal como está y llegar a la conclusión de que el bus de tubo con un diámetro nominal de 2-1/2" es el más conveniente para nuestro estudio.

Desde luego es evidente que el efecto corona en el bus disminuye en relación con el del tubo de 1/2" que es el diámetro que le corresponde por capacidad de corriente.

Para comprobar esto último, haremos el cálculo de pérdidas por efecto corona para los dos diámetros en cuestión 1/2 y 2-1/2":

TUBO DE 1/2" Ø:

$$r = \frac{0.840}{2} = 0.420 \text{ pg} = 1.07 \text{ cm.}$$

$$m = 1$$

$$K^{2/3} = 0.87$$

$$D = 550 \text{ cm.}$$

$$\therefore p_0 = 21.1 \times 0.87 \times 1 \times 1.07 \times 2.3 \log_{10} \frac{550}{1.07}$$

$$= 45.1 \log_{10} 515 = 45.1 \times 2.7404$$

$$= 124 \text{ KV al neutro}$$

$$\therefore \frac{p}{p_0} = \frac{133}{124} = 1.07$$

El factor F correspondiente es 0.040 y la pérdida es la siguiente:

$$C = \frac{20.9 \times 50 \times 133^2 \times 0.040 \times 10^6}{2.7404}$$

$$= 267,000 \times 10^6$$

$$= 0.267 \text{ KW por kilómetro y por conductor}$$

$$= 0.267 \times 0.056 = 0.015 \text{ KW por conductor}$$

$$= 0.045 \text{ KW en total}$$

que al año representa una pérdida de 400 KWH aproximadamente.

TUBO DE 2-1/2" Ø:

$$r = \frac{2.875}{2} = 1.437 \text{ pg} = 3.65 \text{ cm.}$$

$$\therefore p_0 = 21.1 \times 0.87 \times 1 \times 3.65 \times 2.3 \log_{10} \frac{550}{3.65}$$

$$= 154 \log_{10} 151 = 154 \times 2.1790$$

$$= 336$$

$$\therefore \frac{P}{P_0} = \frac{133}{336} = 0.4$$

al que corresponde un valor F de 0.007.

Entonces:

$$C = \frac{20.9 \times 50 \times 133^2 \times 0.007 \times 10^{-6}}{2.1790}$$

$$= 59,000 \times 10^{-6}$$

$$= 0.059 \text{ KW por kilómetro y por fase.}$$

$$= 0.0033 \text{ KW por fase}$$

$$C = 0.0099 \text{ KW totales.}$$

La pérdida por año es entonces de 87 KWH o sea 78% menor que en el caso anterior.

Una vez establecido el diámetro más adecuado, haremos la discusión sobre efecto superficial y caídas de voltaje reactivas.

Efecto Superficial.- Haciendo uso de las gráficas de efecto Kelvin encontramos que para un valor aproximado del radical $\sqrt{f/Rcd}$ de 70 y para el cociente $\frac{T}{D}$ de 0.06, el efecto es nulo o casi nulo o sea que la resistencia medida en corriente directa en el conductor no se altera al paso de la corriente alterna.

Caída Reactiva de Voltaje.- Los valores que intervienen en la fórmula (12) de caída parcial por inductancia interna del conductor son:

$$\mu = 10^{-7}$$

$$A_e = 6.42 \text{ pg}^2$$

$$A_0 = 4.87 \text{ pg}^2$$

$$A = 1.58 \text{ pg}^2$$

$$R_e = 1.437 \text{ pg}$$

$$R_0 = 1.250 \text{ pg}$$

$$\frac{L_i}{\mu} = 0.5 \left(\frac{6.42}{1.58} \right)^2 + 1.5 \left(\frac{4.87}{1.58} \right)^2 - 2 \frac{6.42 \times 4.87}{1.58^2} + 2 \left(\frac{4.87}{1.58} \right)^2 \log n \frac{1.437}{1.250}$$

$$= 0.5 \times 16.54 + 1.5 \times 9.45 - 2 \times 12.55 + 4.6 \times 9.45 \times 0.0607$$

$$= 8.27 + 14.18 - 25.10 + 2.68$$

$$\frac{L_i}{\mu} = 0.03$$

$$L_i = 0.03 \times 10^{-7} \text{ henry por pulgada de bus}$$

Para una corriente de 300 amp a la frecuencia de 50 cps, se produce una caída de:

$$E_1 = 2\pi \times 50 \times 300 \times 0.03 \times 10^{-7}$$

$$= 314 \times 9 \times 10^{-7}$$

$$E_1 = 0.000283 \text{ volts por pulgada y por fase}$$

$$= 0.0111 \text{ volts por metro y por fase}$$

Enseguida se calcula la caída de voltaje por inductancia externa.

Los valores que se aplican en la fórmula (13) son los siguientes:

$$r_{eq} = \sqrt{\frac{6.42}{3.1416}} = \sqrt{2.04} = 1.43 \text{ pg.}$$

$$r = 3.64 \text{ cm.}$$

$$D_{ab} = D_{bc} = 550 \text{ cm.}$$

$$D_{ac} = - - = 1,100 \text{ cm.}$$

$$I_a = 300 \angle 0^\circ \text{ amp}$$

$$I_b = 300 \angle 120^\circ \text{ amp}$$

$$I_c = 300 \angle 240^\circ \text{ amp}$$

$$K = 4.6 \times 10^{-7}$$

La inductancia derivada de la fórmula anterior, es para el conductor a :

$$\frac{L_e}{K} = \log_{10} \frac{1}{3.64} \angle 0^\circ + \log_{10} \frac{1}{550} \angle 120^\circ + \log_{10} \frac{1}{1100} \angle 240^\circ$$

$$= \bar{1}.4393 \angle 0^\circ + \bar{3}.2603 \angle 120^\circ + \bar{4}.9590 \angle 240^\circ$$

$$\begin{aligned}
&= -0.5607 \angle 0^\circ - 2.7399 \angle 120^\circ - 3.0410 \angle 240^\circ \\
&= 0.5607 \angle 180^\circ + 2.7399 \angle -60^\circ + 3.0410 \angle 60^\circ \\
&= -0.5607 + j0 + 1.3699 - j2.375 + 1.5205 + j2.63 \\
&= 2.3297 + j 0.255
\end{aligned}$$

$$\frac{L_e}{K} = 2.34 \angle 6^\circ 15'$$

Sustituyendo el valor de K y despejando la inductancia externa - L_e , se tiene:

$$L_e = 10.75 \times 10^{-7} \angle 6^\circ 15' \text{ henrys por metro,}$$

y la caída producida por esta inductancia al paso de $I = 300$ amp a la frecuencia $f = 50$ cps, es:

$$E_e = 314 \times 300 \times 10.75 \times 10^{-7} \angle 6^\circ 15'$$

En el conductor b , la inductancia externa L'_e , es:

$$\begin{aligned}
\frac{L'_e}{K} &= -0.5607 \angle 120^\circ - 2.7399 \angle 0^\circ - 2.7399 \angle 240^\circ \\
&= 0.5607 \angle -60^\circ + 2.7399 \angle 180^\circ + 2.7399 \angle 60^\circ \\
&= 0.2803 - j0.485 - 2.7399 + j0 + 1.3699 + j 2.375 \\
&= -1.0897 + j 1.890
\end{aligned}$$

$$\frac{L'_e}{K} = 2.19 \angle 119^\circ 52'$$

$$L'_e = 10.1 \times 10^{-7} \angle 119^\circ 52' \text{ henrys por metro}$$

La caída correspondiente, es:

$$\begin{aligned}
E'_e &= 314 \times 300 \times 10.1 \times 10^{-7} \angle 119^\circ 52' \\
&= 0.0958 \angle 119^\circ 52' \text{ volts por metro.}
\end{aligned}$$

Sumando las caídas por inductancia interna y externa, tenemos:

Conductores a y c

$$E_t = 0.0111 + 0.1015 = 0.1126 \text{ volts por metro}$$

Conductor b

$$E_t = 0.0111 + 0.0958 = 0.1069 \text{ volts por metro}$$

Caída total

$$\underline{(0.2252 + 0.1069) 56.00 = 19 \text{ volts.}}$$

La caída total es pues también de valor insignificante.

- - -

Aislamiento del Bus.- Como se mencionó al principio de la parte - referente a las estructuras de 230 KV, el aislamiento proyectado para el bus de Alta Tensión va a ser más alto que el que le corresponde de acuerdo con la coordinación de aislamiento en la subestación.

Esto es debido a que se desea dar el máximo de protección a esta - parte del equipo el cual es de importancia primordial para la transmisión ya que el bus une eventualmente en paralelo los dos circuitos. En esas - condiciones es fácil comprender que un rayo que caiga en él dejaría - - fuera de operación a la subestación.

Así pues, el bus debe estar en condiciones de resistir sobrevoltajes que provengan ya sea de fallas en el sistema, operación de interruptores o descargas eléctricas de la atmósfera.

El nivel básico de aislamiento será entonces de 1,300 KV cresta - que es el que sigue al de 1,050 KV cresta, según las normas de la A.S.A. Este nuevo nivel corresponde a una tensión nominal de 287 KV entre fases.

Para esta clase de voltaje, la fábrica Ohio Brass Co., ofrece columnas de aisladores para soporte de bus de las siguientes características:

Número de unidades por columna..... 8

Tensión de flameo a 60 cps

Seca..... 830 KV eficaz

Húmeda..... 755 KV eficaz

Prueba de tensión al impulso con

onda standard (1.5 x 40 microsegundos)

Onda Positiva 1,690 KV cresta

Onda Negativa..... 2,080 KV cresta

Prueba de tensión no disruptiva a 60 cps

Seca (1 minuto)..... 680 KV eficaz

Húmeda (10 seg.)..... 555 KV eficaz

Al impulso..... 1,525 KV cresta

Resistencia mecánica a la flexión

en cantilever..... 900 lb

Línea de escape superficial en cada

aislador..... 33 pg

Línea de flameo seco en cada aislador..... 14-3/4pg

Peso por unidad..... 82 lb

Altura de la Columna..... 3.15 m

- - -

Basándose en la prueba de tensión no disruptiva, que es la má.

servadora, encontramos que el valor de flaseo húmedo 555 KV es ligeramente inferior al producto $3.5 \times 166 = 580$ KV. Este producto señala el sobrevoltaje máximo que puede ocurrir suponiendo que exista protección adecuada por pararrayos y que la conexión del neutro a tierra es efectiva en el sistema; 166 KV es la tensión al neutro, para un sistema que opera a 237 KV. Como la tensión al neutro en nuestro caso es de 123 KV, ese valor de prueba que garantiza el fabricante es más que suficiente para dar protección adecuada contra sobrevoltajes de 3.5 veces el voltaje de operación al neutro, en condiciones de humedad atmosférica.

Asimismo, la tensión de prueba no disruptiva con impulso de onda standard, es superior (1,525 KV) al valor exigido (1,300 KV) del nivel que se señaló para el bus.

La altura del bus estará formada por la altura propia de la columna 3.15 m, incluyendo la mordaza de sujeción del tubo, y la altura de la base, que como se explicó para el bus bajo de 85 KV, varía entre 2.00 y 2.50 m. Como aquí no tenemos limitación en cuanto a altura, conviene dar la mayor posible para seguridad del personal que entre al terreno del bus estando éste en operación.

La altura total resulta entonces:

$$3.15 + 2.40 = 5.55 \text{ m.}$$

Las columnas estarán provistas de un cable de calibre 3/0 para conexión a tierra con el objeto, como ya se dijo, de tener en la base un potencial cero efectivo y uniformizar las características transversales de las columnas mejorando así su eficiencia de aislamiento y sobre todo, para dar seguridad al personal de la subestación.

Estructura para los Transformadores.- Después de discutir la localización y diseño de los buses de Alta y Baja Tensión, se presenta el -- problema de la conexión de los bancos de transformadores a dichos buses.

Siendo transformadores monofásicos, su interconexión debe hacerse en el exterior a fin de formar la Δ en Baja y la Y con neutro a tierra en Alta Tensión, teniéndose pues, tres y cuatro hilos respectivamente. Los tres hilos del primario forman un bus auxiliar del tipo común. En el se cundario, se tiene una disposición especial que se detallará más adelante.

Los conductores de estos buses pueden ser tubulares o de cable; - los primeros tienen las ventajas ya mencionadas en el estudio de los buses generales y la gran desventaja de que su instalación requeriría estructuras muy grandes para su soporte por exigirlo así las dimensiones - de los transformadores. En cambio, el uso de cable significa economía en estructuras puesto que por su naturaleza flexible puede ser anclado entre dos estructuras extremas por medio de mordazas o clemas de tensión, - evitándose así la instalación de soportes intermedios.

Además, aquí no se tiene el problema de alta concentración de corriente como en los otros buses, ya que un bus auxiliar sólo lleva la corriente de un banco, sin importar entonces que su distribución en el seno del cable no sea uniforme como en el tubo.

Finalmente, por la misma tensión a que se sujeta el cable en sus - extremos, que es muy grande para lo relativamente pequeño del claro, hace que no sea afectado por los corto-circuitos ni tenga balanceos apreciables a causa del viento.

Por estas razones haremos el estudio de estos buses auxiliares - - constituidos por cable de cobre y diseñados solo por capacidad de corriente.

Buses Auxiliares de 85 KV. - La longitud de estos buses está determinada por la separación física que debe existir entre los transformadores y - además, en nuestro caso, por la forma de conexión de los puentes, que - vienen del Bus General de 85 KV. Explicaremos esto mediante el siguiente esquema (Figura No. 25).

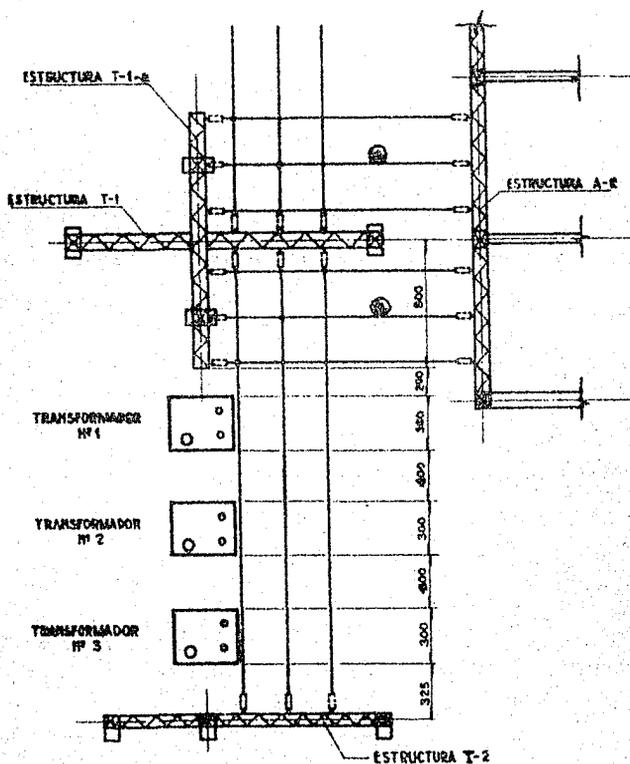


FIGURA Nº 25

DISPOSICION DEL EQUIPO EN LA CONEXION DEL BUS GENERAL AL BUS AUXILIAR DE 85 KV

La estructura T-1-a sirve para rematar los puentes (a) de la estructura A-2, debiendo quedar ambas estructuras al mismo nivel. Como esta estructura es insuficiente para librar a los transformadores, estos tendrán que colocarse más allá del radio de acción de dichos puentes, a partir

de la posición del transformador 1, cumpliendo así con los requisitos de espaciamento entre partes vivas.

Entonces para determinar la longitud del bus auxiliar del banco No. 1, hay que tomar en cuenta no sólo la separación entre transformadores, sino también la longitud de la estructura de remate T-1-a, la cual está fija a su vez por el espaciamento entre los puentes de conexión (a).

Como este espaciamento es de 3.00 m, y la estructura comprende los puentes de los dos bancos, su longitud total puede fijarse en 16.00- m colocándose simétricamente sobre el eje X-X' de la subestación.

La longitud del bus auxiliar del banco No. 1 es entonces de 33.25- m incluyendo:

Mitad de la estructura T-1-a.....	8.00 m.
Espaciamento entre transformadores,	
4.00 m. entre ellos.....	8.00 m.
Ancho de los transformadores (3.00 m. c/u).	12.00 m.
Distancia entre los transformadores extremos y	
Estructura T-1-a.....	2.00 m.
Estructura T-2.....	<u>3.25 m.</u>
TOTAL.....	33.25 m.

Para las distancias de partes vivas entre sí y tierra se ha tomado en cuenta que el mínimo permisible para 115 KV es 64 y 47 pulgadas respectivamente. Sobre estos valores mínimos se han escogido otros superiores a fin de tener no sólo mayor seguridad sino también una disposición del equipo bien espaciada para facilidad de maniobras y buena apariencia, limitadas desde luego por el terreno y el costo de las estructuras.

La corriente primaria en un banco de transformadores es, según hemos visto, de 750 amp cuando el otro se halla fuera de servicio (Caso b).

A esta corriente corresponde un cable de cobre de las siguientes características:

Calibre del conductor A.W.G.....	500,000 CM
Número de hilos.....	37
Diámetro exterior.....	0.814 pg
Capacidad de corriente aproximada.....	842 amp
Resistencia a 50 cps, en ohms por conductor y por milla a 50°C.....	0.130

Entonces, serán necesarios 33.25 m. x 3 = 99.75 m. de cable de cobre de las características anteriores para la conexión de los transformadores del banco No. 1, y una cantidad igual para el banco No. 2.

La selección de los aisladores necesarios en el bus se hace mediante las siguientes consideraciones:

Nivel Básico de Aislamiento al Impulso en la Subestación.

(Onda Standard 1.5 x 40 ms.- Lado de Baja Tensión)

550 KV cresta - Corregido a las condiciones atmosféricas de Jacksonville.

A esta tensión de prueba, corresponde una cadena de 6 aisladores - de disco (tipo de suspensión). Como las cadenas van a trabajar a la tensión, conviene añadirle dos más para aumentar la línea de flameo húmedo, con lo cual se tienen 8 aisladores.

La tensión de operación al neutro, es:

$$115 / \sqrt{3} = 66.6 \text{ KV}$$

La tensión de flameo húmedo en los aisladores debe ser igual o mayor a 3.5 veces la tensión de operación al neutro (normas A.I.E.E.) o sea igual o mayor a:

$$3.5 \times 66.6 = 230 \text{ KV.}$$

Las tablas señalan que para una cadena de ocho aisladores, la tensión de flameo húmedo es de 340 KV a 60 cps. Por consiguiente, estamos - más arriba del límite inferior permisible.

La tensión de flameo seco está especificado en:

500 KV eficaces.

En resumen, las características de la cadena de 85 KV, son:

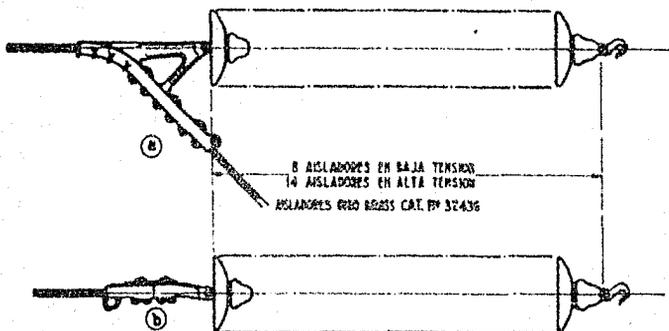
Número de aisladores por cadena.....	8
Nivel básico de aislamiento.....	550 KV cresta
Tensión de flameo húmedo.....	340 KV eficaz
Tensión de flameo seco.....	500 KV eficaz
Dimensiones del aislador por disco.....	10" x 5-3/4"

La sujeción de las cadenas de aisladores se hace en las estructuras por medio de un gancho que entra en un tornillo con ojo fijo en la estructura. En el extremo contrario, la cadena es unida al cable por una mordaza o ~~clena~~ especial de tensión (Figura No. 26).

El número total de aisladores en cada bus auxiliar será de:

$$8 \times 2 \times 3 = 48$$

Conexión de los Transformadores en el lado de 230 KV.- El espaciamento necesario entre conductores que operan a esta tensión, haría antieconómico el uso de un bus auxiliar dispuesto en la misma forma que el de Baja Tensión. En efecto, si se colocaran los conductores horizontalmente habría que extender la estructura de soporte, aumentando mucho su costo. - Lo mismo sucedería si se dispusieran los conductores en un plano vertical ya que entonces la estructura se extendería hacia arriba, teniendo -



- (a) MORDAZA PARA BAJADA DE CABLE
- (b) MORDAZA SENCILLA

FIGURA Nº 26
CADENAS DE AISLADORES

que reforzarse y resultando también muy costosa.

Entonces tendrá que prescindirse de un bus auxiliar de la forma conocida y conectar individualmente cada bushing de Alta Tensión en forma directa hasta el bus de 230 KV. En cuanto al neutro, por ser un conductor común, deberá extenderse en la misma forma que los conductores de 85 KV desde la estructura T-2 hasta la T-1 y de esta a la T-3.

Ahora bien, como en caso de que un transformador tenga que salir fuera de servicio, es muy importante el que sea sustituido a la mayor brevedad, habrá que instalar un conductor extra que corra también entre las estructuras extremas paralelo al del neutro y sobre el cual se haga la conexión por un lado del transformador extra y por el otro, de la salida individual del transformador que se sustituye.

El siguiente esquema ilustra esta disposición (Figura No. 27) :

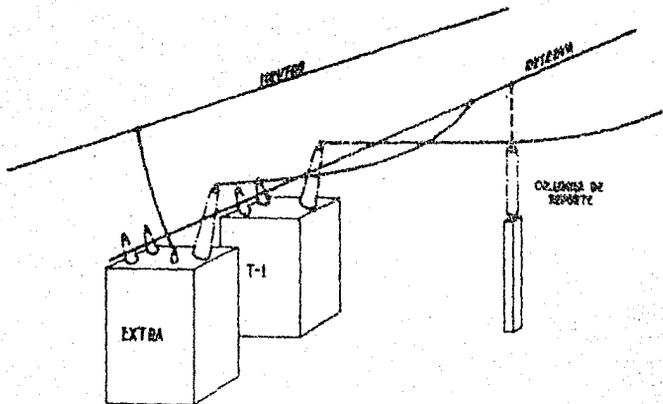


FIGURA Nº 27

CONEXION DEL TRANSFORMADOR EXTRA EN ALTA TENSION

La corriente máxima que llevará este conductor de reserva es de 300 amp tal como se estableció para el bus tubular de Alta Tensión. A esta corriente correspondería un cable de cobre de calibre 2/O A.W.G., pero como la pérdida por corona para este conductor a la tensión de 133 KV al neutro, es ya considerable (aproximadamente \$1,000.00 al año) es mejor utilizar un calibre mayor que, aunque de costo inicial más grande, resulta económico con el transcurso del tiempo.

De acuerdo con lo anterior, señalaremos el calibre de 954,000 CM- en cable de aluminio, reforzado con acero (A C S R), como el más indicado, por ser el que será utilizado en la construcción de la línea y el cual lógicamente debe ser prologado desde las torres de dicha línea hasta el equipo de la subestación. La longitud del conductor de reserva, será de 31.50 m para cada banco o sea 63 m en total.

Aislamiento del conductor.- El nivel básico de aislamiento en Alta Tensión es 1,050 KV.

Ajustando el aislamiento del bus auxiliar a este nivel, se encuentra que es necesario el uso de 12 aisladores en cada cadena. Agregando 2 más para dar mayor longitud a la línea de flameo húmedo, resultan 14 aisladores en total.

Para verificar si la cadena en cuestión tiene un voltaje de flameo húmedo suficiente recurrimos a las tablas de los fabricantes las cuales señalan un valor de 560 KV eficaces a 60 cps para dicha tensión.

El voltaje de operación al neutro es:

$$230 / \sqrt{3} = 133 \text{ KV}$$

Por otra parte, el producto $3.5 \times 133 = 465$ KV ef. indica el valor mínimo permisible de la tensión de flameo húmedo para este tipo de cadena. Comparándolo con el especificado por los fabricantes, vemos que está diseñado con un margen amplio de seguridad.

Las características de aislamiento resumidas, son:

Número de aisladores por cadena..... 14
Nivel básico de aislamiento al impulso
corregido a las condiciones actuales..... 1,050 KV cresta
Tensión de flameo húmedo a 60 cps..... 560 KV eficaz
Tensión de flameo seco a 60 cps..... 830 KV eficaz

El número necesario de aisladores para el conductor de reserva en los dos bancos, será de:

$$14 \times 2 \times 2 = 56 \text{ aisladores}$$

Calibre del Conductor Neutro.- Considerando que en un momento dado, por el conductor neutro circula la misma corriente que va a las fases, su calibre deberá ser el mismo que tiene el conductor de reserva, o sea el de 954,000 CM, ya que se utilizará por economía el mismo cable de

aluminio en la línea.

Aislamiento del Conductor Neutro.- El nivel básico de aislamiento en el conductor neutro, deberá estar de acuerdo con el nivel respectivo que se estableció para el neutro de los transformadores, y el cual es de 110 KV cresta al impulso, correspondiente a una designación de voltaje de 15 KV.

Para el voltaje cresta de prueba arriba citado es necesario una cadena de dos aisladores, que será aumentada a cuatro ya que va a trabajar horizontalmente a la tensión y necesita una mayor línea de flameo.

Las características de la cadena serán:

Número de aisladores de disco por cadena.....	4
Nivel básico de aislamiento al impulso	
Onda Standard.....	500 KV cresta
Tensión de flameo a 60 cps	
Húmedo.....	190 KV ef.
Seco.....	280 KV ef.

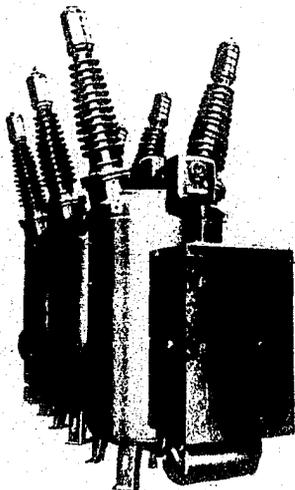
En total habrá $4 \times 2 \times 2 = 16$ aisladores para el conductor neutro en los dos bancos.

I N T E R R U P T O R E S

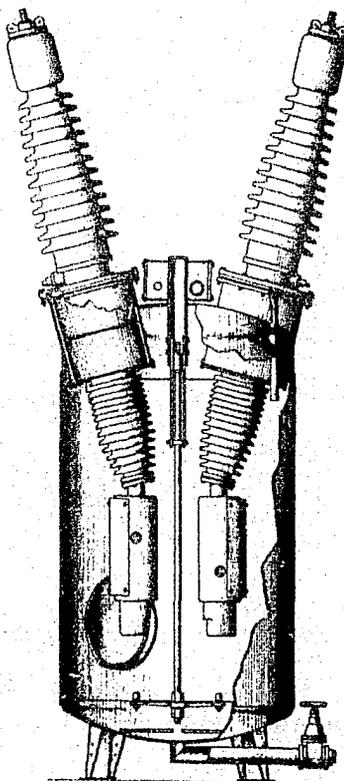
El interruptor es un dispositivo mecánico diseñado para abrir o cerrar circuitos de potencia. Este aparato constituye una parte muy importante del sistema de transmisión ya que la protección, estabilidad y continuidad de servicio en el sistema dependen en gran parte de la eficiencia de su operación.

Aunque existen varios tipos de interruptores atendiendo al medio utilizado para extinguir el arco (aceite, gas, aire) nosotros trataremos el caso de interruptores en baño de aceite, por ser el tipo más común, de características bien definidas y por estar aceptado su uso en los sistemas más eficientes del mundo. Las normas de diseño y selección de interruptores están dadas por la A.S.A. de Estados Unidos de Norteamérica y serán mencionadas al aplicarlas al caso que nos ocupa.

El interruptor en aceite consiste esencialmente de tres unidades polares conectadas mecánicamente de modo que operen simultáneamente como interruptor trifásico. El dispositivo de operación para abrir es generalmente eléctrico y el de cerrar puede ser de dos tipos: eléctrico o neumático, y se encuentra en un gabinete adyacente a la unidad polar No. 1. (Figura No. 28 a) La apertura y el cierre con dispositivo eléctrico, se efectúan por bobinas de C.D. que reciben la señal respectiva ya sea de los relevadores de protección o del tablero de control. El dispositivo neumático de cierre actúa mediante el aire que almacena una compresora con motor C.A., en dos tanques de acero. El aire es controlado por una válvula maestra gobernada a su vez por una bobina auxiliar de C.D. que recibe la señal de cierre desde el tablero.



a).- Interruptor trifásico
de 115 KV.



b).- Corte de una unidad polar
de 115 KV.

Figura No. 28.

Cada unidad polar (figura No. 28 b), está compuesta de:

- 10.- Un tanque cilíndrico hecho con placa de acero.
- 20.- Dos boquillas o bushings del tipo de condensador, colocadas en la parte superior del tanque y sujetas al mismo por bridas apropiadas.
- 30.- Dos cámaras de explosión o interruptoras, suspendidas - cada una de la parte inferior interna de cada bushing.
- 40.- Un brazo con los contactos móviles y el cual, en la posición de cierre conecta las dos cámaras interruptoras.
- 50.- Un mecanismo de palancas para accionar el brazo de contactos móviles.

Además, el interruptor puede traer como accesorios transformadores de corriente tipo bushing para medición o protección instalados en cámaras especiales a la altura de la brida de sujeción del bushing y transformadores de potencial en gabinetes colocados en las paredes exteriores de los tanques y conectados al bushing.

Una vez fijada la posición del interruptor de acuerdo con el esquema de la subestación (interruptor de línea, interruptor de banco o interruptor de cambio o amarre) sus características de operación se determinan por la potencia de corto-circuito que debe ser interrumpida en ese lugar.

El valor total de la falla ya sea trifásica o entre fase y tierra, se encuentra por métodos que pueden ser muy laboriosos y sujetos a muchas posibilidades de error por trabajarse con impedancias en forma de números complejos. Se emplea también a veces un método simplificado utilizando reactancias y propuesto por el Comité de Dispositivos de Protección del A.I.E.E. Finalmente, por medio de un aparato llamado Analizador de Redes Eléctricas, se puede obtener ese valor de corto-circuito reproduciendo -

el sistema en miniatura con dicho aparato. La utilidad y exactitud de este método, sobre todo para sistemas interconectados es muy grande.

De cualquier modo, el problema consiste en calcular la impedancia- (o la reactancia si se usa el método simplificado) del sistema en el punto de la falla, a partir de los valores correspondientes de Z o X del resto del sistema, referidos a una potencia base en KVA.

El valor de corto-circuito se obtiene entonces por una de las siguientes fórmulas en el método simplificado:

$$P_{cc} = \frac{P_B}{X_s} \quad \text{KVA para fallas trifásicas} \quad (15)$$

o bien:

$$P_{cc} = \frac{3P_B}{X_{s1} + X_{s2} + X_{s0}} \quad \begin{array}{l} \text{KVA para fallas monofásicas} \\ \text{a tierra} \end{array} \quad (16)$$

en las cuales:

P_B = Potencia base en KVA.

X_s = Reactancia del sistema en el punto de falla por unidad referida a la base anterior.

$X_{s1} = X_s$ = Reactancia de secuencia positiva, por unidad.

X_{s2} = Reactancia de secuencia negativa, por unidad.

X_{s0} = Reactancia de secuencia cero, por unidad.

Las tres reactancias referidas a la potencia base escogida.

La determinación de la potencia de corto-circuito en el bus de 85-V de Jacksonville fué hecha por el personal técnico de la Compañía de Luz utilizando el analizador mencionado anteriormente, tomando como datos las reactancias actuales del sistema e incluyendo además las futuras aplicaciones en la capacidad del mismo, tanto por la Compañía de Luz como

por la Comisión Federal de Electricidad. El resultado obtenido fué el siguiente:

La corriente de corto-circuito monofásico a tierra es menor que la corriente por fase de corto-circuito trifásico. Es decir, que el corto-circuito trifásico equilibrado es el que determinará las características de los interruptores ya que aunque una falla trifásica sea mayor hay la posibilidad de que la corriente de fase a tierra sea superior a la corriente por fase en aquella. En este último caso, lo que indicaría la capacidad de ruptura del interruptor sería la falla de fase a tierra.

La razón de esa menor corriente de corto-circuito monofásico a tierra estriba en el valor comparativamente alto que alcanza la reactancia de secuencia cero en esta subestación pues tanto las líneas de transmisión como la conexión en delta en la Baja Tensión de los transformadores, contribuyen a elevar dicho valor de reactancia y por consiguiente a disminuir la componente de corriente de secuencia cero.

Los valores de corriente de falla trifásica y con los que el sistema contribuye al corto circuito en el bus de 85 KV de Jacksonville, desde varios puntos del mismo sistema, están descritos al final de la sección "Interruptores". La potencia base escogida fué la de 20,000 KVA.

A fin de dar una idea del proceso seguido para encontrar el corto-circuito trifásico por el método simplificado y al mismo tiempo verificar el resultado obtenido en el analizador, calcularemos dicha falla a partir de los datos de corto circuito trifásico en el bus de 85 KV de Cerro Gordo y en el bus de 85 KV de Planta Nueva y que son respectivamente:

$$Pcc_1 = 2,020 \text{ MVA en Cerro Gordo}$$

y

$$Pcc_2 = 364 \text{ MVA en Planta Nueva.}$$

ambos referidos a la potencia base de 20,000 KVA.

Las reactancias en por ciento del sistema en la parte que va de Necaxa a Cerro Gordo por un lado y de Necaxa a Planta Nueva por el otro están anotados en el diagrama de la figura No. 29.

I.- Reactancia equivalente de los circuitos de 230 KV de Jacksonville a Cerro Gordo incluyendo bancos de transformadores terminales:

Bancos de Jacksonville.....	1.000
Líneas de transmisión.....	1.055
Bancos de Cerro Gordo.....	<u>1.00</u>
	3.055

$$\underline{\underline{X_L = 3.055}}$$

II.- Reactancia equivalente de Planta Nueva a Jacksonville.

a).- Reactancia en el bus de 85 KV de Planta Nueva:

$$x = \frac{20,000}{364,000} = 0.055 = 5.50\%$$

Líneas de Planta Nueva a Km 110:

$$\frac{5.23 \times 4.84}{5.23 + 4.84} = 2.52\%$$

Líneas Km 110 El Carmen: - - - - - 1.14%

Reactancia total de Planta Nueva a El Carmen:

$$\underline{\underline{5.50 + 2.52 + 1.14 = 9.16\%}}$$

b).- Futura Planta de los Reyes.

Generadora.....	36.00
Banco de Transformadores..	5.40

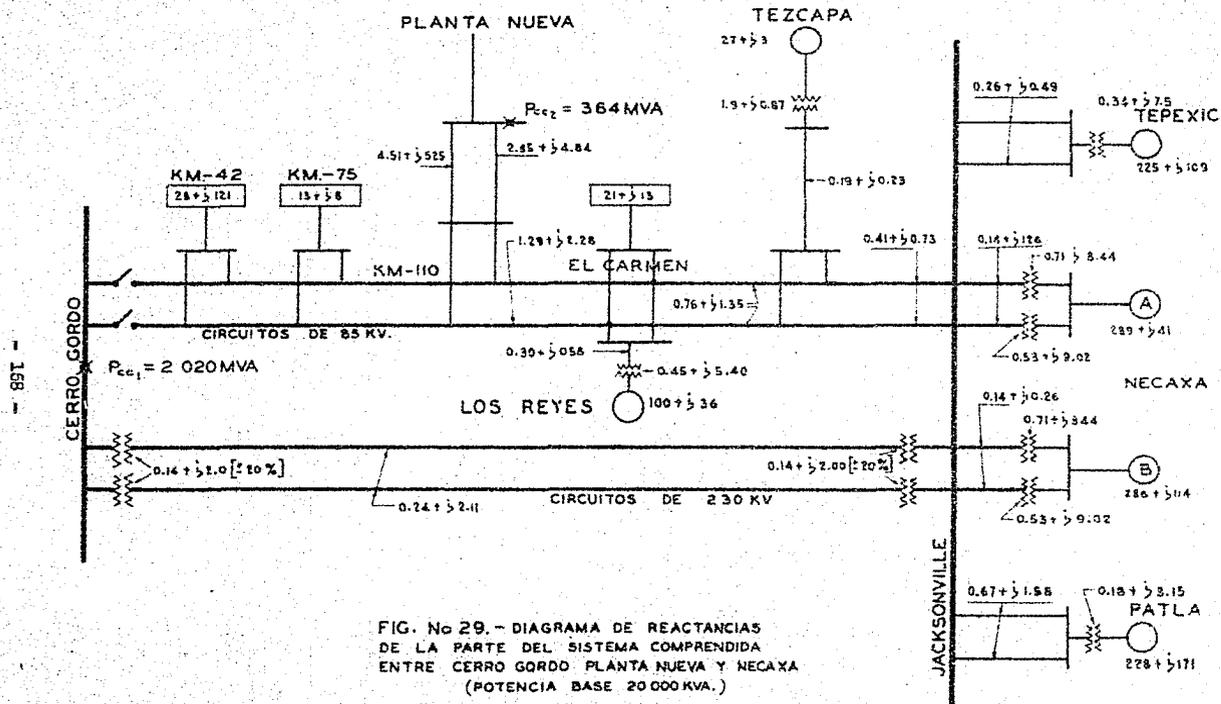


FIG. No 29. - DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE LA PARTE DEL SISTEMA COMPRENDIDA ENTRE CERRO GORDO PLANTA NUEVA Y NECAXA (POTENCIA BASE 20 000 KVA.)

Línea Los Reyes-El Carmen.. 0.58

TOTAL - - - - - 42.00

c).- Reactancia total de Planta Nueva a El Carmen incluyendo la -
planta de Los Reyes:

$$\frac{42 \times 9.16}{42 + 9.16} = 7.525$$

Línea El Carmen - Km 153 - - - 0.675

Total hasta el Km 153 - - - - - 8.200

d).- Reactancia de la Planta de Tezcapa.

Generadora..... 3.00

Banco de Transformadores..... 0.87

Línea Tezcapa - Km 153..... 0.23

TOTAL - - - - - 4.10

e).- Reactancia total hasta el Km 153 incluyendo Tezcapa:

$$\frac{8.2 \times 4.1}{8.2 + 4.1} = 2.735$$

Línea Km 153-Jacksonville: 0.365

TOTAL - - - - - 3.100

f).- Reactancia total de Planta Nueva a Jacksonville:

$$\underline{\underline{X_p = 3.10}}$$

III.- a).- Reactancia del sistema Necaxa A (Circuitos Nos. 1 y 2):

Generadores..... 41.00

Bancos Nos 1 y 2: $\frac{8.44 \times 9.02}{8.44 + 9.02} = 4.36$

Líneas Necaxa - Jacksonville.... 0.13

TOTAL - - - - - 45.49

b).- Sistema Necaxa B (Circuitos Nos. 3 y 4):

Generadores.....	114.00
Bancos Nos. 3 y 4.....	4.36
Líneas Necaxa - Jacksonville.....	<u>0.13</u>
TOTAL - - - - -	118.49

c).- Reactancia equivalente de la planta de Necaxa:

$$\frac{45.49 \times 118.49}{45.49 + 118.49} = 33$$

d).- Planta de Tepexic:

Generadora.....	109
Bancos de Transformadores.....	7.5
Líneas Tepexic - Jacksonville.....	<u>0.25</u>
TOTAL - - - - -	116.75

e).- Planta de Patla:

Generadora.....	171
Bancos de Transformadores.....	3.15
Líneas Patla - Jacksonville.....	<u>0.79</u>
TOTAL - - - - -	174.94

f).- Reactancia equivalente de Tepexic y Patla:

$$\frac{116.75 \times 175}{291.75} = 69.7$$

g).- Reactancia total de la zona de Necaxa:

$$\frac{33 \times 69.7}{102.7} = 22.4$$

$$\underline{\underline{x_n = 22.4}}$$

IV.- Corto circuito trifásico equilibrado en el bus de 35 KV de Cerro Gordo.

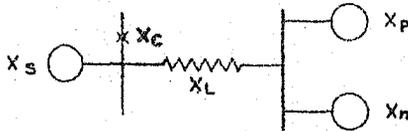
$$2,020 \text{ MVA} = 2,020,000 \text{ KVA}$$

La reactancia del sistema es en ese punto, de:

$$x_c = \frac{20,000}{2,020,000} = 0.0099 = 0.99 \%$$

referida a la potencia base de 20 MVA.

El diagrama que representa al sistema para esas condiciones es:



siendo \$X_s\$ la reactancia equivalente de la parte del sistema situada al oeste de Cerro Gordo, es decir la que no incluye Necaxa y Planta Nueva.

La reactancia combinada de estas dos últimas zonas añadida a la de las líneas de transmisión a 230 KV nos da el siguiente valor:

$$X_N = X_p \parallel X_n = \frac{3.1 \times 22.4}{3.1 + 22.4} = 2.70$$

$$X_N + X_L = 2.70 + 3.055 = 5.755$$

Por otra parte:

$$X_c = X_s \parallel (X_N + X_L)$$

$$0.99 = \frac{5.755 X_s}{5.755 + X_s}$$

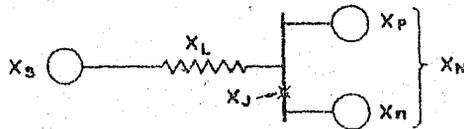
$$5.70 + 0.99 X_s = 5.755 X_s$$

$$4.765X_s = 5.70$$

$$\underline{\underline{X_s = 1.19}}$$

quedando entonces dividida la reactancia del sistema en Cerro Gordo, X_c , en sus dos componentes principales, la reactancia correspondiente a las zonas de Necaxa y Planta Nueva, $X_N + X_L$ y la del resto del sistema X_s . Con esta última como punto de partida, encontremos la reactancia del sistema en el bus de Baja Tensión de nuestra subestación, de la siguiente manera.

V.- Obtención del corto circuito trifásico equilibrado en Jacksonville.



$$X_J = (X_s + X_L) \parallel X_N$$

En donde:

$$X_s + X_L = 1.19 + 3.055 = 4.245$$

$$X_N = 2.70$$

$$X_J = \frac{4.245 \times 2.70}{4.245 + 2.70} = 1.62\%$$

$$\underline{\underline{X_J = 0.0162}}$$

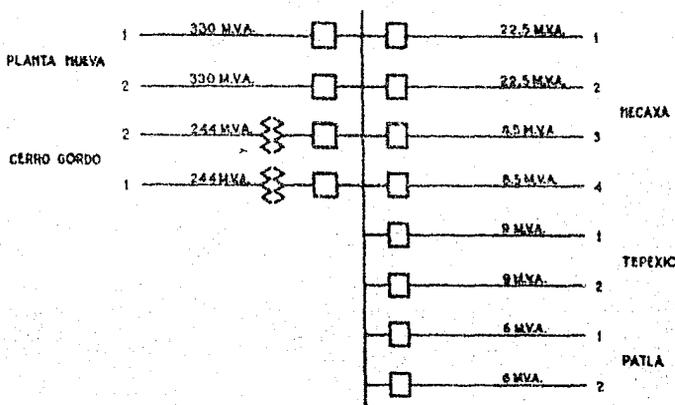
El corto circuito en el bus es entonces de:

$$P_{cc} = \frac{20,000}{0.0162} = 1,240,000 \text{ KVA}$$

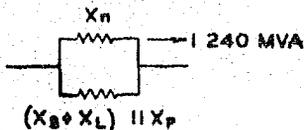
$$P_{cc} = \underline{\underline{1,240 \text{ MVA}}}$$

Ahora es necesario hacer la subdivisión de esta potencia de falla en partes inversamente proporcionales a la reactancia propia de cada línea co-

nectada al bus, para saber con qué cantidad contribuye cada una de ellas, al corto circuito.



Dividimos primero la potencia total en dos partes P_n y P_s correspondientes respectivamente a la que viene de la zona de Necaxa (Necaxa, Tepexic y Patla) y a la que viene de Planta Nueva y Cerro Gordo.



$$(X_s + X_L) \parallel X_p = \frac{4.245 \times 3.1}{4.245 + 3.1} = 1.78$$

$$X_n = 22.4$$

$$P_n = \frac{1.78 \times 1,240}{1.78 + 22.4} = 92 \text{ MVA}$$

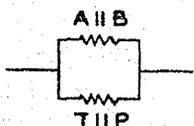
$$P_s = \frac{22.4 \times 1,240}{24.18} = 1,148 \text{ MVA}$$

La potencia aportada por Necaxa, se divide ahora en sus componen--

tes respectivas:

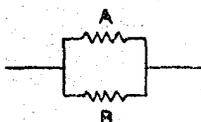
$$\text{Necaxa A} \parallel \text{Necaxa B} = 69.7$$

$$\text{Tepexic} \parallel \text{Patla} = 33.0$$



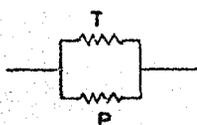
$$P_{A||B} = \frac{69.7 \times 92}{102.7} = 62 \text{ MVA}$$

$$P_{T||P} = \frac{33 \times 92}{102.7} = 30 \text{ MVA}$$



$$P_A = \frac{118.49 \times 62}{163.98} = 45 \text{ MVA} = 22.5 \text{ MVA por línea}$$

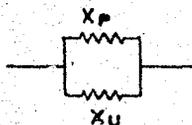
$$P_B = \frac{45.49 \times 62}{163.98} = 17 \text{ MVA} = 8.5 \text{ MVA por línea}$$



$$P_T = \frac{175 \times 30}{291.75} = 18 \text{ MVA} = 9 \text{ MVA por línea}$$

$$P_P = \frac{116.75 \times 30}{291.75} = 12 \text{ MVA} = 6 \text{ MVA por línea}$$

Por otra parte, se tiene para Planta Nueva y Cerro Gordo:



$$P_p = \frac{4.245 \times 1148}{7.345} = 660 \text{ MVA} = 330 \text{ MVA por línea}$$

$$P_u = \frac{3.1 \times 1148}{7.345} = 488 \text{ MVA} = 244 \text{ MVA por línea}$$

respectivamente.

Suponiendo un corto circuito en cualquiera de las líneas, por ejemplo, en la Planta Nueva No. 1, la potencia que debe ser interrumpida es de

$$1,240 - 330 = 910 \text{ MVA}$$

ya que los 330 MVA de la línea afectada no pasan por el interruptor.

De manera semejante, se encuentran las potencias en los demás interruptores, resultando los valores siguientes:

Planta Nueva 2:	910	MVA		
Cerro Gordo 1 y 2:	996	MVA		
Necaxa 1 y 2:	1,217.5	MVA	cada una	
Necaxa 3 y 4:	1,231.5	MVA	"	"
Tepexic 1 y 2:	1,231	MVA	"	"
Patla 1 y 2:	1,234	MVA	"	"

Por consiguiente el corto circuito trifásico más intenso es en las líneas de Patla. Sobre este dato se hará la selección de todos los interruptores de Baja Tensión.

Las capacidades de ruptura comerciales para interruptores de 115 KV son 1,500 MVA y 3,500 MVA. El tiempo de operación varía de 2 a 8 ciclos.

Escogeremos un valor medio de tiempo de operación de 5 ciclos, al cual se aplica un factor de corrección de 1.1 según la tabla IX. Dicho factor representa la relación entre el valor eficaz de la corriente total en el instante en que comienzan a abrirse los contactos del interruptor y el valor eficaz inicial de la corriente simétrica.

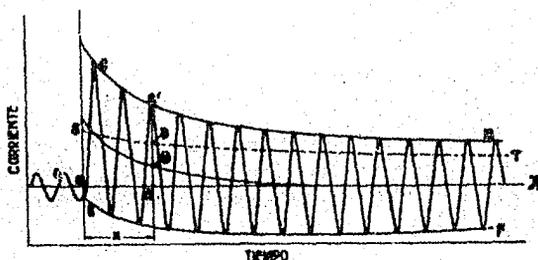


FIGURA Nº 30
ONDA DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Las distintas fases del corto-circuito con sus correspondientes valores de corriente en función del tiempo, están señalados en la figura - No. 30. De aquí se derivan los factores mencionados.

$\overline{0-X}$ = Línea de corriente cero.

$\overline{a-O}$ = Onda de corriente antes de la falla.

$\overline{C-M}$ = Curva envolvente sobre los valores máximos de la onda de corriente total.

$\overline{E-F}$ = Curva envolvente sobre los valores mínimos de la onda de corriente total.

$\overline{A-B}$ = Componente de corriente directa, en el tiempo x .

$\overline{B-C} = \overline{A-C'} - \overline{A-B}$ = Componente de corriente alterna, en el tiempo x .

$\overline{S-T}$ = Curva de valores eficaces de la componente alterna.

$\overline{B-D}$ = Valor eficaz de la componente alterna, en el tiempo x .

$\sqrt{\overline{A-B}^2 + \overline{B-D}^2}$ = Valor eficaz de la corriente total.

Tabla IX.- Factores de Corrección Aplicados a la Capacidad de Ruptura.

A. Capacidad de Ruptura.

Caso General: Interruptores de 8 ciclos o más....	1.0
" " 5 " " "	1.1
" " 3 " " "	1.2
" " 2 " " "	1.4

B. Esfuerzos Mecánicos y Corriente Momentánea en Interruptores.

Caso General:.....	1.6
--------------------	-----

Para determinar los factores de la tabla anterior se supuso que los interruptores permiten el empleo de relevadores de alta velocidad, escogiéndose los tiempos de iniciación de la apertura de contactos bajo esta base. Así pues para 5 ciclos de operación del interruptor corresponden 3 ciclos de tiempo de iniciación de apertura, o de llegada de señal del relevador. El tiempo total en que es aislada la falla es por consiguiente de 8 ciclos.

La potencia de falla calculada es entonces corregida, dando un valor de:

$$\underline{1,234 \times 1.1 = 1,357 \text{ MVA}}$$

para el cual deberá asignarse un interruptor de 1,500 MVA como solución inmediata. Sin embargo, la Compañía de Luz, previendo el gran aumento futuro de potencia en el sistema eligió interruptores con capacidad de ruptura de 3,500 MVA. En realidad el margen que hay entre la potencia de falla calculada y la de diseño de 1,500 MVA es suficiente para las condiciones actuales de corto circuito, ya que aquella excede a 95% del valor de diseño, pero insuficiente si hemos de atender a esta última circunstancia de aumento en la potencia del sistema.

Entonces no hay más remedio que decidirse por interruptores de capacidad de ruptura de 3,500 MVA. Las características de estos aparatos de acuerdo con las normas americanas son:

Voltaje de diseño del interruptor.— Este valor expresa el voltaje máximo para el cual se hizo el diseño y por consiguiente el límite de la tensión de operación a que puede sujetarse el aparato. Depende de las características de aislamiento de los bushings, de la distancia de los elementos conductores a las partes conectadas a tierra y finalmente, de la distancia de ruptura de los contactos.

Ese voltaje máximo es en nuestro caso de 115 KV y debe ser corregido

do por medio de un factor que depende de la altitud del lugar de operación en pies sobre el nivel del mar.

Para Jacksonville, situado a 4,250 pies de altitud dicho factor vale 0.972, resultando así un voltaje máximo de diseño de:

$$115 \times 0.972 = 112 \text{ KV}$$

La tensión de operación del interruptor no deberá exceder de este valor a fin de evitar esfuerzos dieléctricos entre las partes vivas del interior del aparato y el tanque conectado a tierra. En nuestro caso, aunque la sobre-excitación y la sobre-velocidad de los generadores de Necaxa pudieran ocasionar voltajes excesivos de operación en los interruptores, se considera que el control automático de la excitación funciona antes que esto suceda. Entonces, la máxima tensión de operación ocurre cuando los transformadores de Necaxa están en vacío teniéndose:

$$93 / (1 - 0.04) = 97 \text{ KV}$$

para la regulación de 4% de dichos transformadores. Esa tensión máxima resulta en consecuencia menor a la de diseño.

Corriente de operación continua.- Esta designación del interruptor depende de la corriente normal del circuito en que se va a intercalar y los fabricantes la especifican a una temperatura ambiente del lugar de trabajo no mayor de 40°C y una altitud que no exceda a 3,300 pies. La A.S.A. recomienda que para poder operarlo en otras condiciones de altitud, la corriente de operación continua sea disminuida utilizando un factor cuyo valor es 0.994.

Para interruptores en aceite de 115 KV, 3,500 MVA y 50 cps, se ofrecen dos valores de corriente de operación continua: 800 y 1,200 amp. Siendo muy pequeña la disminución al corregir por altitud, tomaremos los-

anteriores como valores de diseño aplicables a nuestro estudio.

Capacidad de ruptura en amperes.- Se basa esta designación en la corriente total eficaz, producida por una falla y que circula en cualquiera de los polos del interruptor en el momento en que los contactos se separan.

El valor especificado es de 17,500 amp para 50 cps y para la tensión nominal de 115 KV (112 KV en Jacksonville). A fin de corregirlo a la tensión de operación de 93 KV, se hace uso de la siguiente ecuación:

$$I_0 = 17,500 \times \frac{115}{93} = 21,600 \text{ amp.}$$

Como es natural, el producto $\sqrt{3}$ VI es constante e igual a la capacidad de ruptura en KVA, cualquiera que sea la tensión de operación. Dicha capacidad depende de factores tales como tamaño de los tanques, altura del nivel de aceite, carrera del brazo de contactos móviles, tolerancias en el ajuste de contactos y finalmente, en el aislamiento externo e interno del aparato.

Corriente momentánea.- Es el producto de la capacidad de ruptura en amperes a la tensión de operación por el factor 1.6 dado para el caso general en la tabla IX. En nuestro caso, esa corriente vale

$$21,600 \times 1.6 = 34,600 \text{ amp ef.}$$

En vista de estar tan sobrados los interruptores es fácil comprender que actualmente la capacidad de ruptura en amperes y la corriente momentánea que puede soportar el interruptor o sean los valores de diseño para 3,500 MVA, exceden en mucho a los valores reales de corto-circuito. En lo futuro, cuando estos últimos crezcan, la comparación entre valores reales y valores de diseño tendrá cada vez más importancia.

Aislamiento del Interruptor.- Los bushings del aparato deben tener el mismo nivel de aislamiento que los correspondientes de los transformadores tanto al ir uso con valores cresta como a baja frecuencia con valores eficaces de tensión de prueba:

Impulso.- 550 KV cresta
A 60 cps.- Seco 280 KV ef. (1 min.)
 Húmedo 230 KV ef. (10 seg.)

El aislamiento interno en estos aparatos, está dado por la distancia mínima de los contactos cerrados al tanque conectado a tierra (20 cm) suponiendo que el medio aislante (aceite) esta en buenas condiciones dieléctricas

T A B L A X.

Resúmen de las Características de los Interruptores en Aceite.

Tensión Nominal de 115 KV y Tiempo de Operación de 5 Ciclos.

	Valores Reales de Operación	Valores de Diseño del Interruptor
Tensión, KV	93	115
Corriente de Operación Continua, amp	620 máximo	800 y 1,200
Corto-circuito Máximo, MVA.--	1,357	Hasta 3,500
Capacidad de Ruptura en amp para ese Corto-circuito --	8,430 a 93 KV	Hasta 21,600 a 93 KV
Corriente --- Momentánea, amp.	13,480	34,600

El número de aparatos y sus características, serán como sigue:

10 Interruptores en aceite, 115 KV, 800 amp, 3,500 MVA, para las líneas Necaxa, Tepexic, Patla y Planta Nueva.

2 Interruptores en aceite, 115 KV, 1,200 amp, 3,500 MVA, para los bancos de 93/230 KV.

1 Interruptor en aceite, de las mismas características de estos últimos, para amarre de los buses Alto y Bajo.

La figura No. 31 muestra las dimensiones de estos aparatos.

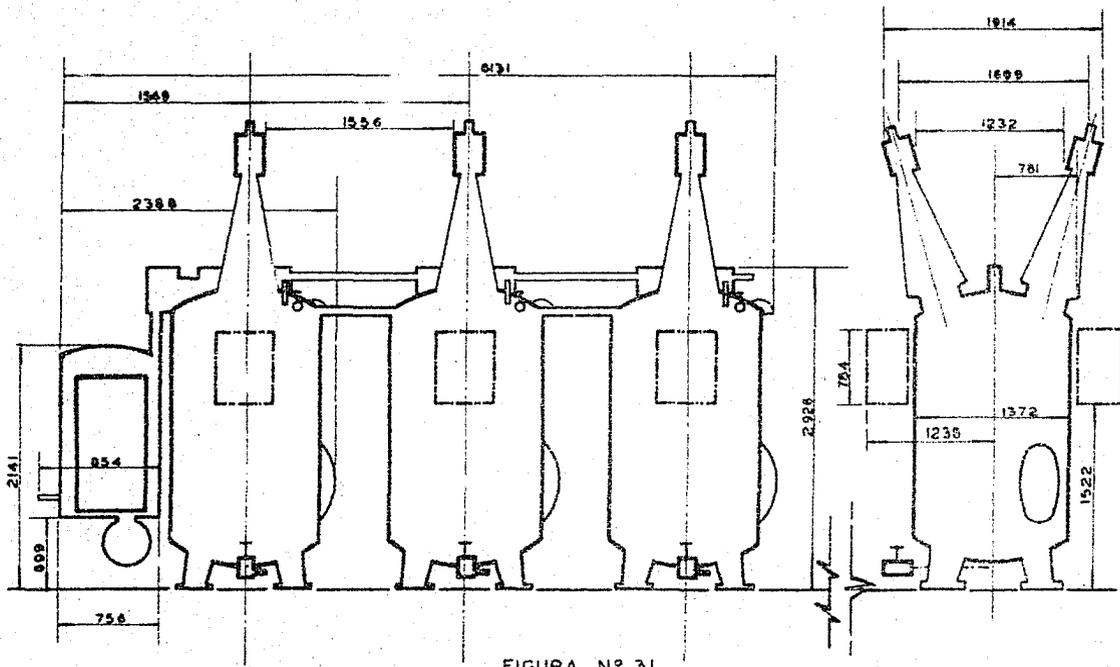


FIGURA N° 31

DIMENSIONES DEL INTERRUPTOR EN
ACEITE DE 115 KV.

DIMENSIONES EN MM.

10 Interruptores en aceite, 115 KV, 800 amp, 3,500 MVA, para las lí-
neas Necaxa, Tepexic, Patla y Planta Nueva.

2 Interruptores en aceite, 115 KV, 1,200 amp, 3,500 MVA, para los-
bancos de 93/230 KV.

1 Interruptor en aceite, de las mismas características de estos -
últimos, para amarre de los buses Alto y Bajo.

La figura No. 31 muestra las dimensiones de estos aparatos.

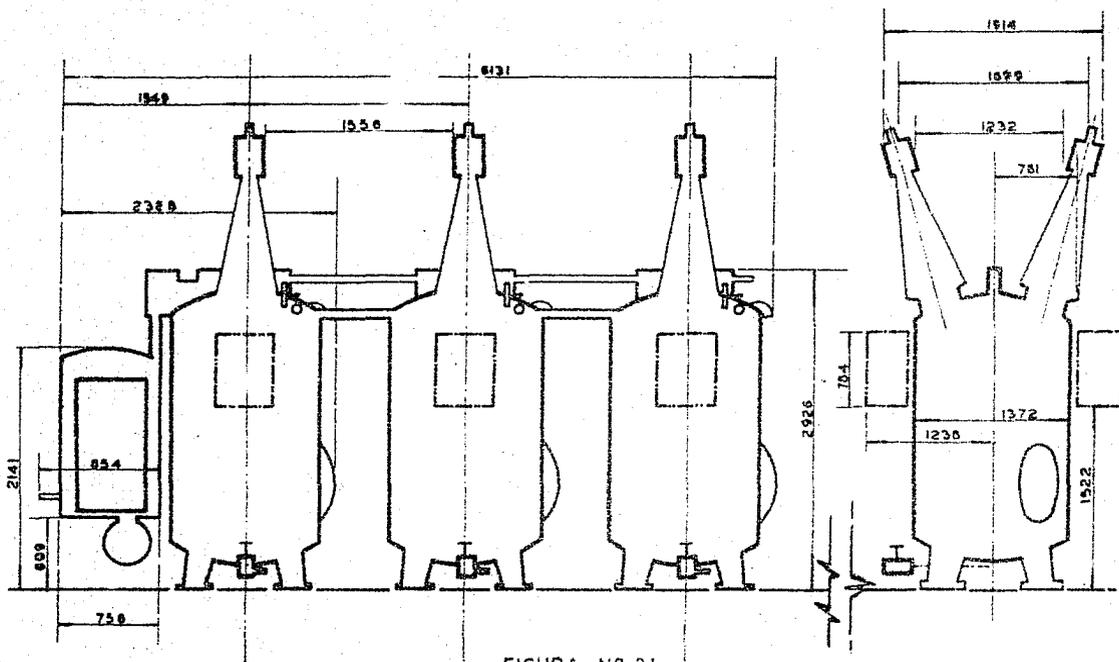


FIGURA N° 31

DIMENSIONES DEL INTERRUPTOR EN
ACEITE DE 115 KV.

DIMENSIONES EN MM.

Desconectadores en Aire para 85 KV.

Estos aparatos llevan la misión principal de separar un aparato o conjunto de aparatos de una subestación, de la fuente de alimentación o de la carga con fines de revisión o reparación. Sirven también para seccionar buses o circuitos.

No siendo dispositivos de interrupción, es obvio que para operar sobre un circuito éste debe estar sin carga. Sin embargo, en algunos casos pueden abrir circuitos con corriente limitada de carga o de excitación, utilizándose entonces, sobre todo para alto voltaje, los llamados cuernos o antenas de arqueo.

Quando se montan verticalmente, deben abrir hacia abajo de modo que la gravedad las mantenga abiertas; también es necesario que tengan seguros de cierre para evitar que abran por esfuerzos electro-dinámicos a causa de corto-circuitos.

La práctica moderna en el diseño de desconectadores es el empleo de presión de contacto en el cierre en vez de proveer un área de contacto entre la cuchilla y el receptor. Aquello mejora la eficiencia del contacto, sin perjuicio de la capacidad de corriente del aparato, el cual tiene el área transversal de conducción adecuada en ese punto.

Para dar esa presión de contacto, la cuchilla con forma aplanada en el extremo móvil entra en el receptor que tiene forma de U y enseguida da una rotación de 90° sobre su eje longitudinal, apretándose contra los brazos del receptor. Para abrir, gira primero hasta quedar la parte plana en posición vertical y abre después.

La presión que se emplea en este tipo de desconectador varía con la capacidad de corriente del mismo, siendo de 300 lb por pulgada cuadrada en 600 amp y de 600 lb por pulgada cuadrada en 1,200 amp.

Los desconectadores para altas potencias se operan en grupo mediante mecanismos accionados ya sea manualmente o con motores eléctricos.

El diseño de un desconectador se basa en la corriente normal del circuito al cual va a ser intercalado. El área transversal de conducción debe ser tal que al paso de dicha corriente no se tenga un aumento de temperatura mayor de 30°C, sobre una temperatura ambiente de 40°C.

Para designaciones de voltaje de 115 KV las capacidades son 600, 800 y 1,200 amp normales. Sin embargo, debe tomarse en cuenta también la corriente de corto-circuito que cuando es muy grande, puede exigir una sección mayor que la que corresponde por carga normal. Esto sucede cuando la corriente momentánea de falla excede la designación de corto-circuito del desconectador la cual es de 30 a 40 veces su capacidad de corriente normal.

En la subestación, tenemos para las líneas de alimentación un máximo de 190 amp normales correspondientes a las de Necaxa y en el lado de carga, 750 amp en la alimentación a uno de los bancos como se explicó en el caso b de distribución de corriente (ver "Estructura de 85 KV").

Asimismo en los desconectadores de seccionalización del bus, se tienen como máximo 820 amp (caso a). En consecuencia deberán instalarse de acuerdo con el diagrama unifilar propuesto para la subestación (ver diagrama al final del Capítulo II):

16 juegos de desconectadores en aire operados en grupo de 115 KV, 600 amp para las cuatro líneas de Necaxa.

8 juegos de desconectadores de las mismas características para las líneas de Tepexic.

8 juegos de desconectadores de las mismas características para las líneas de Patla.

8 juegos de desconectores de las mismas características para --
las líneas de Pachuca.

8 juegos de desconectores en aire operados en grupo, de 115 KV -
800 amp para el lado de Baja Tensión de los bancos de 93/230 KV

2 juegos de desconectores en aire, operados en grupo, de 115 KV-
1,200 amp, para la seccionalización del bus.

4 juegos de desconectores en aire, operados en grupo, de 115 KV-
800 amp para el interruptor de amarre.

La selección no sólo es correcta desde el punto de vista de la ca-
pacidad normal, sino también tomando en cuenta la corriente momentánea -
de corto-circuito ya que esta vale 13,480 amp y la designación de corto-
circuito del desconector de menor capacidad es, tomando un coeficiente
medio de 35 veces la corriente normal:

$$600 \times 35 = 21,000 \text{ amp.}$$

Aislamiento de los Desconectores.-- Los fabricantes de desconecta-
dores usan casi exclusivamente aisladores del tipo soporte de bus, lo -
cual tiene ventajas para el mantenimiento, ya que los aisladores de re--
serva pueden usarse indistintamente en los buses o en los desconectado--
res. Algunas veces, sin embargo, los desconectores no tienen una colum-
na de aisladores iguales, sino que uno o dos de ellos, los inferiores, -
son de tamaño mayor para mejorar las características mecánicas de estos-
aparatos, que están sujetos a esfuerzos considerables por la misma opera-
ción.

En todo caso las características eléctricas de la columna deben -
estar de acuerdo con las correspondientes del resto de los aisladores de-
Baja Tensión. Consideraremos pues, tres columnas de tres aisladores por-
desconector o sean 27 aisladores iguales por juego. Cada columna tiene
un nivel de aislamiento con tensión no disruptiva de 550 KV cresta, igual

al exigido por la coordinación de aislamiento del resto del equipo. Las demás características son iguales a las mencionadas para los soportes de bus de 85 KV.

Espaciamiento entre polos de desconectores.- Los fabricantes señalan un espaciamiento entre fases de 3.00 m = 118" mayor que el espaciamiento entre conductores del bus, con el objeto de evitar que al abrir con una carga pequeña y establecerse un arco, este salte a una fase contraria. Tal cosa sucede cuando hay un viento fuerte por lo cual se da una mayor separación entre fases que aleje el peligro.

Desconectores en Aire para 230 KV.- Para una capacidad normal de corriente dada, la diferencia básica entre los desconectores de 85 KV y los de 230 KV reside en el número de aisladores por columna y en la distancia entre fases. El sistema de accionamiento es el mismo en los dos tipos, con mayor longitud en los tiradores del mecanismo en los de 230 KV.

Para dar el nivel básico de aislamiento al impulso de 1,050 KV creta son necesarios seis aisladores por columna, la cual tiene las siguientes características, según la Ohio Brass Co.

Tensión de flameo, KV:

<u>A 60 cps</u>	Seca.....	660
	Húmeda.....	560
<u>Al impulso</u>	Positivo.....	1,220
	Negativo.....	1,450

Prueba a tensión no disruptiva, KV:

<u>A 60 cps</u>	Seca.....	1 min.....	545
	Húmeda.....	10 seg.....	445
<u>Al impulso</u>			1,050

Resistencia a la flexión en cantilever..... 750 lb = 340 kg.

El número total de aisladores es de $6 \times 3 \times 3 = 54$ aisladores por (juego).

Capacidad de Corriente.- La corriente normal máxima en Alta Tensión es como se vió en el caso b del diseño del bus de 230 KV, de 490 amperes. Sin embargo, la única capacidad de corriente de que se dispone comercialmente para 230 KV, es la de 1,200 amp.

Se instalarán por consiguiente, de acuerdo con el diagrama unifi--

lar del lado de Alta Tensión:

- 2 juegos de desconectadores en aire operados en grupo, de 230 KV, -
1,200 amp para el circuito No. 1 de 230 KV.
- 2 juegos de desconectadores de las mismas características, para el
circuito No. 2 de 230 KV.
- 1 juego de desconectadores de las mismas características para sec-
cionalización del bus.

La separación entre los polos de los desconectadores es según reco-
mendaciones del fabricante de 29⁴ pulgadas = 24.5 pies = 7.50 metros por
las razones explicadas para el caso de desconectadores de 85 KV.

Ambos tipos de desconectadores estarán provistos de antenas de ar-
queo, para evitar deterioro de las cuchillas cuando se abren con cargas-
inductivas. Además, las columnas de aisladores tendrán su conexión firme
a tierra, en la parte inferior de la misma.

Analizador GENERAL ELECTRIC

Localización de la Falla: - - - - - Bus 85 KV Jacksonville

Estudio de Corto-Circuitos.- Fallas Trifásicas Equilibradas

Contribución de Diferentes Partes del Sistema	Lecturas en el Analizador Por Unidad			valores Calculados
	Amperes	Factor	Angulo ϕ	MVA
Línea Tepexic - Jacksonville	77.70	1	7.90	178.4
" Necaxa 1 - "	11.61	1	8.80	
" " 2 - "	11.90	1	8.60	
" Patla - "	11.80	1	139.80	
Transformadores Jacksonville Baja Tensión.	8.90	1	164.80	
Transformadores Jacksonville Baja Tensión.	8.92	1	165.00	
Línea Km 110 - Jacksonville	0.431	1	188.70	
" Tezcapa - "	5.29	1	5.50	
" Planta Nueva - Km 110	0.530	1	12.30	
" Cerro Gordo - Nonoalco	5.69	1	167.20	
" " " - Lechería	3.52	1	357.80	
" " " - "	3.73	1	178.40	
Cable Nonoalco - San Lázaro	6.52	1	184.30	
Transformadores Nonoalco (Suma)	3.65	1	139.50	
<u>FALLA TOTAL</u>				1,300

178

POTENCIA BASE 20,000 KVA

PARARRAYOS.

Un pararrayos es el dispositivo de protección destinado a limitar las ondas de sobrevoltaje que llegan al equipo eléctrico de una subestación, descargando a tierra el exceso de tensión. En condiciones normales funciona como aislador soportando el voltaje nominal para el cual está diseñado.

El campo de acción del pararrayos está determinado por la relación del sobrevoltaje máximo que puede descargar a tierra entre el máximo voltaje cresta de operación que soportará después de terminar la descarga.

Su construcción debe ser tal que pueda descargar valores grandes de corriente de origen transitorio, ya sean de gran magnitud o de larga duración, sin que sufra deterioro estructural.

El pararrayos ofrece el máximo de protección de todos los dispositivos ideados con este objeto. Entre los tipos modernos de pararrayos que se construyen existe el llamado tipo valvular, fabricado por la Westinghouse. Su característica de flameo a cierto valor es independiente del tiempo de aplicación del voltaje, o sea que si se opera a cierta tensión ligeramente inferior a la que da la ruptura mínima, el pararrayos funcionará constantemente como aislador, sin que al cabo de cierto tiempo haya peligro de ruptura (Figura No. 32).

Se diferencia con esto de otros dispositivos de protección tales como los detonadores de varillas y los tubos protectores cuyas curvas voltaje-tiempo son francamente descendentes, resultando que cuando se aplica cierto voltaje aún de valor relativamente pequeño, puede haber ruptura al cabo de cierto tiempo de aplicación, lo cual es realmente una desventaja. La característica citada del pararrayos valvular lo hacen muy adecuado para la protección del aislamiento de un transformador de

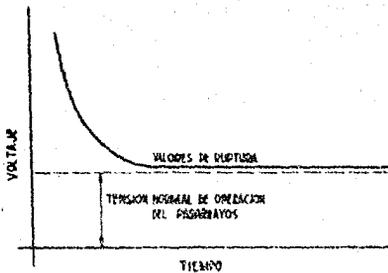


FIGURA Nº 32

**CARACTERISTICA DE VOLTAJES DE RUPTURA
CON RESPECTO AL TIEMPO DE APLICACION
EN UN PARARRAYOS VALVULAR**

alta designación de voltaje, -
en donde el margen entre la -
tensión de operación normal -
y los sobrevoltajes posibles,
es relativamente pequeño. - -
(Así podrá operar el pararra-
yos indefinidamente a la ten-
sión normal del transformador,
si se ajusta su designación a
ese valor, con la seguridad -
de que un sobrevoltaje causa-

inmediatamente la ruptura en el pararrayos). Dicho en otra forma, si el
pararrayos es adecuadamente diseñado puede lograrse que su voltaje de -
descarga permanezca abajo del valor de ruptura del aislamiento del trans-
formador, sin que éste sea puesto en peligro.

Los estudios realizados sobre pararrayos han sido experimentales. -
en su mayoría, llegándose a la conclusión de que son la mejor protección
contra ondas de sobrevoltaje causadas por rayos directos.

Su diseño se hace de acuerdo con el máximo voltaje a tierra de cir-
cuito que deba soportar normalmente. El llamado pararrayos de estación -
tiene designaciones de voltaje de 3 a 242 KV y está especialmente cons-
truido para la protección de equipo de subestación.

Los pararrayos de estación modernos se diseñan para descargar co-
rrientes no menores de 100,000 amperes, en pruebas hechas con una onda de
voltaje de 5 x 10 microsegundos. Esto aparte de las pruebas de aislamien-
to de rigor, especificadas por la A.S.A., tanto al impulso como a 60 cí-
clos por segundo.

El pararrayos de estación tipo válvula está constituido por dos -

elementos principales:

- 1º.- Un detonador (gap) capaz de soportar indefinidamente el voltaje de circuito.
- 2º.- Un elemento valvular destinado a cortar el flujo de corriente después que se ha descargado la onda de sobrevoltaje a tierra.

La ruptura en el detonador, que depende en cierta forma de la proporción en que aumenta el voltaje, determina la tensión inicial de descarga del aparato. Por otra parte el voltaje del pararrayos durante la descarga, está determinado por la caída a través del elemento valvular dependiente a su vez de la magnitud y proporción de aumento de la corriente de descarga.

El radio de acción o zona protectora de un pararrayos es prácticamente constante a través de sus múltiples designaciones de voltaje, es decir, que el voltaje de ruptura del detonador y la tensión máxima permisible de descarga para una condición determinada de sobrevoltaje, son proporcionales al voltaje de diseño del pararrayos.

La gráfica a de la figura No. 33 muestra como varía la ruptura del detonador con el aumento de voltaje de la onda y la gráfica b, como es la variación del voltaje de descarga con la magnitud e incremento de la corriente de descarga. Por medio de estas gráficas que dan los valores de ruptura del detonador y del voltaje de descarga, ambos en kilovolts por kilovolt nominal del pararrayos, es posible determinar las características protectoras de un aparato para un determinado sobrevoltaje.

En resumen, el funcionamiento de un pararrayos consiste en que para cierto valor de sobrevoltaje, de acuerdo con la gráfica de la figura No. 33 a, el aparato comienza a descargar hasta llegar a un voltaje inferior correspondiente a la designación máxima normal del pararrayos.

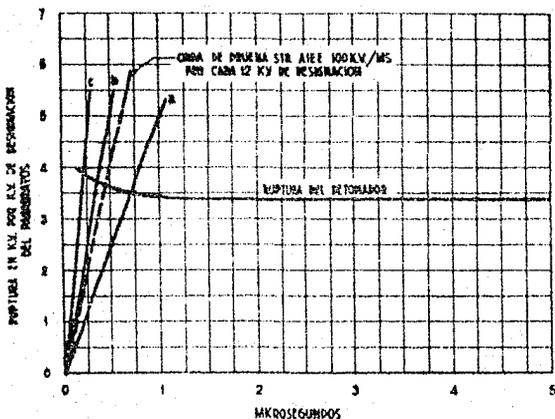


FIGURA Nº 33 a

RUPTURA PROMEDIO AL IMPULSO DEL DETONADOR DE UN PARARRAYOS

El punto que debe considerarse al aplicar el pararrayos, es el máximo voltaje de fase a tierra al cual puede sujetarse en condiciones normales de operación incluyendo fallas en el sistema.

Las posibles causas del sobrevoltaje de operación que actúa sobre el pararrayos son:

1.- Pérdida de carga repentina en los generadores hidráulicos, -

que como ya vimos, eleva el voltaje de Baja en Jacksonville a 97 KV entre fases - = 56 KV al neutro antes de que actúe la regulación de excitación.

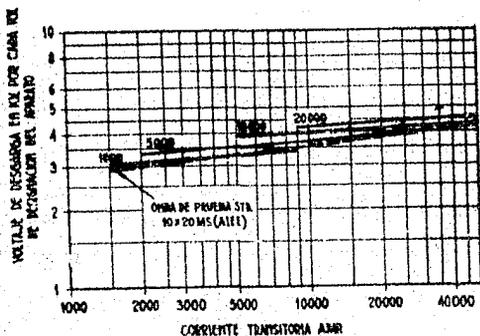


FIGURA Nº 33 b

CARACTERISTICA DE VOLTAJE DE DESCARGA DEL PARARRAYOS VALVULAR DE ESTACION

2.- Sobrevoltajes provocados por maniobras de conmutación de circuitos, las cuales pueden alcanzar valo

res de varias veces la tensión normal al neutro de acuerdo -- con las constantes del sistema.

Aunque hay que tomarlo en cuenta es claro que si se diseña el pararrayos de acuerdo con el segundo punto, resultaría antieconómico por su tamaño. Además, no siempre aparecen los sobrevoltajes porque la corriente alterna en la mayoría de los casos de interrupción se corta cuando pasa por cero o muy cerca a él, ya que el arco la mantiene hasta el momento oportuno.

3.- Sobrevoltajes causados por fallas en el sistema, la determinación de los cuales es relativamente sencilla a partir de las constantes del sistema, del tipo de falla y de la resistencia de falla.

Al seleccionar los pararrayos, es costumbre dar un margen de exceso al voltaje normal de operación y sobre ese fijar la designación del pararrayos. Ese margen es generalmente de 5%. Así por ejemplo, un pararrayos diseñado para 105% del voltaje normal entre fases, se aplica cuando la tensión de fase a neutro puede llegar al valor de tensión entre fases en caso de falla.

La compañía Westinghouse en su obra Electrical Transmission and Distribution Reference Book, proporciona una gráfica en la cual se indica el sobrevoltaje máximo en el lugar donde ocurre la falla (Figura No. 34).

Las abscisas indican diversos valores de la relación X_0/X_1 , reactancia de secuencia cero a reactancia de secuencia positiva y las ordenadas diferentes valores de la relación R_0/X_1 de resistencia de secuencia cero a reactancia de secuencia positiva. Entonces, para cada punto de una curva corresponde un par de valores de las relaciones mencionadas, e inversamente, si se conoce la proporción de X_0 con respecto a R_0 (ya que am--

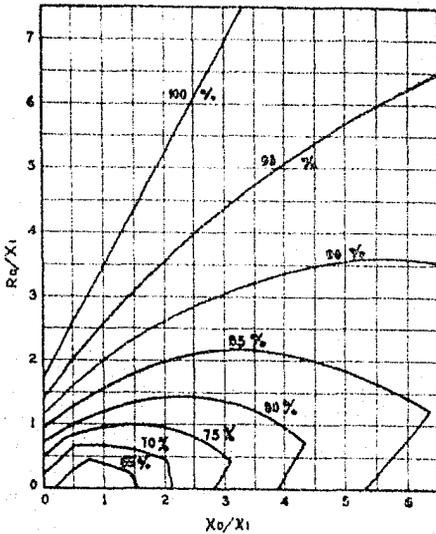


FIGURA Nº 34

VOLTAJE MÁXIMO DE FASE A TIERRA EN EL LUGAR DE FALLA PARA SISTEMAS CON NEUTRO A TIERRA BAJO CUALQUIER CONDICIÓN DE FALLA ($R_1 = R_2 = 0$)

bas están afectadas por el denominador común X_1) podrá determinarse sobre la gráfica - el valor de sobrevoltaje máximo a tierra producido por falla en porcentaje de la tensión normal entre fases. El área bajo cada curva representa la zona en la cual el máximo sobrevoltaje es inferior al valor indicado en la curva.

Para hacer uso de este método nos valdremos de los datos de constantes del sistema calculados en el Laboratorio de la Compañía de Luz.

Desde luego puede presumirse que X_0 en el bus de la subestación será varias veces mayor que X_1 , por el hecho ya mencionado de que al bus referido sólo llegan líneas con un valor de la relación X_0/X_1 en cada una, de 4 a 5, lo que da una relación final X_0/X_1 que varía según los datos, de 2 a 3.5. Asimismo, la relación R_0/X_1 tiene valores que van desde 0.75 hasta 1.5. Tomando valores medios para ambas relaciones tenemos $X_0/X_1 = 2.5$ y $R_0/X_1 = 1$, con las cuales entremos a la gráfica, resultando un punto dentro de la zona de 80% de la tensión entre fases. De aquí se obtiene pues la designación del pararrayos.

A 80% daremos el margen en exceso acostumbrado de 5% o sea que el pararrayos deberá estar diseñado para 84% del voltaje normal entre fases,

significando que la tensión de fase a neutro puede llegar a ese valor de tensión máxima en el momento de una falla.

El 85% de 115 da 97 KV que es el voltaje de diseño del aparato. -
La fábrica Westinghouse especifica que para ese voltaje, se necesita -
una columna de tres unidades, 2 de 37 KV y 1 de 25 KV. Las pruebas a -
que se somete la columna tienen los siguientes valores:

Voltaje de Ruptura (frente de onda) al impulso con un incremento de tensión de 808 KV por microsegundo:

Valor promedio.....	345 KV
Valor máximo.....	397 KV
Valor de aplicación.....	380 KV

Voltaje de Descarga, con una onda de corriente de 10 x 20 microsegundos:

Para 5,000 amperes.-

Valor promedio.....	323 KV
Valor máximo.....	356 KV
Valor de aplicación.....	345 KV

Para 10,000 amperes.-

Valor promedio.....	349 KV
Valor máximo.....	384 KV
Valor de aplicación.....	372 KV

Para 20,000 amperes.-

Valor promedio.....	377 KV
Valor máximo.....	415 KV
Valor de aplicación.....	403 KV

Estos son pues los valores garantizados por el fabricante. Se trata con estas pruebas de reproducir lo mejor posible una descarga atmosférica, de magnitud suficiente para que las condiciones impuestas al para-

rayos sean severas.

Además de las pruebas anteriores específicas para estos aparatos se aplican las de aislamiento tanto al impulso como a baja frecuencia. Aquí es necesario tomar en cuenta que la estructura de porcelana que normalmente hace funcionar al pararrayos como aislador necesita un nivel de aislamiento corregido a las condiciones de altitud de la subestación en estudio, corrección que equivale a darle valores correspondientes a una tensión de 115 KV. Para nuestro tipo de pararrayos las tensiones de prueba corregidas son las siguientes:

A 60 cps.— Seco durante un minuto..... 280 KV ef.

Húmedo durante 10 segundos..... 230 KV ef.

Al impulso onda de prueba standard...... 550 KV cresta.

Para tener el voltaje de ruptura y el voltaje máximo de descarga en condiciones distintas a las de prueba standard, se hace uso de las gráficas de la figura No. 33. Supongamos que se desea encontrar esos valores para el caso de una onda de sobrevoltaje que sube a razón de 1,000 KV por microsegundo con una corriente de descarga de 3,000 amp la cual tiene un incremento de 2,500 amp por microsegundo.

Un aumento de voltaje de 1,000 KV/ms para el pararrayos de 97 KV, representa un aumento de $1,000/97 = 10.3$ KV/ms por cada KV de designación del pararrayos.

En la gráfica a vemos que a este valor de 10.3 corresponde el de 3.75. Por consiguiente el voltaje de ruptura total será $3.75 \times 97 = 364$ KV en 0.4 microsegundos.

De acuerdo con la gráfica b, a 3,000 amp de corriente de descarga, la cual aumenta a razón de 2,500 amp/ms, corresponde un voltaje de descarga de 3.25 KV por cada KV de designación del aparato o sean: $3.25 \times$

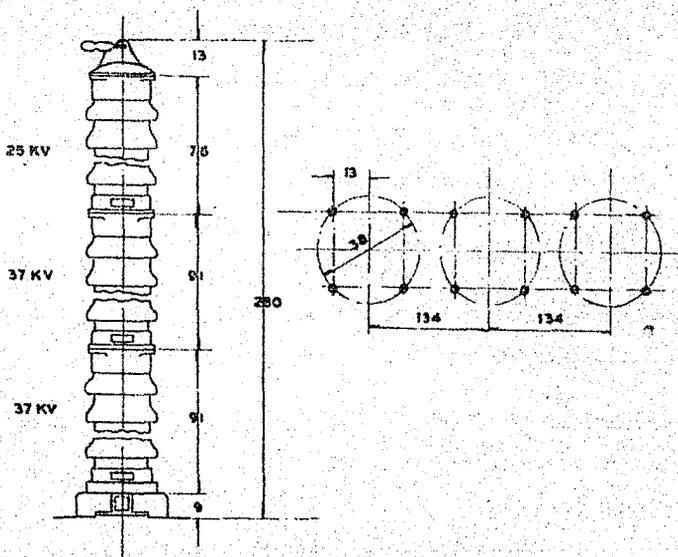


FIG. N°35

DIMENSIONES DEL PARARRAYOS 97 KV.

VOLTAJE DE RUPTURA MAXIMO 197 KV.
 VOLTAJE DE DESCARGA MAXIMO A
 10 000 A. 384 KV.

42

DIMENSIONES EN CMS.

97 = 315 KV en total.

Las dimensiones, separación entre fases, etc., del pararrayos de 97 KV se indican en la figura No. 35.

Para la selección de los pararrayos de estación en el lado de 230 KV, seguiremos el mismo procedimiento que para los de Baja Tensión.

Los pararrayos escogidos deberán como primera condición, soportar la tensión secundaria al neutro en vacío de los transformadores, la cual vale $253/\sqrt{3} = 146$ KV. Asimismo las sobretensiones originadas en una falla deberán estar abajo del voltaje de ruptura del pararrayos. Como en el caso anterior, ese sobrevoltaje determinará el tamaño del aparato ya que en un sistema con conexión firme a tierra del neutro, puede llegar a un 80% aproximadamente de la tensión entre fases.

Para hacer uso de la gráfica de la figura No. 34, debemos considerar el aumento de reactancia que significan los transformadores. Sin embargo este aumento no puede ser tan grande como para hacer variar las características de sobrevoltaje en relación con las de Baja Tensión. Es decir, que prácticamente la misma relación de sobrevoltaje a voltaje normal que hay en Baja lo habrá en Alta, influyendo desde luego la impedancia de los transformadores.

Esto se confirma, si usamos los datos que se tienen tabulados en la Compañía de Luz, los cuales son $X_0/X_1 = 3.5$ y $R_0/X_1 = 1$ aproximadamente. A estos valores corresponde también un límite de 80% de tensión entre hilos para sobrevoltajes por fallas. Entonces la designación de los pararrayos será de 84% de 230 KV o sean 195 KV al neutro.

En Norteamérica, ha sido común desde hace algún tiempo la aplicación de pararrayos de 84% del voltaje de circuito para sistemas de neutro a tierra, sin que en la mayoría de los casos sea necesaria más inves

tigación. Sin embargo, es preferible conocer las constantes del sistema en el punto de aplicación para mayor seguridad en la selección.

El pararrayos de 195 KV está formado por los siguientes elementos en columna de acuerdo con las indicaciones de los fabricantes:

- 3 unidades tipo válvula de 20 KV.
- 3 unidades tipo válvula de 40 KV.
- 1 unidad tipo válvula de 15 KV.

La prueba standard a que se somete para cumplir con las normas -- A.S.A. tiene los siguientes valores:

Voltaje de Ruptura al impulso con incremento de tensión de 1,633 KV/ms.

- Promedio..... 691 KV
- Máximo..... 796 KV
- Aplicado..... 760 KV

Voltaje de Descarga. Onda de corriente 10 x 20 ms.

Para 5,000 amp.-

- Promedio..... 647 KV
- Máximo..... 713 KV
- Aplicado..... 691 KV

Para 10,000 amp.-

- Promedio..... 698 KV
- Máximo..... 768 KV
- Aplicado..... 744 KV

Para 20,000 amp.-

- Promedio..... 755 KV
- Máximo..... 832 KV
- Aplicado..... 803 KV

Nivel de Aislamiento.- El nivel de aislamiento del pararrayos en su parte estructural (porcelana y soportes) deberá ser el que corresponde a la tensión nominal de 230 KV, en vez del correspondiente a 196 KV - (1). Así se cumple con la coordinación de aislamiento y a la vez se compensa por altitud y temperatura del lugar de instalación.

Entonces el pararrayos tendrá detonador y elementos valvulares diseñados para 195 KV y porcelana y soportes diseñados para 230 KV.

Los datos de prueba a baja frecuencia y al impulso son los siguientes:

A 60 cps.- Seco, 1 minuto..... 545 KV ef.

Húmedo, 10 segundos.. 445 KV ef.

Al impulso.....1,050 KV cresta

Soporte de los Pararrayos de Alta Tensión.- Para designaciones mayores de 169 KV, en que la altura de los pararrayos es considerable, se acostumbra colocarles un soporte horizontal, generalmente en forma de V con el vértice en la parte superior del aparato y los brazos sujetos, en sus extremos separados, a las estructuras adyacentes, que en nuestro caso son las designadas C1 y C2 correspondientes a los desconectores No. 5 de los circuitos Nos. 1 y 2 de 230 KV.

Los brazos de soporte deben tener como es lógico suponer, un nivel de aislamiento para 230 KV de tensión nominal o sean 1,050 KV al impulso. La misma Westinghouse recomienda para el pararrayos de Alta Tensión, un soporte en V formado por 8 aisladores en cada brazo, los cuales cumplen con el nivel de aislamiento señalado.

(1).- 196 KV es el nivel de aislamiento que dan los fabricantes a los pararrayos destinados a operar al nivel del mar.

Anillos de Gradiente.- En pararrayos de alto voltaje se requiere - por razones constructivas, que el detonador esté dividido en un gran número de elementos o pequeños detonadores en serie, para mantener el valor de ruptura mayor que el voltaje de circuito. Cada elemento está separado del siguiente por un espaciador de resistencia al carbón para dividir uniformemente el voltaje entre los elementos en serie.

Cuando la designación del pararrayos es de 97 KV o más, y tiene - los espaciadores mencionados arriba, la columna está sujeta a campos electrostáticos irregulares. Para evitarlo se colocan anillos metálicos especiales en la parte superior del aparato que regulan el campo y dan una - distribución eficiente del voltaje entre las unidades.

La figura No. 36 detalla las características de los pararrayos de 195 KV.

- - -

Después de seleccionar los pararrayos, se presenta el problema de relacionar el máximo voltaje que puede llegar a ser aplicado en ellos, o sea su máxima capacidad protectora, con el nivel de aislamiento de los aparatos de la subestación.

Esa relación no es una función sencilla de las características del pararrayos sino que depende de varias circunstancias, a saber:

- a).- El voltaje de ruptura del pararrayos es afectado, como ya se ha dicho, por el incremento de voltaje de la onda.
- b).- El voltaje de descarga depende de la magnitud e incremento de la corriente transitoria.
- c).- La distancia entre el lugar de instalación del pararrayos y el aislamiento que se protege, afecta el voltaje impuesto a -

ENI

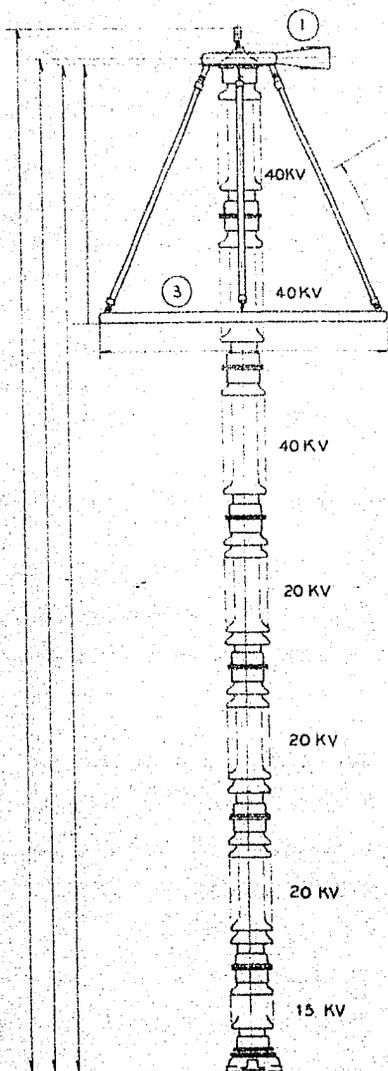
PARARRAYOS
DE
ESTACION PARA
195 KV.

FIGURA
N° 36

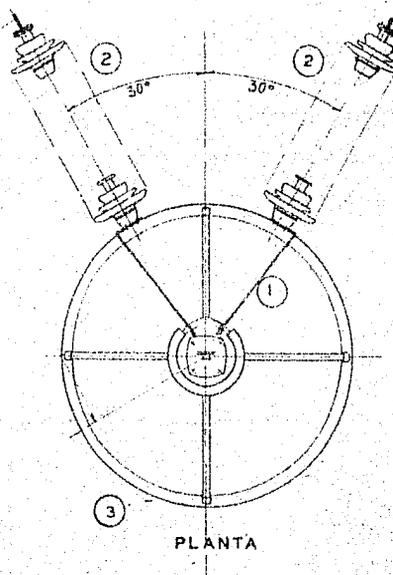
EDUARDO CHAVEZ R

TESIS PROFESIONAL

1953



ELEVACION



PARARRAYOS VALVULAR OPERANDO EN CIRCUITO
DE 230 KV.
VOLTAJE DE RUPTURA MAXIMO 798 KV.
VOLTAJE DE DESCARGA A 10 000 AMP 768 KV

DESCRIPCION

- ① PLACA DE SUJECION DE SOPORTE
- ② COLUMNAS DE SOPORTE CON OCHO AISLADORES.
AISLAMIENTO AL IMPULSO 1050 KV CRESTA
- ③ ANILLOS DE GRADIENTE.

dicho aislamiento, debido a la reflexión de las ondas.

d).- El efecto más o menos severo de un sobrevoltaje depende de la eficacia del hilo de guarda instalado sobre la subestación, el nivel de aislamiento de las estructuras y el nivel de aislamiento de la línea de transmisión.

La función del cable de guarda es absorber la energía de los rayos directos que significan una corriente excesiva para el pararrayos, - si éste tuviera que descargarlos a tierra.

Para determinar la corriente de descarga en un pararrayos, correspondiente a una onda que viaja por la línea y llega a la subestación, se usa la siguiente fórmula:

$$I = \frac{2V - V_a}{Z} \text{ amp} \text{ --- (17)}$$

en la cual: V = Magnitud de la onda de sobrevoltaje que llega a la subestación.

V_a = Voltaje terminal del pararrayos.

Z = Impedancia de la línea al paso de la onda.

Haremos el estudio, aplicado a nuestra subestación, de la coordinación de aislamiento en los diversos aparatos de Alta Tensión, y de como queda protegido contra sobretensiones.

Como sabemos ya, a pesar de ser un sistema a tierra, se emplea un nivel de aislamiento en Alta Tensión de 1,050 KV. El equipo consiste en transformadores de potencia, interruptores en aceite, desconectores montados en soportes de 6 aisladores y bus soportado en columnas de 8 aisladores iguales a los anteriores. Por otra parte, el aislamiento de la línea está formado por 18 aisladores de suspensión y tiene cables de guarda prolongados hasta la subestación. Los pararrayos se colocarán lo más cerca posible a los transformadores. (Figura No. 37)

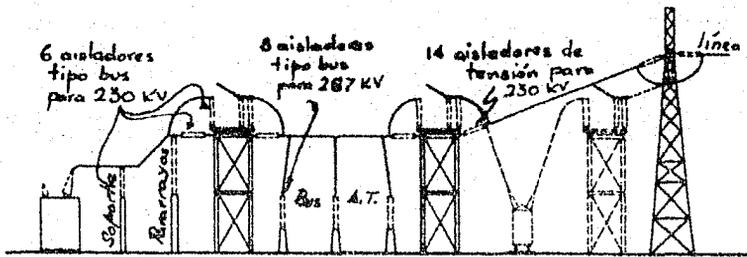


FIGURA Nº 37.— CORTE DE LA S.E. EN ALTA TENSION

El aislamiento de la línea permite el paso a la subestación de una onda de 1.5×40 microsegundos y con un valor de 1,425 KV cresta teniendo un incremento de 1,200 KV por microsegundo. Este incremento equivale a 6.2 KV por microsegundo por cada KV de designación del pararrayos de 195 KV. De la figura No. 33 a, encontramos el voltaje de ruptura en el detonador del aparato que vale $3.5 \times 195 = 682$ KV a 0.6 microsegundos.

La corriente de descarga del pararrayos se obtiene entonces de la fórmula No. 17, suponiendo una impedancia de la línea al paso de la onda, de 600 ohms.

$$I_a = \frac{1,425,000 - 682,000}{600}$$

$$= \frac{21,680}{6} = 3,620 \text{ amp}$$

con un incremento aproximado de:

$$\frac{2(1,200,000)}{600} = \frac{24,000}{6} = 4,000 \text{ amp/ms.}$$

Entrando a la gráfica b, de la figura No. 33, se obtiene el voltaje de descarga para la corriente de 3,620 amperes que aumenta a razón de 4,000 amp/ms. Dicho voltaje resulta de $3.4 \times 195 = 662$ KV que con un 10%

de tolerancia por manufactura da 728 KV como voltaje de descarga del pararrayos de 195 KV en las condiciones supuestas de sobretensión.

El margen existente entre el nivel de aislamiento de 1,050 KV y el voltaje de descarga de 728 KV es de 322 KV y constituye la zona protectora del pararrayo.

Supongamos que un rayo directo descarga a través del pararrayos con una corriente de 60,000 amp la cual llega a su valor cresta en 3 microsegundos, con un incremento de 20,000 amp/ms. A estos valores corresponde un voltaje de descarga de $4.7 \times 195 = 920$ KV que con el 10% de exceso da 1,010 KV. La zona protectora se ha reducido entonces considerablemente y la tensión impuesta al aislamiento puede ser peligrosa. Se ve aquí la importancia del cable de guarda para protección no sólo del equipo sino también del propio pararrayos.

Los pararrayos deben colocarse tan cerca como sea posible de los transformadores para evitar elevaciones excesivas de tensión en estos. Así sucede cuando una onda de magnitud igual al voltaje de descarga del pararrayos pasa por este sin descargar, y llega a los transformadores reflejándose con el doble del valor inicial de la onda. Esta tensión se mantiene en el aislador del transformador hasta que la onda reflejada llega de regreso al pararrayos y descarga. Mientras más cerca esté el pararrayos, el tiempo de sobrevoltaje en los transformadores se reduce.

La gráfica de la figura No. 38 da los valores de exceso sobre el voltaje de descarga del pararrayos en función de la distancia de este al transformador y para diferentes incrementos de voltaje. Así se puede saber la tensión actual en un punto situado más allá del pararrayos en el sentido de la propagación de la onda añadiendo al valor de la gráfica encontrado, el voltaje de descarga del pararrayos.

Debemos pues procurar que esa distancia sea mínima para no tener excesos peligrosos de voltaje en el aislamiento.

Basándose en los datos de prueba del pararrayos de 195 KV, el incremento de tensión es 1,633 KV/ms y el voltaje de descarga para una corriente de 20,000 amp es 803 KV. Si deseamos que el voltaje en exceso se mantenga 100 KV abajo del nivel de aislamiento del transformador o sea en 950 KV, ese exceso deberá ser de $950 - 803 = 147$ KV correspondiente a 30 pies \approx 9 metros aproximadamente de distancia entre el pararrayos y el transformador. Este será el valor que utilizaremos para la localización de los pararrayos.

Cables o Hilos de Guarda. - La instalación de hilos de guarda se justifica en subestaciones donde hay la posibilidad aunque sea pequeña de recibir descargas directas en la línea ya sea cerca o a la llegada a la subestación. Esas descargas pueden originar grandes incrementos en el sobrevoltaje y en la corriente de descarga que hagan nula la zona protectora del pararrayos.

El número de rayos directos que caen por año en una subestación -

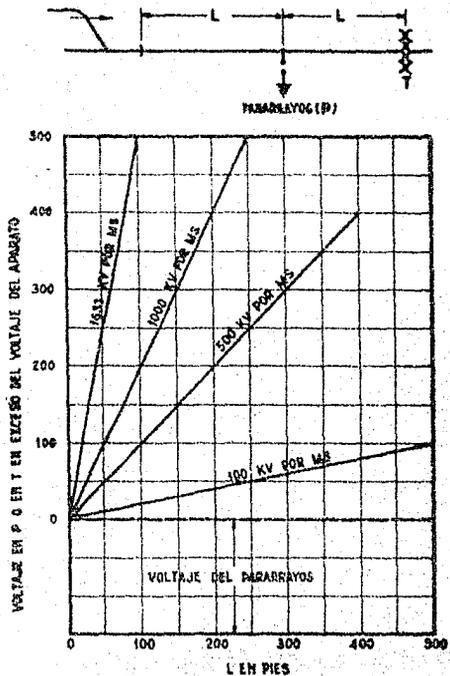


FIGURA Nº 38

VOLTAJE MÁXIMO EN LA PRIMERA REFLEXIÓN DE UNA ONDA EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA DEL PARARRAYOS AL EQUIPO PROTEGIDO

sin protección de hilo de guarda según las experiencias de laboratorio - hechas en E.U. de A., está dado por la expresión:

$$N = \frac{(A + 700)(L + 700)}{5,280^2} \times 9.5 \text{ --- (18)}$$

en la cual A y L son el ancho y el largo de la subestación en pies respectivamente. En nuestro caso A vale 295 pies y L 426 pies. Por consiguiente:

$$N = \frac{(295 + 700)(426 + 700)}{5,280^2} \times 9.5$$

$$N = \frac{995 \times 1126}{275 \times 10^5} \times 9.5$$

$$N = 0.385 \text{ descargas al año}$$

o sea una descarga cada dos años y medio. Si se instalan hilos de guarda de modo que la subestación esté expuesta a un porcentaje muy bajo de descarga el peligro desaparece prácticamente.

Por datos de laboratorio acumulados a través de muchas pruebas se han elaborado unas curvas que dan la separación y altura de los hilos de guarda necesarios para reducir la contingencia de una descarga directa sobre el equipo, a 0.1 por ciento del valor anual.

Utilizaremos dos hilos de guarda por banco de transformadores prolongados desde las estructuras F1 y F2 de salida de los circuitos de 230 KV, hasta rematar en la estructura A1 sobre los interruptores de los bancos y a través de la estructura T1. En la A1 se hace la unión con los hilos de guarda de las estructuras de Baja Tensión, los cuales a su vez conectan con los respectivos de las líneas de transmisión. Así queda protegido todo el equipo de la subestación.

Para encontrar la altura mínima de los hilos de guarda sobre el ob

jeto protegido, podemos hacer uso de las curvas ya mencionadas, figura - No. 39. En nuestro caso, esa altura se tomará sobre la parte más alta - del equipo, o sea sobre los desconectadores de Alta Tensión, cuando sus - cuchillas están abiertas y existe potencial de regreso desde Cerro Gordo hasta dichas cuchillas.

En estas circunstancias, la altura total es - $d = 18.80 \text{ m} = 64 \text{ pies}$ hasta el extremo de la cuchilla abierta. Considerando un espaciamiento entre los cables de $s = 25.00 \text{ m} = 82 \text{ pies}$ (dado por la separación de las estructuras -- T1 y T2 ó T1 y T3), se obtiene, utilizando las referidas gráficas, una altura de $y = 10 \text{ pies}$ para los cables de guarda, sobre el objeto más alto. Esto equivale a una altura total de $64 + 10 = 74 \text{ pies} = 22.50 \text{ m}$ que es la señalada en el plano - No. 3.

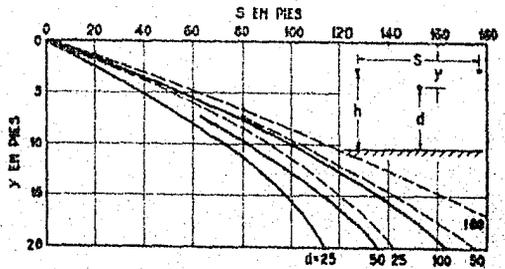


FIGURA Nº 39

GRAFICA DE ALTURA DEL HILO DE GUARDA
SOBRE EL OBJETO PROTEGIDO PARA 0.1% DE
EXPOSICION A DESCARGAS

SISTEMA DE TIERRAS.

Generalidades.- La conexión a tierra del equipo eléctrico tiene las siguientes finalidades principales:

- 10.- Dar protección al personal que tiene que operar cerca del equipo.
- 20.- Proporcionar una conexión de baja resistencia a tierra necesaria para los neutros de transformadores y otros aparatos de potencia.
- 30.- Proporcionar vías de descarga de baja resistencia para los pararrayos así como para corrientes de falla a tierra y por consiguiente
- 40.- Mantener el nivel de aislamiento de la subestación a un valor comparativamente bajo.

Para seguridad del personal, deberán pues conectarse a tierra todas las partes metálicas de interruptores, desconectores, estructuras, tanques de transformadores, pasarelas metálicas, vallas de alambre, armazones metálicas de edificios, tableros, secundarios de los transformadores de medición, etc. Así no están expuestas las personas a recibir una descarga peligrosa proveniente de un conductor de alta tensión que por alguna causa llegue a estar en contacto con uno de los objetos arriba citados.

La conexión individual en cada aparato o estructura, debe estar ligada a las demás conexiones del resto del equipo y el conjunto llevado a tierra en varios sitios evitándose así la formación de potenciales peligrosos.

Las conexiones a tierra pueden hacerse de dos maneras:

1º.- Aprovechando instalaciones existentes de tuberías de agua, es-
tructuras de edificios, etc.

2º.- Utilizando tomas de tierra en forma de tubos, barras o placas
enterradas, diseñadas especialmente para este fin.

Los tubos son generalmente galvanizados mientras que las barras --
son de núcleo de acero cubiertas con una gruesa capa de cobre puro. Este
último es el tipo utilizado para suelos corrosivos.

El circuito de tierra principal de una subestación debe ser aloja-
do en trincheras excavadas a una profundidad que es generalmente de 18".
A este circuito general deberán conectarse todas las derivaciones que -
llegan del equipo.

Existen tres tipos o sistemas de instalación de circuitos de tie-
rra que pueden usarse ya sea uno o más en combinaciones:

1º.- Sistema de bus.

2º.- Sistema radial.

3º.- Sistema de red o parrilla.

Este último método es el más efectivo pero su costo es muy eleva-
do. El sistema radial tiene el inconveniente grave de que si se tiene una
falla o ruptura de cable en una rama del circuito de tierra, los apara-
tos conectados a esa rama quedan aislados del resto del sistema de tie-
rra, estando sujetos a posibles gradientes de potencial.

El sistema que combina economía con efectividad es el de bus. La -
disposición de sus conductores elimina el inconveniente del sistema ra-
dial y cada parte del equipo conectado a tierra tiene un camino relativa-
mente corto para que circule la corriente. Además, los potenciales peli-
grosos quedan eliminados por medio de un bus sencillo que disipa la co-
rriente de falla a través de varios caminos paralelos. Este sistema será

el que escojamos para nuestro estudio.

La sección transversal de los conductores de un bus de tierra debe ser tal que no se fundan, flameen o abran bajo un corto-circuito a tierra. Es necesario entonces conocer la corriente de falla de fase a tierra para seleccionar el calibre adecuado.

Un punto muy importante en el estudio del sistema de tierra, es la resistencia variable que existe para distintos tipos de suelo. Los materiales de que está constituida la superficie de tierra tienen algunos - una resistividad eléctrica muy alta comparada con la baja resistencia de los metales. Como resultado de esto las corrientes que fluyen a tierra - tienen una caída de voltaje considerable en una distancia relativamente-corta.

Todo esto nos indica que el concepto de que el potencial de tierra es cero no siempre resulta cierto. Es posible también que exista una diferencia de potencial entre distintas porciones del terreno, sobre todo - entre la parte que circunda a una toma de tierra y otra parte más alejada.

La variación de la resistencia de tierra, es causada por los siguientes factores:

1. Tipo de suelo.
2. Profundidad de la capa superficial.
3. Temperatura.
4. Contenido de humedad.
5. Porcentaje de concentración de sales en la tierra.

En general los suelos de menor resistencia son los que están constituidos por piedra caliza o arcilla, los que están húmedos y los que - tienen mayor concentración de sales.

Estas cualidades están expresadas en la siguiente tabla de resistencia en ohms por metro:

Tipo de tierra.

Suelo de material orgánico mojado.....	10
Suelo húmedo.....	10 ²
Suelo seco.....	10 ³
Roca.....	10 ⁴

La resistencia del suelo se considera, para fines de medición, como la que existe desde la toma hasta un punto adonde una distancia adicional a la toma no hace variar al potencial.

Se ha determinado experimentalmente que cerca del 93% de la caída total de voltaje ocurre en un radio de 2.00 m de la toma y 82% de la misma en un radio de 30 cm.

Esto significa que el suelo situado dentro de un área circular de radio 30 cm es el responsable del 82% de la resistencia total del circuito de tierra, mientras que los siguientes 170 cm son causantes de 11% de la resistencia total. Es entonces necesario dar un espaciamiento mínimo entre dos tomas tomando en cuenta que para cada una se tiene 100% de la caída total de voltaje a una distancia aproximada de 1.00 m. Esa separación será por consiguiente de 2.00 m.

Con esto queda separada en varios caminos independientes la descarga de corrientes de falla, resultando que la resistencia de la conexión de tierra es casi inversamente proporcional al número de tomas.

Es por eso que se acostumbra, según la importancia del equipo conectado a tierra, colocar 6 tomas por cada terminal de tierra. Ese es el número máximo utilizado por razones de economía y efectividad.

La profundidad a la que deben entrar los tubos o barras es aquella a la cual se encuentra el nivel de humedad permanente del suelo.

Este nivel se encuentra normalmente a unos 2.50 o 3.00 m de la superficie aunque en ocasiones puede estar a mayor profundidad.

Cuando la resistencia del cilindro de tierra alrededor de la toma es alta, se acostumbra disminuirla aumentando la concentración de sales, utilizando para esto sulfatos de cobre o magnesio o simplemente sal de roca. Esta última aun cuando más barata tiene el inconveniente de ser corrosiva, por lo cual se prefieren los sulfatos.

Bus de tierra para pararrayos.- Debido a las descargas de alta frecuencia que tienen lugar en los pararrayos, se acostumbra que el bus de tierra de estos aparatos tenga el mismo calibre que el bus principal de la subestación interconectándose ambos entre sí. En el bus de tierra del pararrayos y para designaciones de 66 KV en adelante es donde se utilizan 6 tomas por terminal de tierra dada la importancia que tiene ahí la descarga.

El sistema de tierras de nuestra subestación estará dividido en dos secciones:

- A. Sección de Alta Tensión
- B. Sección de Baja Tensión.

En la primera sección están incluidas las siguientes zonas:

- 1a.- Estructura de salida de la línea de 230 KV.
- 2a.- Estructuras para los interruptores y desconectores de Alta Tensión.
- 3a.- Bus tubular de 230 KV.
- 4a.- Pararrayos de 195 KV.

En la sección B se encuentran las siguientes zonas:

- 1a.- Bancos de transformadores y sus estructuras.
- 2a.- Pararrayos de 97 KV.
- 3a.- Bus tubular bajo de 85 KV en sus dos secciones e incluyendo los interruptores.
- 4a.- Estructura del bus alto en sus dos secciones.
- 5a.- Estructuras de llegada de las líneas de Necaxa.

Los cables de guarda de las líneas de transmisión prolongados hasta las estructuras respectivas, bajan por las columnas de estas últimas para conectarse al sistema general de tierra. Lo mismo es aplicable para el hilo neutro de los bancos de transformadores.

Siendo la corriente de falla de fase a tierra de mayor intensidad en Baja Tensión, es ahí donde deberá darse un calibre mayor de conductor. Desde luego es notable la ventaja del cable como conductor de tierra por razones de flexibilidad y resistencia mecánica.

La corriente de corto circuito monofásico a tierra en Baja Tensión es de 6,500 amperes aproximadamente. Es indudable que si solo hubiera un conductor en el bus de tierra, el calibre correspondiente a esa corriente sería muy grande y desventajoso no sólo en economía sino en eficiencia.

Tratándose pues de un bus con varios conductores en paralelo y derivaciones a los aparatos, puede darse un calibre mucho menor lográndose por otra parte una mayor eficiencia ya que la descarga se hace en varios puntos para disminuir la resistencia de tierra.

Según R. Rudenberg en su artículo "Ground Principles and Practice" publicado en la revista "Electrical Engineering" de Enero, 1945, los calibres necesarios de acuerdo con las corrientes de falla son:

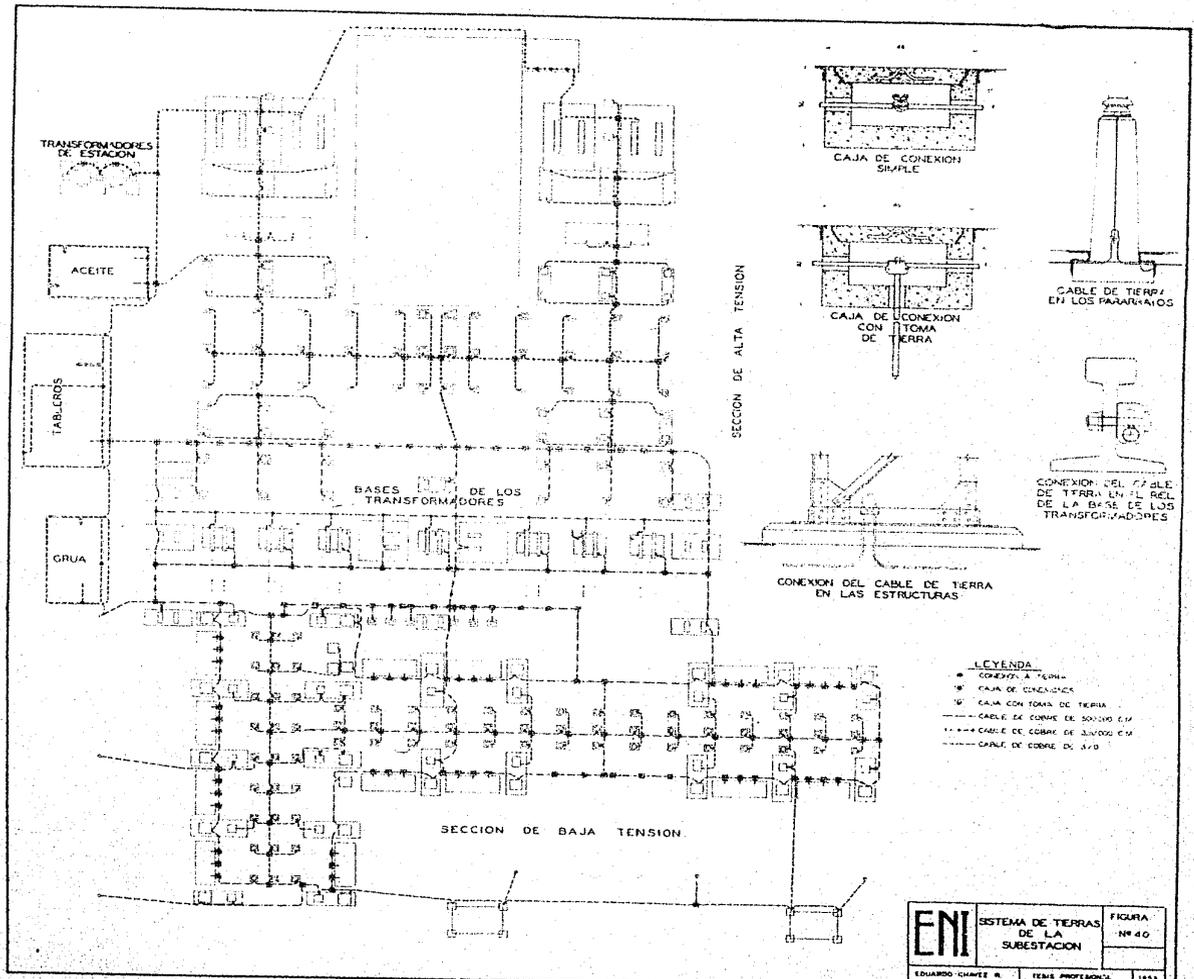
<u>Corriente</u>	<u>Calibre</u>
2,000 - 4,000 amp.....	3/0
4,000 - 6,000 amp.....	250 MCM
6,000 -10,000 amp.....	350 MCM
10,000 -15,000 amp.....	500 MCM

Por consiguiente, necesitaremos un calibre mínimo de 350 MCM para 6,500 amperes de falla. Sin embargo, previendo futuros aumentos en la corriente de falla del sistema de Baja Tensión, aumentaremos el calibre a 500 MCM para el bus principal de tierra de la sección B.

Para la sección A, donde la corriente de falla es menor, tomaremos un calibre de 350 MCM.

Las derivaciones de los aparatos a los buses principales, se harán con cable de 3/0, a excepción de las de los pararrayos en los cuales desde su base hasta el bus llevarán al mismo calibre de este último.

En el plano de la figura No. 40, se muestra la disposición general del sistema de tierras. Las cajas de conexión simple y las cajas con toma de tierra así como los métodos de conexión en pararrayos, columnas, etc., se detallan en figuras anexas al mismo plano.



- LEYENDA**
- CONEXION A TIERRA
 - CAJA DE CONEXIONES
 - CAJA CON TOMA DE TIERRA
 - CABLE DE COBRE DE SECCION 6/11
 - CABLE DE COBRE DE SECCION 6/10
 - CABLE DE COBRE DE 3/10

Lista del Equipo Eléctrico Según el
Diagrama Unifilar de la Subestación.

(Figura No. 40 A)

Transformadores.-

Banco No. 1.- Tres transformadores monofásicos, 33,334 KVA, 23/230 KV, Delta/Estrella, 50 cps, dos derivaciones para cambio sin carga, de $\pm 2.5\%$ en Alta Tensión, enfriamiento por circulación forzada de aceite.

Banco No. 2.- Igual al anterior.

Se cuenta además con un transformador de reserva de las mismas características para conexión indistinta en cualquier banco.

Interruptores.-

Líneas Necaxa, Tepexic, Patla y Planta Nueva.- Interruptor en aceite, - 115 KV, 800 amp, 3,500 MVA de capacidad interruptiva, - transformadores de corriente tipo bushing, dispositivo de potencial en las Líneas Planta Nueva.

Bancos Nos. 1 y 2.- Interruptor en aceite, 115 KV, 1,200 amp, 3,500 MVA de capacidad interruptiva, transformadores de corriente - tipo bushing, dispositivo de potencial.

Amarre de Buses.- Interruptor en aceite de las mismas características que el anterior.

Desconectadores.-

Líneas Necaxa, Tepexic, Patla y Planta Nueva.- Desconectadores en aire, 115 KV, 600 amp, operados eléctricamente en grupo. Cuatro juegos en cada línea.- Números (1), (2), (3) y (4).

Bancos Nos. 1 y 2.- Desconectadores en aire, 115 KV, 800 amp, operados eléctricamente en grupo. Cuatro juegos en cada banco.- Números (1), (2), (3) y (4).

Amarre de Buses.- Cuatro juegos de desconectadores de las mismas características que los anteriores.

Seccionalización del Bus de 85 KV.- Desconectadores en aire, 115 KV, -- 1,200 amp, operados eléctricamente en grupo. Un juego para cada bus (Alto y Bajo).

Líneas Cerro Gordo Nos. 1 y 2.- Desconectadores en aire 230 KV, 1,200 amp, operados eléctricamente en grupo. Dos juegos por línea. Números (5) y (6).

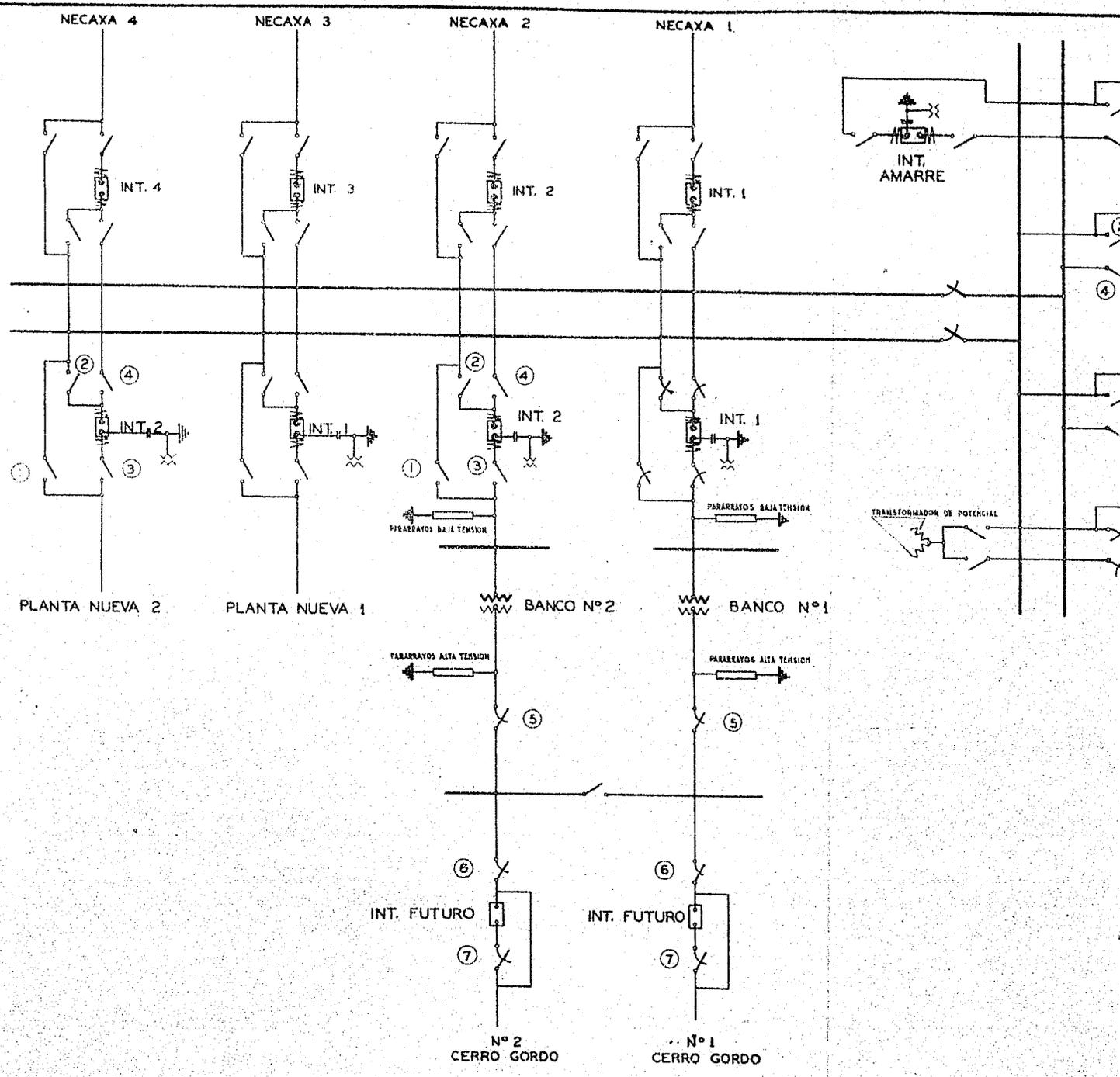
Seccionalización del Bus de 230 KV.- Desconectadores en aire, 230 KV, -- 1,200 amp, operados eléctricamente en grupo. Un juego.

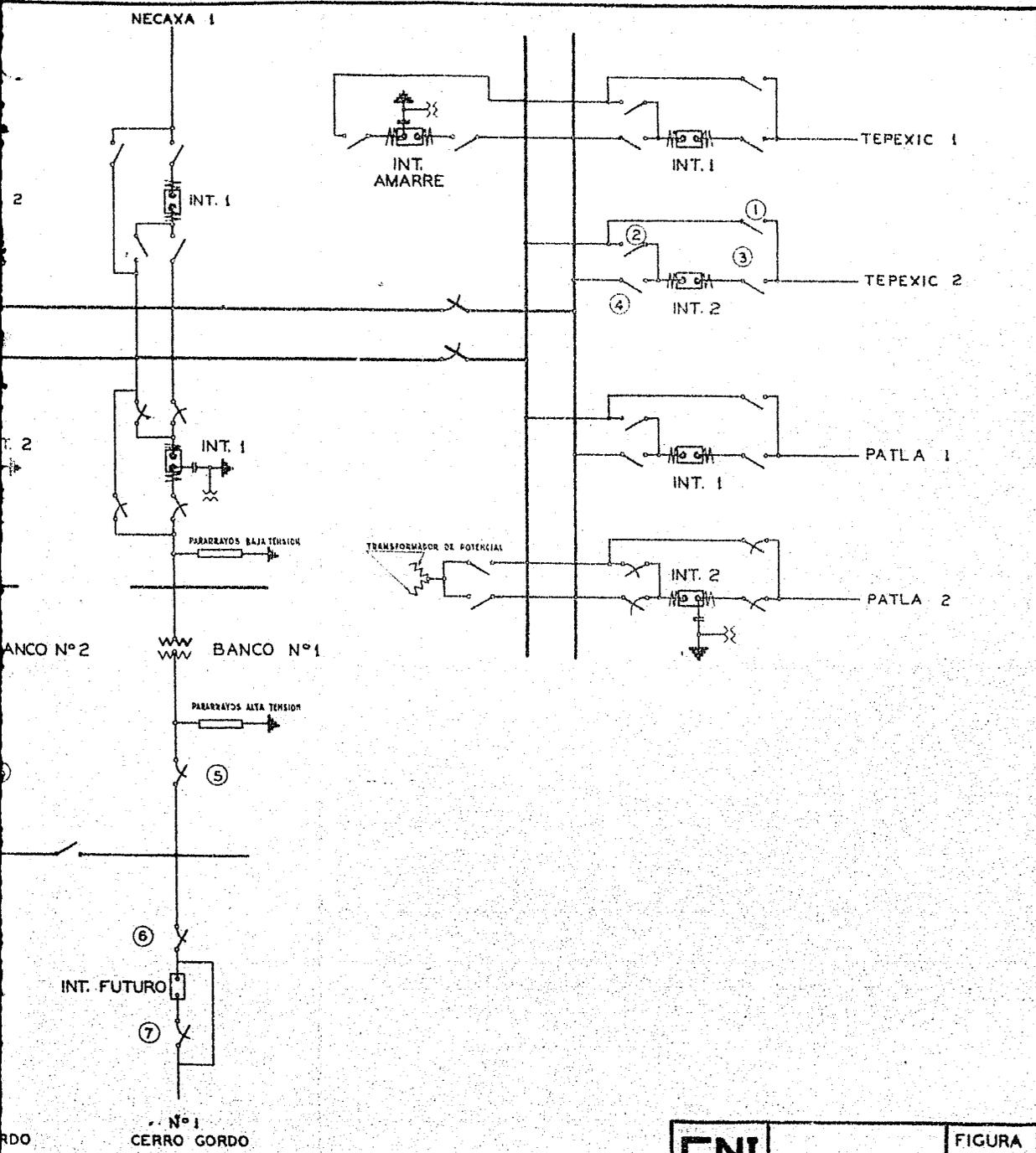
Pararrayos.-

Sección de 85 KV.- Tipo valvular de estación, tensión nominal: 97 KV, - voltaje máximo de ruptura: 397 KV, voltaje máximo de descarga a 10,000 amp: 384 KV.

Sección de 230 KV.- Tipo valvular de estación, tensión nominal: 195 KV, - voltaje máximo de ruptura: 796 KV, voltaje máximo de descarga a 10,000 amp: 768 KV.

Medición de Voltaje Bus de 85 KV.- Dos transformadores de potencial,





ENI	DIAGRAMA UNIFILAR	FIGURA N° 40A
	EDUARDO CHAVEZ R	TESIS PROFESIONAL 1983

115,000/125 volts, conectados en V.

Se instalará en el futuro para cada línea Cerro Gordo, un interruptor en aceite, 230 KV, 1,200 amp, 2,500 MVA de capacidad interruptiva y un juego de desconectores en aire, 230 KV, 1,200 amp, operados en grupo eléctricamente y marcados en el diagrama con el número (7).

C A P I T U L O I I I

P R O T E C C I O N D E L E Q U I P O

Líneas Necaxa, Tepexic y Patla.- Líneas de 230 KV y Bancos de Transformadores.- Líneas Jacksonville - Planta Nueva.-

Bus 85 KV e Interruptor de Amarre.

De las varias formas modernas de protección que se aplican a las líneas de transmisión, hay dos que destacan por las características con que operan para librar las líneas durante las fallas. Estas formas o sistemas son:

- a).- El llamado sistema de distancia.
- b).- El sistema de hilo piloto.

El primer sistema, que usa relevadores instantáneos en los cuales se utiliza el principio de impedancia, cumple con uno de los requisitos de la protección ideal, ya que el disparo de los interruptores se efectúa ya sea instantáneamente (elemento de alta velocidad) en caso de fallas en una zona de 80% a 90% de la longitud de la línea o con ajuste de tiempo, para el resto de ella.

El segundo sistema, mejora todavía más la protección ya que actúa sobre los dos interruptores terminales simultáneamente, librando así la línea entera. Esto se traduce en mejor estabilidad y menores trastornos para el sistema.

Los relevadores de hilo piloto comparan las condiciones en ambas -

terminales de un circuito y de esta comparación se determina si la falla ocurre dentro o fuera de la zona protegida. La comparación es hecha por medio de conductores que forman un canal de comunicación entre las terminales, bajo uno de estos dos principios:

1º.- Comparación de magnitud y dirección o dirección únicamente del flujo de corriente.

2º.- Comparación de la dirección de la potencia.

Operando con el primer principio se usan actualmente varios dispositivos semejantes a los de la protección diferencial de generadores y transformadores. Sin embargo la distancia entre las terminales de la línea incluye otros factores que hacen más complicado el sistema de hilo-piloto. Uno de esos factores es por ejemplo, la carga que significan los juegos de relevadores terminales y la longitud del hilo piloto y la cual debe ser lo más baja posible para que los transformadores de corriente standard utilizados puedan soportarla. Así pues para una instalación dada, la longitud de circuito que puede ser cubierta por la protección está determinada por la carga máxima obtenible de los transformadores de corriente.

Otros factores igualmente importantes son los voltajes inducidos por corrientes de falla y los posibles corto-circuitos y circuitos a tierra o abiertos en los hilos piloto.

El principio de comparación de dirección de potencia, llamado simplemente de comparación direccional consiste en que las cantidades eléctricas en un extremo no se comparan directamente con las del otro extremo, sino que se compara el efecto que producen en la operación de relevadores del tipo direccional situados en los dos extremos. El número de hilos piloto se reduce en este dispositivo a dos en vez de los tres o más necesarios para el de comparación de corriente, por lo que el circuito -

se simplifica. Sin embargo, para operar correctamente este tipo de circuito, debe estar libre de voltajes inducidos, lo cual limita su aplicación sobre todo cuando se instalan en el mismo derecho de vía de las líneas de fuerza.

La longitud de línea que puede ser protegida por el sistema de hilo piloto en sus dos principios varía de 15 a 45 kilómetros, siendo mayor la longitud para el método de comparación de corriente.

Los requisitos que debe cumplir un circuito ideal de protección de hilo piloto son los siguientes:

- 1.- Requerir únicamente dos hilos.
- 2.- Proporcionar protección entre fases y a tierra mediante un sólo relevador en cada terminal.
- 3.- Permitir variaciones amplias en las características de operación de los transformadores de corriente.
- 4.- Posibilidad de valerse de circuitos telefónicos.
- 5.- No operar cuando el sistema esté fuera de sincronismo.
- 6.- Dar el aislamiento adecuado entre los hilos piloto y el equipo terminal.
- 7.- Operar a alta velocidad.
- 8.- Tener facilidades de operación con voltajes longitudinales inducidos en los hilos piloto o con diferencias en el potencial de tierra de la subestación.
- 9.- Tener facilidades para supervisión de los hilos piloto.

A pesar de que se usan con éxito algunas protecciones de hilo piloto que no cumplen con todos estos requisitos, actualmente la mayoría de los circuitos de protección operando con este sistema emplean el tipo de relevador HCB de la Westinghouse o el CPD de la General Electric que son semejantes entre sí y llenan todos los requisitos impuestos.

Dadas las características de longitud e importancia de las líneas de 85 KV que llegan a Jacksonville procedentes de Necaxa, Tepexic y Pautla, aplicaremos para su protección el sistema de hilo piloto con relevadores tipo HCB el cual opera con el principio de comparación de corriente llamado también diferencial de porcentaje variable. En la gráfica de la figura No. 41 están señaladas las características típicas de operación del relevador HCB para fallas de línea entre la fase externa (fase A) y tierra con corrientes en fase y resistencia del hilo piloto de 2,000 ohms.

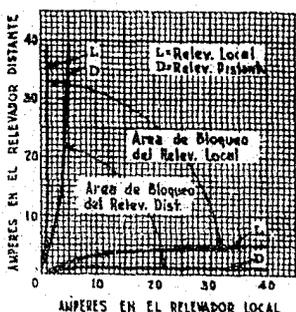


FIGURA No. 41
CARACTERÍSTICAS DE OPERACION
DEL RELEVADOR HCB WESTING-
HOUSE DE HILO PILOTO.

El diagrama de protección utilizando dos relevadores por circuito de transmisión, lo muestra esquemáticamente la figura No. 42.

La corriente secundaria de los tres transformadores de corriente de cada extremo de la línea es llevada a un filtro combinado de corriente de secuencia cero y positiva. Este filtro da un voltaje de salida proporcional a las corrientes de línea. Se obtiene así una magnitud monofásica en cualquier tipo de falla y la cual es comparada con una similar del extremo opuesto de la línea.

La corriente que circula por la sección protegida de la línea en el momento de una falla exterior a esa sección, produce voltajes a través del secundario de los transformadores de saturación de ambos relevadores, voltajes que son iguales en magnitud y están en serie.

Esos voltajes hacen circular corriente por las bobinas restrictoras o de bloqueo en cada relevador. Dichas bobinas están conectadas en

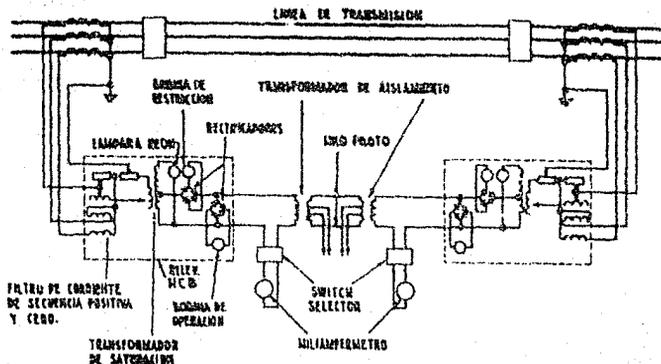


FIGURA No. 42

DIAGRAMA DE PROTECCION DIFERENCIAL
UTILIZANDO RELEVADORES MCB WESTING-
HOUSE DE HILO PILOTO.

serie con los hilos piloto y bajo la condición de falla supuesta, las bobinas de operación conectadas en paralelo con los hilos no reciben corriente suficiente para vencer la acción de las otras bobinas, por lo cual no se manda la señal de disparo del interruptor.

Al ocurrir una falla interna, es decir, dentro de la sección protegida y con alimentación a la falla desde ambos extremos, los voltajes secundarios de los transformadores de saturación se oponen entre sí. En estas condiciones toda la corriente circula por las bobinas restrictoras y por las de operación en serie con las anteriores, no hay corriente en los hilos piloto y los relevadores operan disparando los interruptores terminales al mismo tiempo.

La corriente necesaria para operar los dos relevadores que actúan conjuntamente sobre el hilo piloto, es prácticamente igual a la suma de las corrientes parciales requeridas para la operación individual, ya sea que la corriente primaria de falla venga de ambos extremos o toda de un solo extremo de la línea.

Este último caso, es afectado en cierta forma por la impedancia del hilo piloto, ya que la energía necesaria para operación de una terminal que no contribuye a la falla, es llevada por conducto de dicho hilo.

El ajuste de los relevadores tendrá que hacerse, por consiguiente, basándose en la corriente total de falla cuando esta es alimentada por ambas terminales.

En resumen, el funcionamiento de los relevadores HCB es el siguiente: cada uno tiene un filtro que separa las componentes de secuencia positiva y de secuencia cero y forma con ellas una magnitud sencilla para la operación del aparato. De esta manera, seleccionando un ajuste adecuado de secuencia, se obtiene la señal del disparo correspondiente, bajo cualquier condición de falla de fases ó a tierra.

En caso de que el circuito del hilo piloto se abra y ocurra un disturbio, toda la corriente de una bobina de restricción circulará por la de operación y el relevador actuará como si fuera un dispositivo de sobrecorriente. Un corto-circuito en los hilos piloto detiene la operación del relevador a condición de que el corto-circuito esté a una distancia aproximada de 1,000 ohms del aparato, ya que eso equivale a poner en paralelo la bobina de operación con la resistencia del hilo hasta el punto de corto-circuito. La distancia actual en ohms necesaria para suspender o "bloquear" la operación del relevador, depende del ajuste de la bobina de restricción y en general, de la calibración del aparato.

El miliamperímetro y el switch selector indicados en el diagrama sirven precisamente para señalar las fallas en el hilo piloto. Normalmente, el miliamperímetro está puesto en corto circuito por el switch. Las distintas posiciones de este switch sirven para determinar la corriente de hilo piloto que es leída en cualquiera de las dos escalas terminales. Con esto se determina la potencia de salida del relevador remoto, la del

relevador local o la corriente que circula en el hilo.

La supervisión del hilo piloto puede hacerse en forma continua, mediante la adición en el circuito de los HCB, de otros dos tipos de relevadores fabricados también por la Westinghouse. Este sistema auxiliar opera con una corriente de 0.001 amp superpuesta en los hilos piloto. En condiciones normales, esta corriente mantiene a un relevador de sobrecorriente en posición neutral en la terminal de generación de la línea. Al mismo tiempo, dicha corriente abre los contactos posteriores de un relevador semejante en la terminal receptora.

La presencia en el circuito del hilo piloto de una corriente mayor o menor de la normal, hace que los contactos anteriores o posteriores, respectivamente, cierren y suenen una alarma. En la terminal de generación, una sobrecorriente indica corto-circuito en el hilo piloto y una corriente menor de la normal, indica circuito abierto.

En la receptora, el corto-circuito o el circuito abierto se manifiestan ambos en una corriente menor que es la que hace operar la alarma.

Protección Secundaria o de Respaldo. - Es fácilmente comprensible que un dispositivo como el que se acaba de mencionar, está sujeto a fallas de origen diverso no sólo en los relevadores sino en los transformadores de corriente. Además periódicamente tiene que revisarse el circuito protectivo dejándose fuera de servicio por un tiempo más o menos breve. Se ve entonces la importancia de tener a la mano una defensa secundaria para protección de la línea en esos casos.

Como sería muy costoso disponer de un circuito de protección duplicado del primero, se acostumbra instalar una protección no tan perfecta y de selectividad menor pero independiente y en todo caso efectiva para el fin que se persigue.

La protección más común en estos casos por su economía y características de operación es la de sobrecorriente y tierra, que actúa al paso de las corrientes de falla, ya sea esta trifásica o monofásica a tierra.

Consta de tres relevadores tipo CO (Westinghouse) o IAC (GE); los dos primeros son los relevadores de fase y el tercero es el de tierra -- con una sensibilidad mayor.

Su funcionamiento se basa en el disco de inducción con característica de sobrecorriente de tiempo inverso, es decir que a partir del valor de ajuste I_0 , figura No. 43, el tiempo de cierre de contactos es inversamente proporcional a la corriente de operación. La corriente de falla es reproducida a escala por los transformadores de corriente y constituye la corriente de operación de los relevadores. Si la falla es tri-

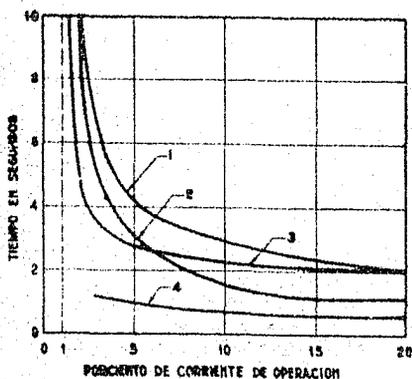


FIGURA N° 43

**CARACTERÍSTICAS DE OPERACION DEL
RELEVADOR DE SOBRE CORRIENTE
(TIEMPO INVERSO) TIPO C.O.**

- 1.- Tiempo inverso a corriente baja.
- 2.- Mayor inversión a corriente baja.
- 3.- Tiempo mínimo con valor standard de corriente.
- 4.- Alta velocidad, sin compensador de torsión.

(Los tiempos de la gráfica son máximos, siendo ajustables los relevadores a tiempos de 0.1 ó 0.05 veces los mostrados).

fásica equilibrada operan los dos de fase simultáneamente; si es monofásica a tierra opera el relevador correspondiente que como ya dijimos, tiene una sensibilidad mayor.

En ambos extremos de la línea se instalará la misma protección de sobrecorriente y tierra, la cual debe tener preferiblemente sus propios transformadores de corriente y conductores, a fin de independizarla de la protección primaria. Por la característica propia de los relevadores de sobrecorriente, de tiempo inverso, se logra que accionen instantáneamente para librar disturbios en la línea protegida, sólo cuando la protección principal falla. Asimismo, los relevadores operan a menor velocidad, cuando el disturbio es en otra línea, en la cual también ha fallado su protección. Esto tiene por objeto librar todas las líneas que alimentan un corto-circuito que no puede ser aislado por falla de la protección de esa línea.

Se instalarán entonces, los siguientes aparatos por circuito:

Protección Primaria.

- 2 relevadores diferenciales HCB Westinghouse para hilo piloto con sus accesorios; uno en cada extremo de la línea protegida.
- 2 juegos de tres transformadores de corriente cada uno, tipo bushing; un juego en cada extremo de la línea.
- 1 juego de transformadores de corriente tipo bushing para la protección diferencial del bus.

Protección Secundaria.

- 3 relevadores de sobrecorriente y protección de tierra tipo CO Westinghouse, en cada terminal de la línea.
- 1 juego de tres transformadores de corriente para cada terminal de la línea protegida.

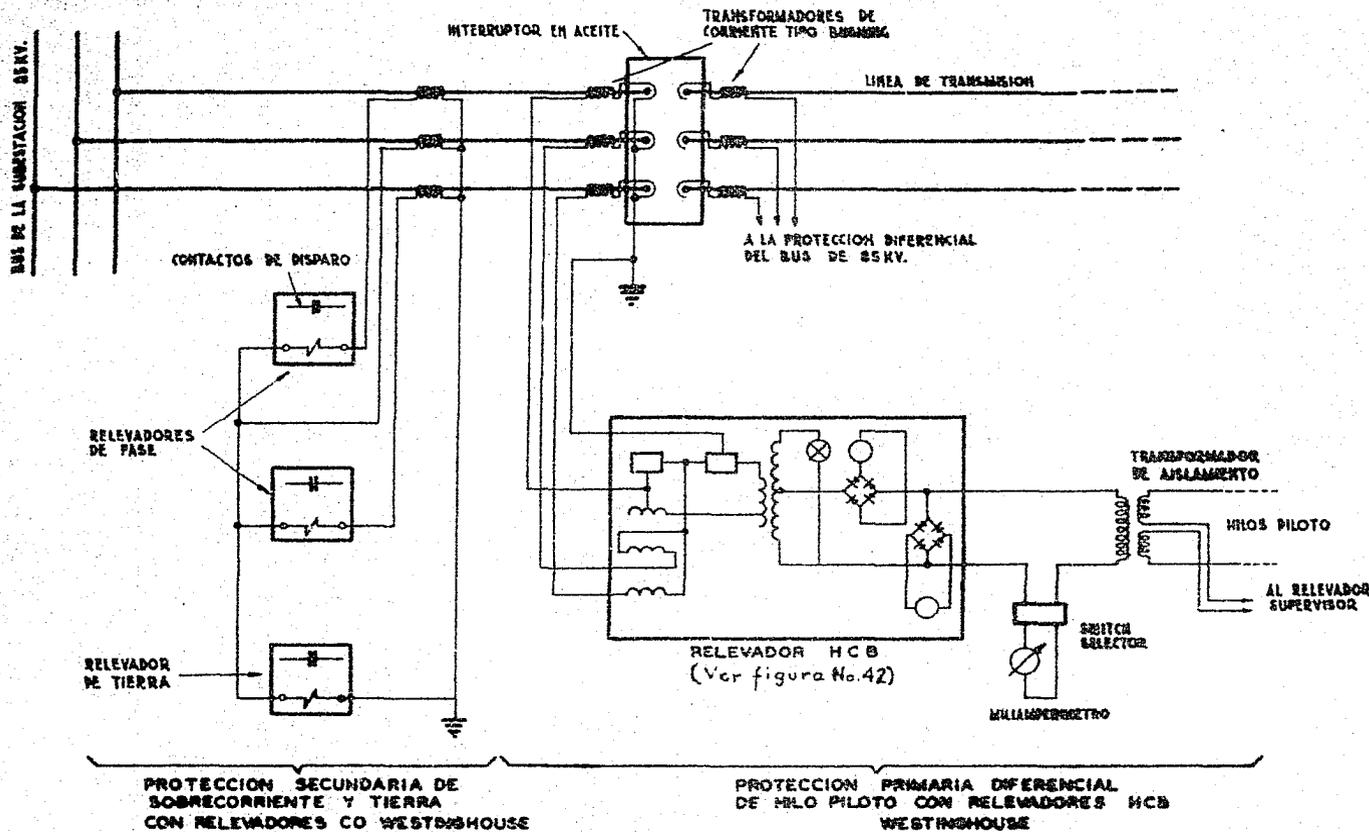


FIGURA No.44

DIAGRAMA DE PROTECCIONES PRIMARIA Y SECUNDARIA PARA LOS CIRCUITOS DE NECAYA TEPEXIC Y PATLA 85KV. (EXTREMO JACKSONVILLE)

El diagrama adjunto de protección para las líneas de 85 KV de Ne-caxa, Tepexic y Patla a Jacksonville muestra la protección primaria dife-rencial de hilo piloto y la protección secundaria de sobrecorriente y - tierra. (Figura No. 44).

Para no sobrecargar este diagrama, se han omitido los relevadores de supervisión del hilo piloto, los cuales forman parte importante de la protección; en seguida se detalla su diagrama elemental por separado.

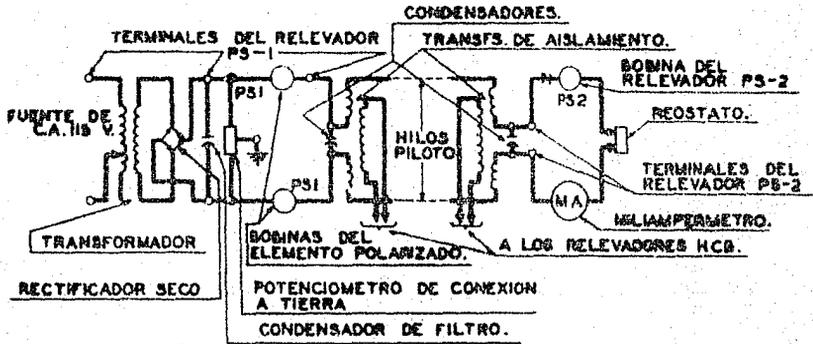


FIG N° 45

DIAGRAMA DE CONEXION DE LOS RELEVADORES DE SUPERVISION DEL HILO PILOTO (PS-1 Y PS-2)

Protección de los circuitos de 230 KV.- De suma importancia es, - en estos circuitos de transmisión, el que haya disparo simultáneo de los interruptores terminales, cuando se presenta una falla en dichos circuitos; las razones son las siguientes:

- 1º.- Librar un circuito simultáneamente en ambos extremos mejora - la estabilidad del sistema y aumenta la carga que puede ser - llevada en condiciones de seguridad por el otro circuito.
- 2º.- El trastorno en el sistema, que se manifiesta por abatimien- - tos de tensión y pérdida de carga síncrona, disminuye cuando-

se libra un circuito con rapidez.

30.- Las fallas de gran magnitud trifásicas y de doble fase a tierra, se originan generalmente por la extensión de fallas entre dos fases o de una fase a tierra. Entonces, para evitar esa extensión, es indispensable librar la línea inmediatamente.

Las restricciones del sistema de hilo piloto en cuanto a longitud de la zona protegida, debido al uso precisamente de alambres de alta impedancia para llevar la señal piloto, hace que no pueda aplicarse en este caso. Sin embargo, el mismo principio en que se basa ese sistema, puede aplicarse sustituyendo los alambres por un canal de corrientes de alta frecuencia que circulan en los mismos conductores de la línea.

Este sistema llamado canal de corrientes portadoras o sencillamente "carrier", se utiliza no sólo para protección de líneas, sino también para intercomunicación, control y medición a distancia.

El carrier puede llenar una o varias de esas funciones de acuerdo con el número de frecuencias que se utilicen en el canal. Para nuestro estudio solo se considerará la función protectora de este sistema.

Daremos una descripción del funcionamiento de este sistema, sin pretender profundizar más de lo necesario en un tema que por lo extenso, no tiene cabida en este trabajo.

En primer término, hay que hacer notar que la diferencia fundamental entre la transmisión de fuerza y la transmisión carrier está en la eficiencia. En el primer caso sucede que las pérdidas por impedancia transversal son pequeñas y las pérdidas por resistencia longitudinal se hacen mínimas elevando el voltaje y por consiguiente disminuyendo la corriente para una potencia dada. Como casi todas las líneas de diseño moderno que operan a bajas frecuencias, son eléctricamente cortas, la impe

dancia se determina principalmente por la de los bancos terminales y la de la carga conectada en el extremo receptor.

En el caso de la transmisión carrier, sin embargo, las líneas son eléctricamente largas por lo que la mayor parte de la potencia se consume en la línea y entonces el equipo receptor tiene poco efecto sobre la impedancia del extremo generador.

Todo esto sirve para explicar el porqué se encuentran eficiencias en este tipo de transmisión del orden de uno por ciento, que no obstante, son de sistemas de uso generalizado. Es que las pérdidas de energía no corresponden a cantidades grandes de potencia como lo demuestra el que el consumo de los receptores carrier modernos sea tan bajo como un milliwatt o a veces menos.

Las características de la transmisión carrier se expresan en términos de la atenuación o sea la disminución de potencia a lo largo de la línea. Entre dos puntos de esta, la atenuación se mide por la relación de voltajes, corrientes o potencias en esos dos puntos. Sin embargo, ya en la práctica, no se acostumbra expresar directamente esas pérdidas por las relaciones mencionadas ya que la pérdida total no es la suma de ellas, sino el producto.

Ese producto de pérdidas que da la atenuación se mide en Decibels. Esta unidad se define como el producto $10 \log_{10} P_a/P_b$ o bien $20 \log_{10} \frac{V_a}{V_b}$ en los cuales P_a , P_b y V_a y V_b son las potencias y los voltajes entre los dos puntos a y b considerados. Así por ejemplo, una atenuación de 10 Decibels es equivalente a una eficiencia en la potencia de 10%, -20 DB equivalen a 1%, 30 DB equivalen a 1/10%, etc.

La atenuación en una línea de doble circuito crece en proporción lineal a la frecuencia, pero cuando la línea tiene derivaciones la pro--

porción no es ya lineal y se tendrá una variación fuerte de la atenuación para un incremento pequeño de frecuencia. La banda de frecuencias de uso común en carrier es de 50 a 150 kilociclos. La frecuencia escogida se puede aplicar a la línea ya sea entre uno o más conductores y tierra o entre dos conductores.

Para evitar el escape de la energía transmitida por carrier de la línea que se protege y al mismo tiempo suprimir interferencias con otros canales carrier, se utilizan bobinas resonantes (choke coils) llamadas trampas de onda que tienen como función más importante, la de prevenir un corto circuito en el equipo transmisor cuando ocurre una falla a tierra del mismo conductor sobre el cual se trasmite.

Para incorporar el equipo carrier al sistema de Alta Tensión, se usa la conexión indirecta que proporcionan los aparatos siguientes:

1º.- Condensador de acoplamiento.

2º.- Bobina de fuga.

los cuales se conectan en serie entre sí y ambos en paralelo entre el conductor de línea y tierra. Sus características principales son:

El condensador opone una impedancia muy alta a la corriente de frecuencia normal y lo mismo sucede con la bobina de fuga a la corriente de frecuencia carrier.

La bobina de fuga se monta en la base del condensador, conectada entre este y tierra, de modo que la corriente de carga a 60 cps del condensador circula a través de ella hacia tierra. En estas circunstancias, el potencial entre la terminal superior de la bobina y tierra es de menos de 100 volts, debido a la baja impedancia de la bobina a la frecuencia normal.

La corriente que se genera y amplifica en el equipo transmisor de-

carrier, a la frecuencia de operación de ese equipo, es acoplada a la línea directamente después de la bobina de fuga la cual tiene como ya se dijo un potencial menor a 100 volts. La corriente de carrier, a su paso por las capacitancias en serie del condensador adquiere en la parte superior el potencial de línea.

Para mejorar el acoplamiento todavía más, la reactancia del condensador es aumentada o disminuida por la reactancia variable en serie de un circuito "sintonizador" del transmisor. De este modo, el equipo carrier se conecta directamente a la línea de transmisión mediante una conexión de bajo voltaje pero que imprime el voltaje carrier directamente entre el conductor de la línea y tierra (Figura No. 46).

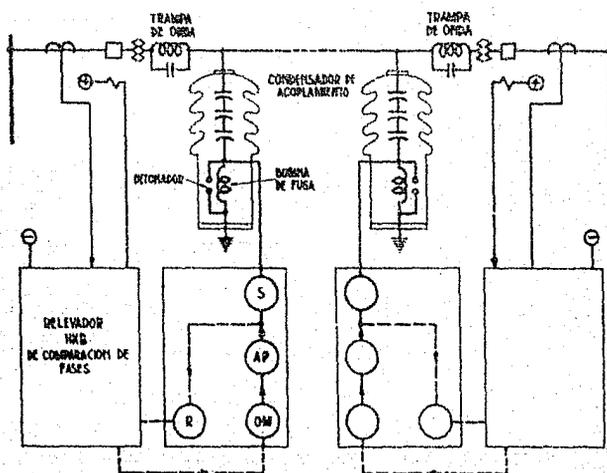


FIGURA Nº 46

DIAGRAMA ELEMENTAL DEL EQUIPO CARRIER

S = SINTONIZADOR
 AP = AMPLIFICADOR DE POTENCIA
 OM = OSCILADOR MAESTRO
 R = RECEPTOR

El equipo requerido en cada terminal para la transmisión carrier consta de los siguientes aparatos:

- 1.- Un relevador que opera con corriente proporcional a la de línea para detectar y localizar las fallas de fase y de tierra.
- 2.- Un transmisor-receptor carrier de corriente directa. El transmisor está controlado por el relevador anterior y el receptor actúa a un relevador especial para señales recibidas.
- 3.- Un condensador de acoplamiento de alta tensión para imprimir la corriente de alta frecuencia en la línea de transmisión.
- 4.- Un equipo de protección contra sobrevoltajes para seguridad del equipo carrier y del personal. Dicho equipo forma parte del transmisor-receptor y del condensador de acoplamiento.
- 5.- Una bobina resonante o trampa de onda, para confinar la energía del carrier a la zona protegida de la línea y mejorar así la transmisión y disminuir la interferencia con otros canales carrier.

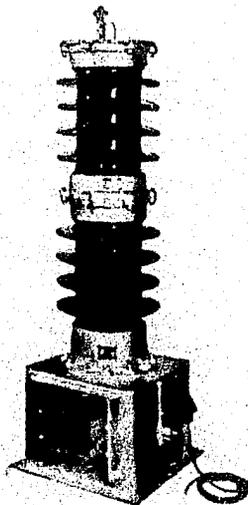


Figura No. 47.- Condensador
de Acoplamiento Carrier.



Figura No 48.- Trampa de Onda
Carrier para 400 amp.

Los transmisores-receptores están sintonizados para responder a la frecuencia asignada de tal modo que un receptor puede percibir una señal de su propio transmisor o la de el transmisor situado en el otro extremo de la línea.

La protección por carrier puede hacerse en dos formas, atendiendo al principio de operación del relevador principal:

1a.-Sistema de comparación direccional de potencia, el cual utiliza la característica distancia-tiempo de los relevadores del tipo de impedancia, tales como el HZ o el HZM de la Westinghouse.

2a.-Sistema de comparación de fase, que como su nombre lo indica, compara a través de un canal carrier, las posiciones relativas de fase de las corrientes en ambos extremos de la línea para determinar la existencia de una falla interna o externa.

En la mayoría de las líneas modernas, se puede aplicar indistin-

tamente cualquiera de los dos sistemas. Sin embargo, cada uno tiene ventajas que favorecen su aplicación a una línea de características determinadas.

Las ventajas de cada método son:

Sistema de Comparación Direccional.

- 1.- Su eficiencia es mayor en líneas provistas de varias derivaciones.
- 2.- Hace distinción más precisa entre variaciones de carga y fallas del sistema.
- 3.- Puede operar con corrientes de falla menores del doble de la corriente de carga.
- 4.- Tiene mayor flexibilidad en su operación para cambios de equipo en el sistema.
- 5.- Los mismos relevadores de impedancia proporcionan la protección secundaria o de respaldo.

Sistema de Comparación de Fase.

- 1.- Puede ser complementado con cualquier otro tipo de sistema de relevadores para protección instantánea secundaria.
- 2.- No exige el uso de transformadores de potencial.
- 3.- No opera cuando el sistema sale de sincronismo.
- 4.- La corriente inducida por la falla a tierra en un circuito paralelo no hace operar al relevador principal.
- 5.- Los relevadores de protección secundaria están completamente separados, por consiguiente puede dejarse una de las dos protecciones fuera de servicio sin afectar el funcionamiento de la otra.

La línea de 230 KV no tendrá derivaciones que exijan una eficiencia extraordinaria en la operación del carrier. Esto nos inclina a fa--

vor del sistema de comparación de fase, el cual tiene además la ventaja de no requerir el empleo de transformadores de potencial.

En consecuencia, el tipo de relevador que emplearemos es el HKB, - indicado en el mismo circuito de la figura No.46.

En el relevador se encuentra un filtro de corriente de secuencia-positiva, negativa y cero y con el cual se obtiene un voltaje monofásico derivado de las corrientes de la línea trifásica.

Ese voltaje energiza los detectores de falla del relevador y controla la transmisión de ondas de corriente formadas por medios ciclos a través del carrier, desde ambos extremos de la línea y en la misma forma en que opera el relevador HCB de hilo piloto.

La señal transmitida por carrier en esa forma y que se origina en cada extremo, es recibida en el extremo opuesto. Aquí se rectifica y - compara con la posición de fase del voltaje de salida del filtro de secuencias local. Esa comparación se hace en el circuito de rejilla de un tubo electrónico al vacío que es parte de la unidad de control que también supervisa la transmisión carrier.

Ese circuito de rejilla del tubo-relevador está indicado en la -- parte superior de la figura No.49. Aquí es donde tiene lugar la comparación que determina la existencia de una falla interna o externa.

Entre los puntos b y c se aplica una onda de forma cuadrada que - se obtiene del circuito electrónico controlado a su vez por el voltaje- de salida del filtro de secuencias.

Esa onda especial de voltaje obtenida se llama "voltaje de operación del circuito disparador" debido a que hace positiva la rejilla del tubo-relevador, ocasionando circulación de corriente de placa en dicho-

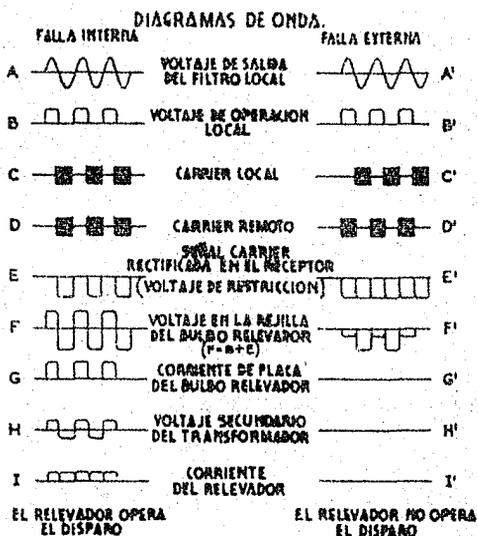
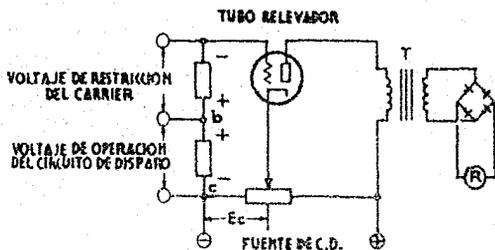


FIGURA N° 49
CIRCUITO DEL TUBO-RELEVADOR Y DIAGRAMAS DE ONDA DEL RELEVADOR H.K.S. WESTINGHOUSE

tubo.

El voltaje proveniente del receptor carrier donde se rectifica la señal transmitida se llama "voltaje de restricción del carrier" a causa de que se opone al voltaje de operación, e impide la circulación de la corriente de placa del tubo, al aplicar potencial negativo a la rejilla.

Consideremos el caso de una falla interna, para conocer los diagramas de ondas que entran en juego para ese caso.

Cuando los detectores de falla operan, las polaridades respectivas de los voltajes de filtro en ambos extremos del circuito, son tales que el carrier se transmite desde las terminales en la misma señal de media onda (C y D).

El voltaje que se recibe y rectifica y que da origen al voltaje de restricción del carrier (E) se aplica a la rejilla del tubo-relevador en serie con el voltaje de operación (B). Por consiguiente, la tensión neta en la rejilla es la suma de esos dos voltajes y tiene la forma de onda mostrada en (F).

El eje de referencia en (F) es el voltaje E_c necesario para suprimir la corriente de placa del tubo. Por lo tanto, cuando el voltaje neto de rejilla esta sobre dicho eje, la corriente circula.

Cuando ocurre una falla interna en el circuito protegido no hay voltaje proveniente de la señal de carrier rectificada que se oponga a la onda de voltaje de operación. Como este voltaje da potencial positivo a la rejilla, se tendrá circulación de corriente de placa (G).

Estos impulsos de media onda de corriente pasan al primario del transformador T, cuyo voltaje secundario (H) se rectifica para proporcionarle el voltaje (I) que hace operar finalmente el relevador (R).

En una falla lejos de la línea protegida, los detectores se energizan, la transmisión carrier se efectúa desde ambas terminales de la línea con una señal de medios ciclos alternados como se ve en (C') y (D').

Esta alternación se origina porque la corriente en un extremo de la línea, para una falla externa a esta, sufre una reversión con respecto a la corriente en el otro extremo, quedando en fase las dos. Entonces la corriente que entra a la línea está en fase con la corriente que

sale de ella.

La señal rectificada en cada receptor da un voltaje de restricción practicamente constante (E') el cual en serie con (B'), tiene un valor-resultante que siempre es negativo (F'), o sea que el potencial aplicado a la rejilla es constantemente de este signo y por consiguiente no hay paso de corriente de placa (G') y el relevador no opera.

La relación entre la corriente de línea y la señal del carrier, - de acuerdo con el ángulo de fase de aquella, es la siguiente: A la variación del ángulo de fase desde 0° a 180° corresponden las características del relevador mostradas en la figura No. 50.

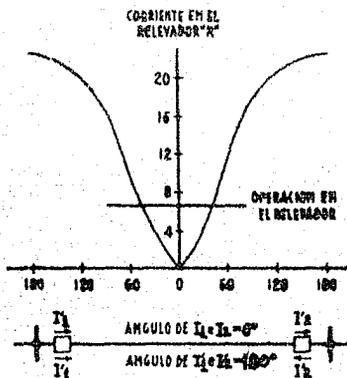


FIGURA NRO 50
CARACTERÍSTICA DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA CARRIER DE COMPARACION DE FASE.

Al variar el ángulo desde la posición en fase (falla externa) hasta la posición de defasamiento total (falla interna) las ondas de señal de medio ciclo provenientes del carrier lejano cambian en posición con respecto a las ondas del carrier local, teniendo esta variación los límites señalados entre (C) y (D) y - (C') y (D'). La corriente de

placa del tubo-revelador entre estos dos extremos estará interrumpida o "bloqueada", cada vez durante mayor tiempo del ciclo y el valor eficaz de la componente alterna de dicha corriente disminuirá.

Esto se traduce a su vez en una disminución de la corriente en el relevador R en la forma indicada en la gráfica "ángulo de fase-corriente de relevador". Mediante el ajuste de sensibilidad, el relevador R --

puede hacerse operar cuando el ángulo entre las corrientes extremas de la línea adquieren el valor deseado.

Así se explica la ventaja de este sistema en lo referente a disparo simultáneo en las terminales, para fallas que estén dentro de los límites de ajuste del relevador. Además, como este relevador opera a base de corriente de línea, se entiende porqué no está sujeto a operación en condiciones fuera de sincronismo del sistema, ya que entonces las corrientes circulantes son tratadas por los relevadores como si fuera una falla externa.

- - -

Después de la breve descripción que se ha hecho del sistema de protección carrier por comparación de fase, la cual constituye la protección primaria de los circuitos de 230 KV, es necesario hablar del segundo sistema de defensa, o protección secundaria de estos circuitos.

Desde luego esta protección tiene que ser totalmente independiente de la primaria, no sólo por razones obvias de seguridad, sino porque, cuando se someta el equipo carrier a revisión debe contarse con una protección completa de emergencia, durante todo el tiempo que dure la revisión.

Así pues ya que no es posible económicamente tener un equipo carrier para protección secundaria, exactamente igual al que se ha estudiado, debemos buscar entre los demás dispositivos el que ofrezca seguridad y economía.

La primera solución que se presenta se basa en el empleo de relevadores de sobrecorriente y tierra. Un dispositivo de protección con estos relevadores resulta indudablemente económico pero en vista de las características del sistema, en donde el servicio continuo es básico, los relevadores que se apliquen deben tener cierto grado de selectivi-

dad de la que carecen los de sobrecorriente.

Esto significa que durante una falla, solo la sección afectada debe ser librada por el dispositivo de protección respectivo. Por consiguiente, los relevadores deben reconocer cuando una falla es en la línea protegida por ellos y cuando sucede fuera de su zona. Esto no lo hace un relevador de sobrecorriente ya que su operación se debe sencillamente al paso de la corriente que alimenta la falla ya sea esta externa o interna.

El sistema que tiene características selectivas adecuadas para la línea de 230 KV, es el de relevadores direccionales de sobrecorriente, el cual, como su nombre lo indica, sólo opera cuando la corriente de falla circula en cierta dirección. Cada relevador consta de dos partes: - un detector de fallas y un elemento direccional. Su interconexión determina la cualidad selectiva del aparato ya mencionada, la cual se puede efectuar de dos maneras:

- a).- Conectando en serie los contactos del detector con el elemento direccional.
- b).- Conectando en serie los contactos del elemento direccional con el detector. Esto constituye el "control direccional" ya que la operación del detector está supervisada por el otro elemento.

Describiremos a grandes rasgos el control direccional que es el empleado en la mayoría de los relevadores de este tipo, sirviéndonos de la figura No. 51.

El circuito a-a', comprende el embobinado inferior del polo principal en el elemento de sobrecorriente o detector.

El circuito b-b', conecta en serie el embobinado superior del polo

principal y los embobinados de los polos secundarios en el elemento de sobrecorriente. Este circuito es energizado al cerrarse el contacto ajustable Q por accionamiento del elemento direccional.

El circuito c-c', completa el circuito general de operación del direccional. Energizando este circuito general, cierran los contactos del elemento direccional, los cuales completan el circuito electromagnético del detector. Así pues este elemento opera sólo hasta que se tiene la corriente ajustada en magnitud y dirección, cerrando a su vez los contactos t-t' del circuito de disparo.

Si el detector no estuviera controlado direccionalmente, cerraría sus contactos por la sobrecorriente de falla exterior y no podría abrirlos antes de que, a su vez, los contactos del elemento direccional se cierren debido al paso de la corriente normal de carga que circula en el sentido de operación del relevador, después que se ha interrumpido la falla. En otras palabras, el detector de fallas operaría indebidamente por sobrecorriente, de no estar controlado por el otro elemento y por otra parte, el elemento direccional operaría con corriente normal que fluye en la dirección fijada para el disparo de no estar en serie los contactos abiertos del detector o elemento de sobrecorriente.

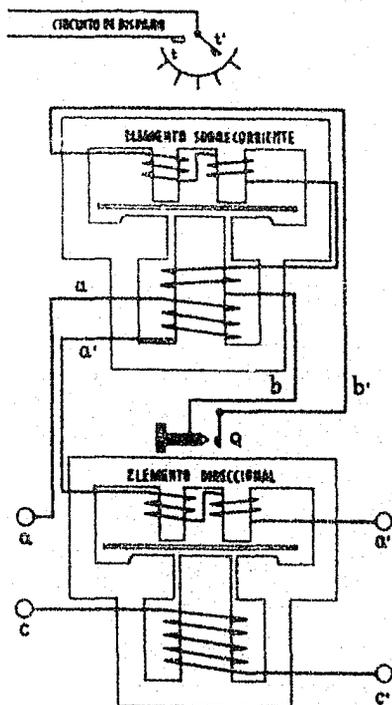


FIGURA N° 51
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE
CON CONTROL DIRECCIONAL.

Este tipo de relevador es el que fabrica la Westinghouse con la designación CR. Deberán instalarse tres relevadores de fase y uno de tierra, el último con ajuste de mayor sensibilidad para detectar fallas de fase a tierra. Podrían utilizarse dos relevadores de fase únicamente, con la consiguiente economía; sin embargo, es preferible que cada fase tenga su relevador para que la protección sea completa y también por el hecho de que así se tiene indicación de la línea que falla.

El relevador de tierra opera del modo siguiente:

Cuando ocurre una falla a tierra en el sistema, el triángulo de voltajes se altera y entonces el punto de potencial de tierra no está ya en el punto neutro del triángulo. La tensión entre el punto neutro y tierra se llama voltaje residual. Para tener noción de este voltaje, se utilizan tres transformadores de potencial auxiliares, con el primario conectado en estrella, el secundario en delta y el elemento de potencial del relevador direccional a una esquina de la delta. Si los voltajes trifásicos están balanceados, no hay voltaje a través de ese elemento del relevador, pero al haber una tierra en el sistema, aparece el voltaje residual en el elemento referido.

Los embobinados del detector de fallas en el relevador están conectados al circuito de corriente residual, de modo que el voltaje y la corriente residuales se combinan para indicar la dirección de la falla.

En resumen la protección de los dos circuitos de 230 KV, estará formada por los siguientes aparatos:

Protección Primaria en cada circuito.

- 2 Relevadores de comparación de fase tipo HKB Westinghouse.
- 2 Transmisores-receptores carrier.
- 2 Condensadores de acoplamiento.

- 2 Equipos de protección contra sobrevoltajes en el sistema - - - carrier.
- 2 Bobinas resonantes o trampas de onda.
- 2 Juegos de 3 transformadores de corriente, instalados en los - - bushings de Baja Tensión de los transformadores.

Protección Secundaria en cada circuito.

- 8 Relevadores direccionales de sobrecorriente tipo CR Westinghouse.
- 2 Juegos de 3 transformadores de potencial de Alta Tensión para - los relevadores de fase. Se usará el dispositivo de potencial - tipo bushing.
- 2 Juegos de 3 transformadores de potencial auxiliares para el vol - taje de polarización del relevador de tierra.
- 2 Juegos de 3 transformadores de corriente tipo bushing instala - dos en los interruptores de los bancos.
- 1 Juego de transformadores de corriente tipo bushing para la pro - tección diferencial del bus.

En la figura No.52 se indican en forma esquemática las proteccio - nes primaria y secundaria de la línea Jacksonville-Cerro Gordo.

Protección de los Circuitos Jacksonville - Planta Nueva de 85 KV.

En esta línea, donde por su longitud no es aplicable el sistema - de hilo piloto, y por otra parte, la instalación de equipo carrier re - sultaría muy costosa en relación con la importancia del servicio, es -- preferible recurrir a otro de los dispositivos de eficiencia ya compro - bada.

Al tratar la protección secundaria de las líneas de 230 KV, se - mencionaron las cualidades del sistema direccional de sobrecorriente.

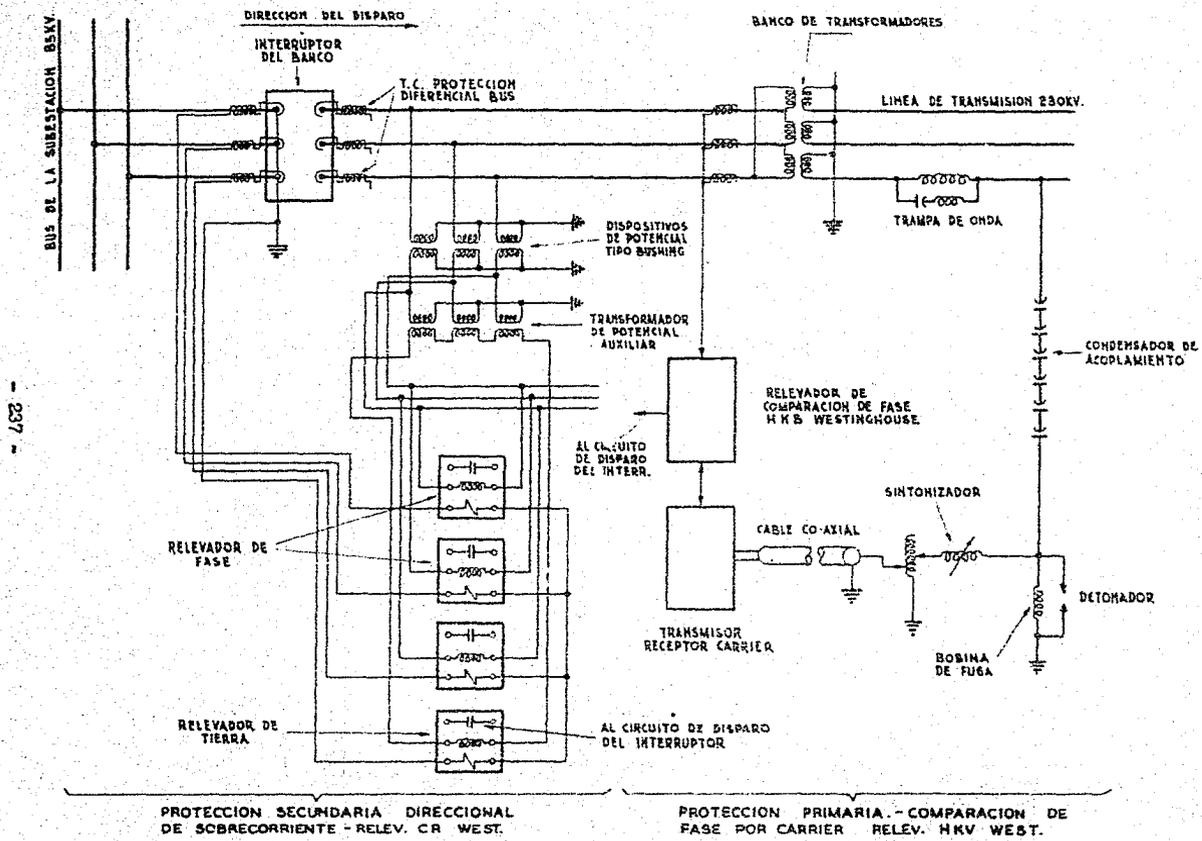


FIGURA No.52
DIAGRAMA DE PROTECCIONES PRIMARIA Y SECUNDARIA DE LOS CIRCUITOS DE 230KV (EXTREMO DE JACKSONVILLE)

Existe la circunstancia de que la Compañía de Luz ha venido utilizando este sistema para protección de los circuitos actuales de 85 KV - entre Necaxa y México con bastante buen resultado. Entonces para aprovechar el equipo existente, utilizaremos la protección direccional de sobrecorriente instalando tres relevadores CR para las fases y uno para protección de tierra del mismo tipo, en cada circuito. Supondremos además que el equipo de relevadores terminales en la Subestación Planta Nueva, continuará operando tal como lo hace actualmente.

En Jacksonville, se instalarán por consiguiente, en cada circuito:

- 4 Relevadores direccionales de sobrecorriente tipo CR Westinghouse.
- 1 Juego de tres transformadores de potencial de Alta Tensión para los relevadores de fase. Se utilizarán dispositivos de potencial tipo bushing.
- 1 Juego de tres transformadores de potencial auxiliares para el voltaje de polarización del relevador de tierra.
- 1 Juego de 3 transformadores de corriente tipo bushing.
- 1 Juego de 3 transformadores de corriente tipo bushing para la protección diferencial del bus.

Como protección secundaria pondremos la misma que se utilizó para las líneas de Necaxa, Tepexic y Patla, o sea la de sobrecorriente y tierra. Entonces la lista anterior incluye además en cada circuito:

- 2 Relevadores de sobrecorriente tipo CO Westinghouse.
- 1 Relevador de protección de tierra del mismo tipo.
- 3 Transformadores de corriente del tipo de inserción intemperie

El diagrama de la protección para una de las dos líneas es el que se muestra en la figura No.53.

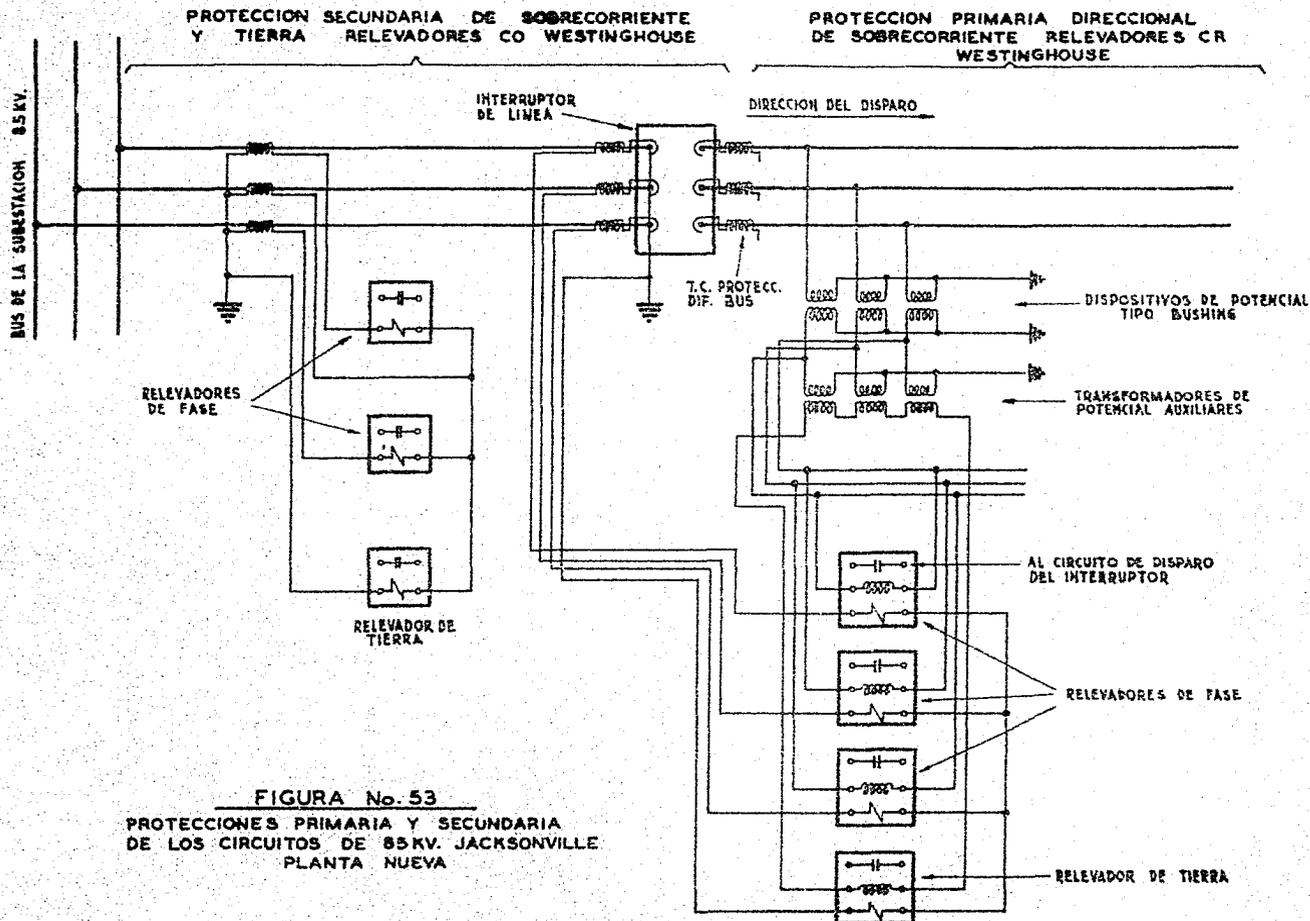


FIGURA No. 53
PROTECCIONES PRIMARIA Y SECUNDARIA
DE LOS CIRCUITOS DE 85 KV. JACKSONVILLE
PLANTA NUEVA

Protección del Bus de 85 KV.- La protección diferencial es de uso común en buses de Alta Tensión por sus características altamente selectivas. Con este sistema la distinción entre fallas internas del bus y fallas externas a éste, se hace mediante la comparación de las corrientes a la llegada y a la salida del bus.

El principio de operación es básicamente el que sigue:

En cada uno de los circuitos de alimentación y de carga, se instalan transformadores de corriente de iguales ratios. La conexión de los secundarios está hecha de tal modo que la suma de todas las corrientes pasa por la bobina de operación de un relevador de sobrecorriente en cada fase.

Esa suma tendrá que ser cero cuando, en condiciones normales, la corriente que entre al bus sea la misma que sale a Cerro Gordo y Planta Nueva y no habrá operación de los relevadores.

Al ocurrir un corto-circuito en las barras del bus, la corriente fluirá hacia este punto y se perderá al balance entre la corriente que llega y la que sale. La bobina de operación de cada relevador recibirá entonces una corriente proporcional a la de falla, con lo cual se abrirán todos los interruptores de los circuitos conectados al bus.

Cuando el corto-circuito es exterior al bus, se tendrá igualdad entre la corriente que llega y la que sale y en consecuencia no habrá operación de disparo.

Este dispositivo es teóricamente de una operación perfecta, pero sucede en la práctica que las altas corrientes de falla así como las corrientes de carga en cada circuito producen saturaciones desiguales en los transformadores de corriente, que no se compensan unas con otras. El resultado de ello es que se tendrá una corriente circulando en la bo

bina de operación aún en caso de una falla exterior al bus. Esto puede subsanarse con el empleo de relevadores de sobrecorriente tipo inducción los cuales son afectados en menor grado por esa saturación, que los desobrecorriente instantáneos. De cualquier manera, el ajuste del relevador debe ser tal, que opere a partir de un valor superior al de la corriente diferencial debida a la saturación. Los transformadores de corriente deben ser capaces de reproducir la corriente primaria con suficiente fidelidad y el ajuste del relevador se hace entonces de modo que opere con la mínima falla interna y no opere aún con la máxima falla externa. Esto no siempre es posible cuando la saturación de los transformadores adquiere valores elevados.

El uso de relevadores diferenciales de porcentaje resuelve el problema de la saturación, ya que la corriente requerida para su operación aumenta en función directa de la corriente de falla externa, o sea que la corriente de error siempre estará abajo del valor de ajuste del relevador. Cuando el porcentaje de corriente diferencial excede al ajuste, - falla interna, se tendrá operación del relevador.(1).

A fin de hacer lo más sencilla posible nuestra instalación, con la consiguiente economía, utilizaremos el relevador diferencial de porcentaje tipo CA Westinghouse, con dos embobinados de restricción y uno de operación. Se colocará, por consiguiente, 1 relevador de este tipo para cada fase del bus, haciéndose sus conexiones tal como lo indica la figura No. 54.

Como puede verse en dicha figura, se han dividido los circuitos - conectados al bus en dos grupos del mismo número de circuitos cada uno:

(1) El nombre del relevador se debe pues, a que el aumento en la corriente de operación del aparato es un porcentaje constante de la corriente de falla.

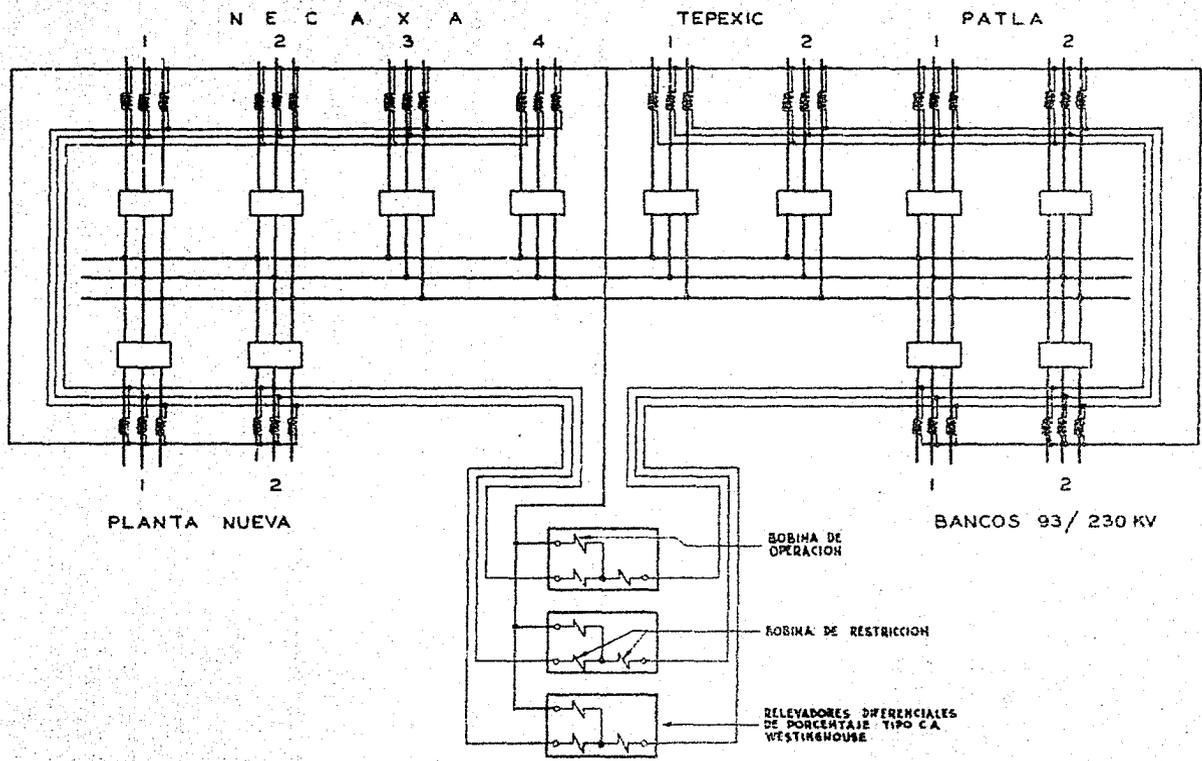


FIGURA No. 54
DIAGRAMA DE PROTECCION DIFERENCIAL DEL BUS DE
BAJA TENSION

el primero comprende las cuatro líneas de Necaxa y las dos líneas de Pachuca y el segundo abarca las dos líneas de Tepexic, las dos de Patla y las dos alimentaciones a los bancos de 93/230 KV. Al parecer es arbitrario este modo de agrupar los circuitos, pero debe recordarse que para efecto de la protección la característica de la diferencial de porcentaje, es la comparación de la corriente total que entra con la corriente total que sale. Luego no importa la manera en que se escojan esos grupos, ya que la corriente total de entrada o de salida puede distribuirse como se quiera; la protección siempre actuará según sea la suma de corrientes parciales en cada caso. Normalmente la suma de las corrientes parciales de llegada es igual a la suma de las de salida.

El primer grupo se conectará a las bobinas de restricción del mismo lado en los relevadores y el segundo grupo a las del lado contrario.

Para encadenar la protección del bus de 85 KV con las protecciones de los circuitos, es conveniente utilizar los transformadores de corriente instalados en el bushing más alejado del bus de cada interruptor.

Como todos los interruptores adyacentes tienen conexión tanto al bus bajo como al alto, ambos quedan protegidos alternativamente por el mismo dispositivo.

Protección del Interruptor de Amarre.- Este interruptor presenta un problema especial dentro del arreglo de los sistemas de protección, ya que si ha de sustituir a cualquiera de los interruptores de Baja Tensión tiene que hacerlo en forma completa de manera que el circuito en donde se conecta quede con su protección original.

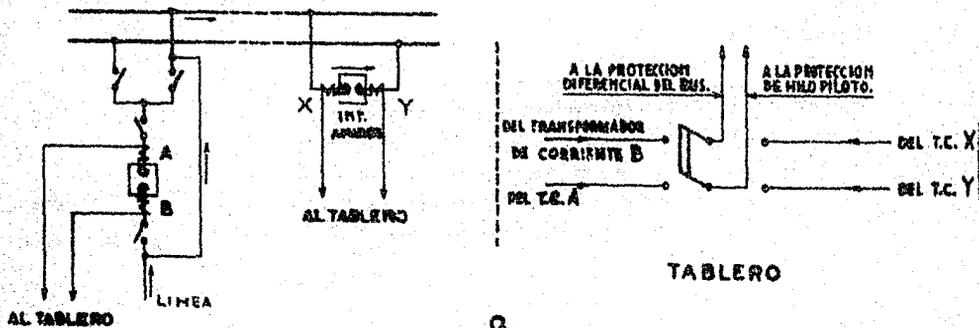
El problema es de mayor importancia en las líneas que alimentan al bus de 85 KV desde Necaxa, Tepexic y Patla, ya que por emplearse en ellas el sistema de hilo piloto, la operación del interruptor de amarre,

cuando substituye al de una de esas líneas, debe ser simultánea con la del interruptor del extremo generador.

La solución que se propone a continuación, se basa en el empleo, en el tablero general de la subestación, de un switch de doble polo, de doble tiro, que conecte la protección de cada circuito ya sea a los secundarios de los transformadores de corriente del interruptor propio o a los del interruptor de amarre. Esto se ilustra con las siguientes figuras, que se refieren a tres casos típicos. Se ha utilizado el switch de doble polo, doble tiro únicamente para mejor comprensión del método seguido, pero es claro que ya en la práctica deberá emplearse un switch de contactos múltiples el cual, al momento de hacerse el cambio de conexiones, conecte en corto-circuito el secundario del transformador de corriente en servicio, durante todo el tiempo que dure el cambio.

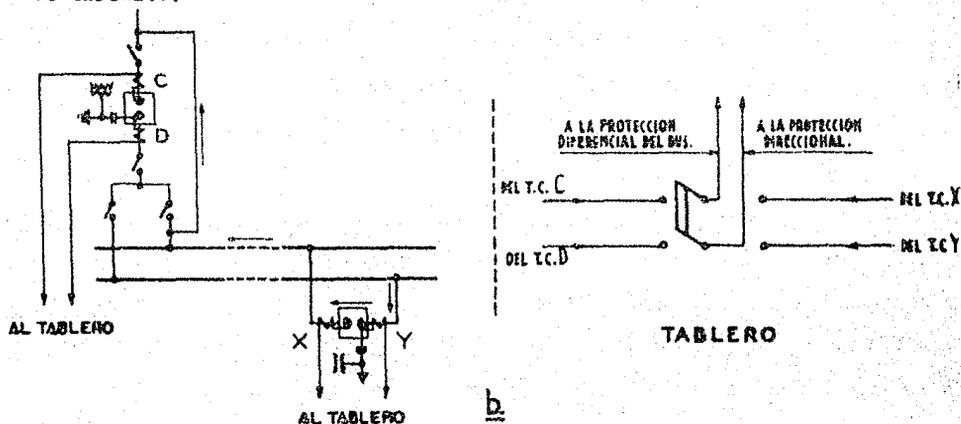
Esto es debido a que si durante el cambio el secundario está - - abierto, con la corriente de línea circulando por el primario, puede desarrollarse un sobrevoltaje excesivo en aquel, que magnetice al núcleo o ponga en peligro el aislamiento.

a).- Línea Necaxa.

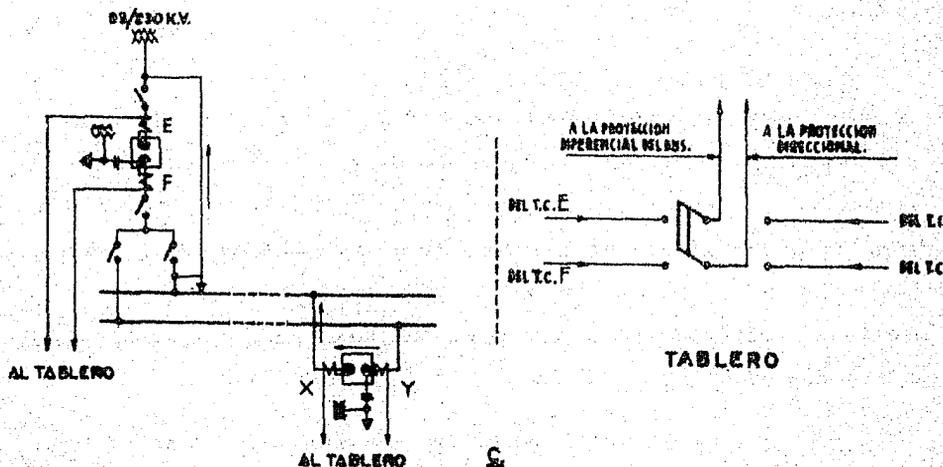


b).- Línea Planta Nueva.- En este caso, deberán conectarse los dispositivos de potencial tipo bushing del interruptor de amarre, para que ope

re la protección direccional en la misma forma que los del interruptor-de circuito.



c).- Interruptor de Baja Tensión de un Banco de 93/230 KV.- En este caso, solo la protección secundaria (direccional) del circuito de 230 KV-se afecta, pues la protección carrier usa los transformadores de corriente instalados en los bushings de Baja Tensión del Banco.



- a.- LINEA NECAXA.
- b.- LINEA PLANTA NUEVA
- c.- BANCO 93 230 K.V.

FIGURA N.º 55

ESQUEMA DE PROTECCION UTILIZANDO EL INTERRUPTOR DE AMARRZ.

Con estos diagramas esquemáticos es suficiente para darse cuenta del problema y la solución propuesta. Hay todavía otro problema que consiste en la diferencia de relaciones de transformación de los transformadores de corriente en los diversos circuitos. Aunque para las líneas de Necaxa y Planta Nueva pudiera utilizarse una misma relación en los transformadores del interruptor de amarre, para el caso de los interruptores de Baja Tensión del Banco es necesario una relación mayor. La solución sería emplear en el interruptor de amarre, transformadores de doble secundario, por ejemplo 1,200/10-5 amp, haciéndose el cambio de tap según sea el interruptor que se sustituye. Se puede utilizar también transformadores de corriente de "ratio múltiple" los cuales trabajan con corrientes primarias de 120 a 1,200 amp y corriente secundaria fija de 5 amp. Dichos transformadores son los que se suministran actualmente en los bushings de interruptor.

Conviene, finalmente instalar una protección secundaria de sobrecorriente y tierra con sus relevadores y transformadores de corriente para hacer más completa la sustitución.

Transformador de Potencial Tipo Bushing. - Para la operación de los relevadores direccionales de sobrecorriente y para maniobras de sincronización es necesario disponer de una fuente de potencial que reproduzca a escala las condiciones de voltaje en el equipo de Alta Tensión. En estos casos se utilizan los transformadores o dispositivos de potencial tipo bushing, que se caracterizan por utilizar la capacitancia de los bushings-condensadores para lograr una repartición uniforme de potenciales entre el conductor y tierra.

Como se sabe, un bushing-condensador está formado por el conductor de línea como centro, al cual rodean capas alternadas de material aislante y material conductor. Las capas conductoras pueden considerarse -

como los electrodos de un conjunto de condensadores en serie entre el conductor del bushing y la brida de soporte, la cual está conectada a tierra.

El dispositivo de potencial está diseñado para conectarse una derivación o tap de potencial del bushing; que está colocada en la segunda capa conductora contando de la brida hacia el conductor de línea. Ese tap es parte del equipo standard en los bushings de interruptores clase 92 KV en adelante.

Consta el dispositivo de las siguientes partes, alojadas en un gabinete. Figura No.56.

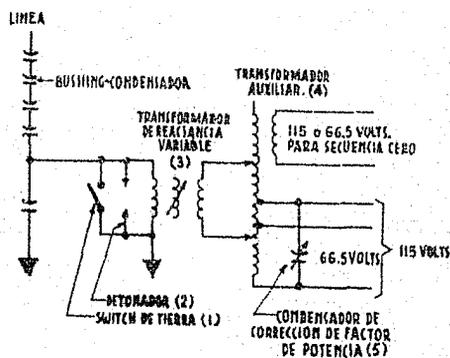


FIGURA Nº 56
DISPOSITIVO DE POTENCIAL
TIPO BUSHING.

- 1.- Un switch para conectar a tierra.
- 2.- Un detonador de protección.
- 3.- Un transformador de reactancia variable.
- 4.- Un transformador para ajuste del voltaje secundario.
- 5.- Un condensador para corrección del factor de potencia en el circuito de carga del dispositivo.

El interruptor de tierra conecta el tap de potencial del bushing-

a tierra, descargando todos los aparatos dentro del gabinete. Esto se hace cuando se revisa el dispositivo, para seguridad del personal. El detonador está conectado también del tap de potencial a tierra y funciona cuando hay una sobrecarga en las terminales del secundario, protegiendo así al bushing. También funciona cuando se tienen sobrevoltajes anormales por operación de interruptores o rayos, dando protección a los aparatos conectados al secundario. El transformador de reactancia variable se usa para ajustar la posición de fase del voltaje de salida del dispositivo. Su reactancia inductiva cancela la inductancia capacitiva de la fuente de alimentación. Como este transformador tiene suficiente reactancia de ajuste, se puede poner el voltaje de salida en fase con el potencial de línea. Ese ajuste se hace en un tablero pequeño del mismo gabinete.

Por medio de un embobinado secundario del transformador auxiliar, sin conexión a tierra, se obtiene voltaje residual para operación de relevadores de tierra. Para esto es necesario conectar en delta los embobinados similares de los tres dispositivos del interruptor con una esquina de la delta abierta a la cual se inserta el relevador de tierra. (Ver diagrama de protección direccional).

El transformador auxiliar de ajuste de voltaje viene con suficiente número de taps como para permitir el ajuste preciso de la posición de fase del voltaje de salida. Este voltaje es generalmente de 115 volts, o 66.5 volts al neutro.

Finalmente, como muchos de los instrumentos y relevadores que se conectan a estos dispositivos, tienen un F.P. bajo, se añade un condensador de corrección cuyas terminales se llevan a switches de navaja en el tablero de ajuste.

Es este pues, el medio más económico de obtener una fuente de po-

tencial proporcional al de línea.

- - -

Para escoger el ratio o relación de transformación de los transformadores de corriente de cada circuito, se han tomado en cuenta los siguientes factores:

- a.- Corriente normal de la línea.
- b.- Posibles sobrecargas en ella.
- c.- Aumentos futuros de capacidad de generación.

Como los transformadores de corriente modernos tienen varias derivaciones en el secundario, que producen otros tantos ratios, se escogerá la que de acuerdo con la corriente de carga normal, produzca 5 amperes, que es la corriente de operación de los relevadores. (Tabla XI)

Designación de los Dispositivos de Potencial tipo Bushing.-

Líneas Planta Nueva 1 y 2 y Cerro Gordo 1 y 2 e interruptor de Amarre:

Tensión Normal..... 93 KV

Ratio..... 93,000/115 - 66.5 volts.

Transformador de Potencial para Medición.- A fin de tener una fuente de voltaje proporcional a la tensión de línea, para ser utilizada con fines de medición, deberá reducirse esa tensión por medio de dos transformadores de potencial, conectados en delta abierta para obtener en el secundario el voltaje de operación de voltmetros, wattmetros, sincronoscopios, etc.

Esa conexión tiene la ventaja de que ahorra un transformador, el que completaría la delta, y sin embargo se tiene noción de las tensiones

TABLA XI.- Designación de transformadores de corriente.

<u>Línea</u>	Corriente Normal	Ratio Nominal	No. de Juegos por Línea y su Función		
Necaxa 1 a 4	190 amp	400/5 amp	4	* 2 Juegos.-Protección Hilo Piloto * 1 " " Diferencial Bus 1 " " Sobrecorr. y T.	
Tepexic 1 y 2	155 amp	400/5 amp	4	* 2 Juegos.-Protección Hilo Piloto * 1 " " Diferencial Bus 1 " " Sobrecorr. y T.	
Patla 1 y 2	160 amp	400/5 amp	4	* 2 Juegos.-Protección Hilo Piloto * 1 " " Diferencial Bus 1 " " Sobrecorr. y T.	
Planta Nueva 1 y 2	75 amp	200/5 amp	3	* 1 Juego.-Protección Direccional * 1 " " Diferencial Bus 1 " " Sobrecorr. y T.	
Cerro Gordo 1 y 2 230 KV	620 amp	1,200/5 amp	4	* 2 Juegos.-Protección Carrier * 1 Juego " Direccional * 1 " " Diferencial Bus	

* Tipo Bushing.

de línea entre las tres fases. Esta economía es considerable por el costo que tiene el aislamiento de los aparatos a esta tensión.

Seleccionaremos pues dos transformadores de potencial con ratio - de 115,000/125 volts conectados en delta abierta e instalados en el bus de 85 KV. Como la tensión normal de operación del bus es de 93 KV, se obtendrán efectivamente 110 volts en el secundario para alimentación a los aparatos de tablero.

Control de la Subestación.- Dividiremos esta parte del estudio en tres aspectos:

- 1º.- Control de los transformadores.
- 2º.- Control de interruptores y desconectores.
- 3º.- Control del equipo auxiliar.

Como el tercer aspecto se discute más adelante en el Capítulo IV, aquí únicamente trataremos lo que se refiere a transformadores, interruptores y desconectores.

1º.- Control de los transformadores.- Temperatura.- Este aspecto comprende primeramente la operación, dentro de los límites establecidos de temperatura, de los transformadores, lo cual se traduce en una mayor vida útil de estos aparatos. El aumento excesivo de temperatura se detecta automáticamente por los relevadores térmicos TRO instalados dentro de los transformadores como se describe en el párrafo "Operación" - del estudio de los transformadores (Capítulo II).

Cambio de Taps.- Cuando es necesario subir o bajar la tensión secundaria, de acuerdo con las necesidades de regulación de la línea, el cambio de derivaciones se debe hacer con el banco de transformadores - desconectado de toda fuente de alimentación, no sólo porque el cambiador está diseñado para operar sin carga, sino porque el volante de cam-

bio se encuentra generalmente en la cubierta del transformador y muy -
cerca de los bushings.

20.- Control de los Interruptores.- Las bobinas de disparo de los interruptores emplean generalmente corriente directa a una tensión que puede ser de 125 o 250 volts estando accionadas por los contactos correspondientes en los relevadores de protección. La operación de los interruptores se hace también independientemente de los relevadores, por medio de switches de tablero de contactos múltiples que a la vez de mandar la señal de disparo hacen el cambio de luz en las lámparas indicadoras de rojo a verde. El cierre del interruptor cuando ha sido abierto - ya sea por la protección o independientemente de ella, se hace por medio de estos switches, cambiándose la señal en las lámparas de verde a roja para indicar circuito en servicio.

El mecanismo de cierre más empleado actualmente, es el de operación neumática que ha demostrado plenamente su eficiencia en las instalaciones modernas, ya que se evita el consumo de corriente tan alto de un mecanismo de operación por solenoide. Cada interruptor tiene una compresora movida por corriente alterna a 125 volts del servicio de estación; el aire comprimido se almacena en dos tanques de acero a una presión que varía de 0 a 150 lbs/pg². La presión de operación mínima es de 80 lbs/pg². Al llegar la señal de cierre a la bobina respectiva, ésta opera una válvula que hace que el aire salga de los tanques y accione el mecanismo que cierra los contactos del interruptor. Al mismo tiempo cae un trinquete que asegura al mecanismo en esa posición. Cuando la señal es de abrir opera una bobina la que suelta a su vez al trinquete, - por lo que el mecanismo abre rápidamente a los contactos.

La operación de abrir, se efectúa instantáneamente gracias a que no se tiene que vencer tanta inercia como en el caso del cierre.

Cuando la presión en los tanques de la compresora baja más allá - de cierto valor, opera un relevador de presión que hace trabajar a la - compresora. Si por alguna causa no funciona esta máquina y la presión - sigue bajando, el mismo relevador energiza un circuito de alarma cuya - campana se encuentra en la sala de tableros.

Control de los Desconectadores.- El uso de mecanismos con motores para la operación de los desconectadores tiene estas ventajas:

- 1.- Rapidez de operación, en maniobras complicadas.
- 2.- Presión uniforme en los contactos.
- 3.- Seguridad para el personal.

Es por esto que se utilizan motores C.D. serie en estos mecanis-- mos, colocados en gabinetes especiales al pie de las estructuras. La se ñal de apertura o cierre se manda desde el tablero general, mediante - switches de control semejantes a los de los interruptores.

Los circuitos de control de los desconectadores están ligados a - los de los interruptores respectivos mediante un contacto en serie tipo b (abierto cuando el interruptor está cerrado) de manera que los desco- nectadores no pueden abrir cuando el interruptor está en servicio. Esto es muy útil cuando por equivocación se manda la señal de abrir a los -- desconectadores. De otra manera, al abrir con carga se formaría un arco que los destruiría rápidamente.

CAPITULO IV
EQUIPO AUXILIAR.

Tanques de Enfriamiento.- Bateria para Servicio de
C.D.- Alumbrado.- Almacenamiento de Aceite.- Table
ros.- Transformadores de Servicio de Estación.

Tanques de Enfriamiento. - Como complemento al sistema de refrigeración de los transformadores, se construirán dos tanques de enfriamiento, uno de operación continua y otro de reserva, en los cuales el agua que proviene de los enfriadores aceite-agua de los transformadores, es refrigerada por medio de regaderas. En estas condiciones, el líquido es circulado nuevamente hacia los bancos valiéndose de una bomba centrífuga.

Así pues, cada tanque deberá tener su propio sistema de regaderas, tuberías y bomba conectado a la tubería general por medio de un juego de válvulas de manera que siempre esté en servicio un tanque, pudiéndose mientras tanto hacer la limpieza del otro o la reparación de su bomba en caso necesario.

A continuación se hará un cálculo aproximado de dichos tanques basándose en las necesidades de enfriamiento de los transformadores.

Las pérdidas totales por transformador a 75°C son 264 KW o sean -

1,704 KW en los dos bancos, a carga plena. Para disipar esas pérdidas, los fabricantes señalan que deberán hacerse circular 200 galones de agua por minuto en cada transformador, con temperatura de entrada no mayor de 30°C y a una presión de 15 lb/pg².

Los 200 gal/min equivalen a 757 litros/min. Entonces el peso total de agua para enfriamiento es de $757 \times 6 \times 60 = 272,520$ kg/hora con las cuales se disipan 1,704 KWH = 1,462,000 calorías siendo el aumento de temperatura en el agua a su paso por los enfriadores de:

$$\frac{1,462,000}{272,520} = 5.4^{\circ}\text{C}$$

Este aumento de temperatura necesita ser disipado por las regaderas antes de circular nuevamente a los transformadores. Del catálogo de la compañía Brinks, seleccionamos el tipo más adecuado de regadera para nuestro caso. La marcada con el No. 6 tiene las siguientes características:

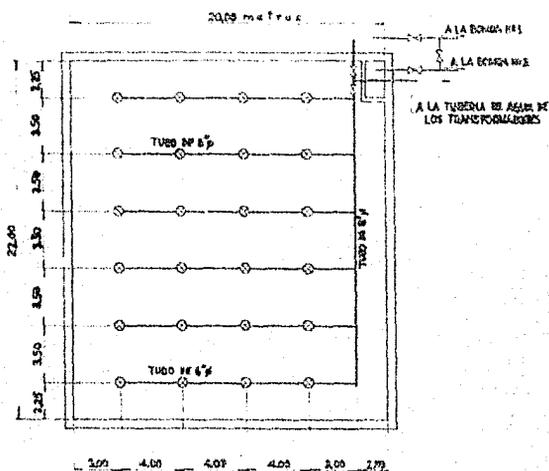
Tubería de Alimentación	2" Ø
Orificio de Salida	13/16" Ø
Capacidad a 8 lb/pg ² de presión	48 gal/min
Enfriamiento	9.5°C

Si utilizamos este tipo de regaderas para el enfriamiento de los 272,520 kg/hora = 1,200 gal/min es necesario instalar $\frac{1,200}{48} = 25$ unidades. A fin de disponerlas simétricamente y en vista de que el enfriamiento está sobrado, utilizaremos 24 unidades en la forma que indica el croquis adjunto, figura No. 57.

Para el arreglo de las regaderas se siguieron las recomendaciones de los fabricantes, las cuales fijan un radio del surtidor circular de agua para la regadera en cuestión y a la presión indicada, de 1.50 m - - aproximadamente. Entonces hay que dar espaciamiento suficiente para que los surtidores no interfieran entre sí, disminuyendo su eficiencia. Por-

otra parte, no conviene separar demasiado las regaderas entre sí, pues - el agua del surtidor puede salir fuera del tanque.

El área del tanque tiene que ser según este arreglo, de



$$A = 22 \times 20 = 440 \text{ metros}^2$$

Figura No. 57.- Distribución de las Regaderas en el Tanque de Enfriamiento.

la cual es superior al valor mínimo de área de enfriamiento prescrito -- por la práctica norteamericana la cual indica que es necesario proporcionar una superficie de un pie cuadrado por cada 250 lb/hora de agua de consumo en los enfriadores (Marks Handbook).

El área total vale en este caso:

$$A' = \frac{272,520 \times 2.2}{250 \times 10.76} = 223 \text{ metros}^2$$

como valor mínimo. El valor máximo está fijado desde luego por el costo del tanque, pero en nuestro caso ese límite práctico lo determina el número de regaderas y la distancia de estas a la orilla.

Suponiendo un metro de profundidad para el tanque, resulta un volumen de

$$V = 440 \text{ metros}^3$$

Si el tanque está inicialmente lleno, las pérdidas de agua por evaporación y arrastre del viento son, utilizando el coeficiente práctico - que indica el manual citado, de

$$P = 0.03 \times 272,520 = 8,176 \text{ litros/hora}$$

y el tiempo que tarda en vaciarse no habiendo reposición del agua perdida, es de

$$T = \frac{440,000}{8,176} = 54 \text{ horas.}$$

Por consiguiente, cada 24 horas se tiene que reponer $\frac{24}{54} = 0.445$ -- del tanque o sea aproximadamente la mitad de éste.

Bombas de circulación de agua de enfriamiento. - Los fabricantes de bombas centrífugas recomiendan que la velocidad v del agua en las tuberías de succión y de descarga se conserven entre 2.80 y 3.10 metros/segundo, para mantener la eficiencia en la conducción. Si atendemos a esta recomendación podemos fijar aproximadamente el diámetro d de esas tuberías conociendo el gasto Q de 272,520 lt/h = 77 lt/seg.

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{Q}{v}$$

$$\therefore d^2 = \frac{4 Q}{\pi v} = \frac{4 \times 77}{3.1416 \times 2.85}$$

$$d^2 = 0.0343 \text{ m}^2$$

$$d = 0.186 \text{ m} = 0.20 \text{ m} = 8''$$

Por consiguiente la tubería de alimentación del sistema de regaderas tendrá un diámetro de 8". La longitud de este circuito de acuerdo -- con el croquis de la figura No. 58, es de $2(35.00 + 20.00 + 50.35) + 17.5 = 228.20 \text{ m}$.

Las derivaciones en las cuales se instalarán las regaderas y que -- parten del arbol central de 8", se harán con tubería de 6" pues aunque --

DISPOSICION DE LAS RECADERAS EN LOS TANQUES DE ENFRIAMIENTO

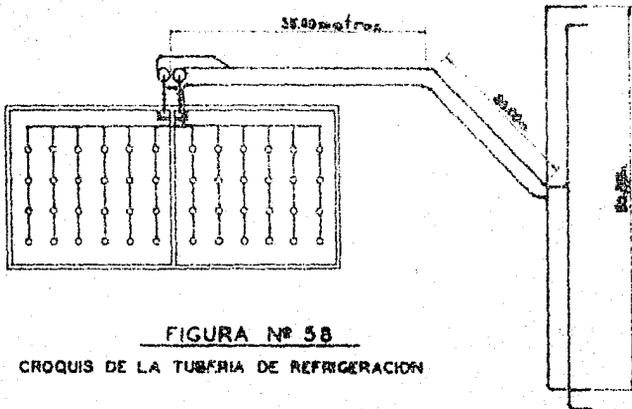


FIGURA Nº 58

CROQUIS DE LA TUBERIA DE REFRIGERACION

de acuerdo con el mismo razonamiento de arriba les corresponde 4" de diámetro, es conveniente aumentarlo en vista de la longitud de esas derivaciones (15.00 m cada una).

Las longitudes reales y equivalentes en el circuito de 8" Ø, son:

Tubería recta	228 metros
Tres tes3 x 14.....	42 "
Dos codos 90ºstd2 x 6.....	12 "
Cuatro codos 45ºstd...4 x 3.....	12 "
Una válvula.....1 x 65.....	65 "
TOTAL.....	359 metros = 1,180 pies.

En el circuito de 6" Ø:

Tubería recta.....15 x 6.....	90 metros
Seis tes con reducción...6 x 11....	66 "
TOTAL.....	156 metros = 466 pies.

Hemos convertido las longitudes totales de metros a pies, con el -

objeto de hacer uso de las tablas que proporcionan valores del coeficiente de pérdidas en función del gasto en gal/min y del diámetro en pulgadas. Estas tablas se basan en la fórmula elemental:

$$q = f \times \frac{1}{d} \times \frac{v^2}{2g} \text{ ----- (19)}$$

que da la pérdida de carga por unidad de longitud. Haciendo la sustitución de $V = \frac{Q}{A}$, resulta:

$$q = \frac{8f Q^2}{g\pi^2 d^5} = 0.83 \frac{f Q^2}{g d^5}$$

y agrupando $0.83 \times \frac{f}{g}$ como factor común K se tiene la fórmula base:

$$q = K \frac{Q^2}{d^5}$$

con la cual se han elaborado las tablas. Entonces, para 1,200 gal/min y $d = 8"$, se especifica un coeficiente q de 0.0411 y para el mismo gasto y $d = 6"$, $q = 0.0465$.

Las pérdidas en tuberías de alimentación de las regaderas son en consecuencia:

$$\begin{aligned} h_1 &= 1,180 \times 0.0411 + 466 \times 0.0465 \\ &= 48 + 21.6 = 69.6 \text{ pies.} \end{aligned}$$

Por especificaciones del fabricante la pérdida de carga en el circuito de regaderas equivale a $h_2 = 72' \times 0.0465 = 3.35$ pies.

Asimismo, como las regaderas deben operar con una presión de 8 lb/pg², ésta representa una carga de 19 pies = h_3 .

Finalmente, la carga que representan las válvulas de entrada y salida en los enfriadores y el paso a través de estos, será considerada, a falta de datos suficientes como de 40 pies = h_4 .

Por consiguiente, la bomba deberá actuar contra una carga de

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 = 69.6 + 3.35 + 19 + 40 \\ = 132 \text{ pies}$$

por lo que la potencia que es necesario tener en el motor que la impulsa es de:

$$W = \frac{8.347 \times Q \times H}{33,000} = \frac{8.347 \times 1,200 \times 132}{33,000}$$

Se instalarán pues, dos bombas centrífugas con un gasto de 1,200 gal/min para una carga dinámica de 140 pies. Deberán trabajar siempre ahogadas y serán accionadas por dos motores de 50 HP, 50 cps, 220 volts, tres fases, 1,450 rpm. Los motores deberán ser del tipo intemperie y tener su arrancador con protección termo-magnética.

Bombas de transporte de agua del Vaso de Almacenamiento a los tanques. - La altura sobre el nivel del mar en Jacksonville es de 1,355 metros. La altura máxima del agua en el Vaso de Necaxa es de 1,341 m y la mínima 1,310 m.

Calcularemos las características de la bomba que habrá de suministrar el agua de enfriamiento.

Primeramente fijaremos el tiempo de operación de la bomba para llenar un tanque. Deberá ser ese tiempo suficientemente pequeño con el objeto de que se pueda disponer del agua rápidamente en Jacksonville, cuando ocurre una fuga en el circuito de refrigeración y hay pérdida considerable del líquido. Además, conviene prolongar la vida útil de las bombas procurando que su tiempo de operación no sea excesivo.

Por otra parte, no conviene aumentar el gasto en la descarga puesto que esto significa usar una bomba demasiado grande y por consiguiente costosa.

Fijaremos ese tiempo en 8 horas con lo cual se obtiene una descarga suficientemente grande sin que el tamaño de la bomba sea exagerado. -
 Diariamente la bomba trabajará cuatro horas para reponer la mitad del volumen del tanque en servicio, pues como se dijo anteriormente, esa es la pérdida diaria de agua por evaporación y acarreo de agua.

Entonces para llenar el tanque se necesitarán 8 horas con una descarga de $\frac{440,000}{8 \times 60 \times 3.785} = 243 \text{ gal/min} = 15.2 \text{ lt/seg.}$

A este gasto corresponde una tubería de 4" de diámetro. La bomba será instalada en la casa de válvulas la cual está a 1,275 m de altura sobre el nivel del mar. La presión en el colector de succión será entonces de $(1,310 - 1,275 = 35 \text{ m}) \underline{3.5 \text{ Kg/cm}^2}$ y la presión debida a la diferencia de niveles entre la subestación y la casa de bombas será de - - - - -
 $(1,355 - 1,275 = 80 \text{ m}) \underline{8.0 \text{ Kg/cm}^2}$.

La longitud equivalente del circuito de 4" es:

Tubería recta 580 m = 1,900 pies
Conexiones diversas
 (codos, válvulas y
 checks)..... = 200 pies
 TOTAL..... = 2,100 pies.

Siendo éste sólo un cálculo aproximado de acuerdo con el croquis de la figura No. 59, hemos considerado un 10% de longitud de tubería recta, para equivalencia por conexiones.

Para la tubería de 4" se tiene que usar un coeficiente de pérdidas q de 0.072. Por consiguiente, la pérdida de carga en el circuito de 4" será de:

$$h_1 = 2,100 \times 0.072 = 151 \text{ pies.}$$

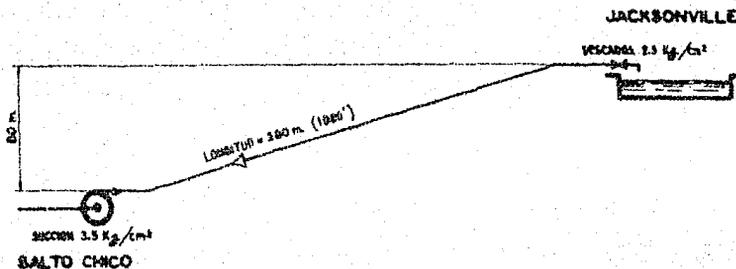


FIGURA Nº 59

CROQUIS DE LA TUBERÍA DE ABASTECIMIENTO
DESDE SALTO CHICO

Las cargas dinámicas serán:

Presión de descarga.- La cual fijaremos en 2.5 Kg/cm^2 equivalente a 82 pies $= h_2$.

Presión efectiva por carga de altura.- $8.0 - 3.5 = 4.5 \text{ Kg/cm}^2$ - - equivalentes a 148 pies $= h_3$.

Carga total.-

$$H = h_1 + h_2 + h_3 = 151 + 82 + 148 = 381 \text{ pies}$$

$$H \doteq 400 \text{ pies}$$

Potencia en el motor.-

$$W = \frac{8.347 \times 250 \times 400}{33,000}$$

$$W \doteq 40 \text{ HP.}$$

En consecuencia, se instalará una bomba que descargue 250 gal/min-impulsada por un motor trifásico de 40 HP, 50 cps, 220 v. En vista de - que la altura de bombeo es bastante fuerte, se empleará una bomba de --

cuatro pasos con lo cual se mejora la eficiencia de funcionamiento. En efecto, si el motor tiene $N=1,750$ rpm y el gasto es de $Q=250$ gal/min $= 15.5$ lt/seg $= 940$ lt/min, la altura que puede vencer un sólo impulsor es de

$$H = \left(\frac{0.0149 \times N \times \sqrt{Q}}{N_s} \right)^{4/3} \text{ metros} \text{ --- (20)}$$

en la cual N_s es la velocidad específica del impulsor, la cual vale 90 rpm generalmente. El gasto Q se expresa en litros por minuto en esta fórmula.

$$\therefore H = \left(\frac{0.0149 \times 1,750 \times \sqrt{940}}{90} \right)^{4/3} = 18 \text{ metros.}$$

Como la altura total es de 80 m, se ve por qué son necesarios cuatro impulsores, o sea que la bomba centrífuga debe tener cuatro pasos.

Batería.- La alimentación de corriente directa constituye un servicio - auxiliar de gran importancia para nuestra subestación.

Los diferentes aparatos que basan su funcionamiento en la corriente directa, son los siguientes:

- 1.- Interruptores en aceite.
- 2.- Desconectores.
- 3.- Aparatos de tablero tales como lámparas indicadoras y - - campanas de alarma.
- 4.- Lámparas de alumbrado de emergencia.

El diseño de la batería se basará por consiguiente en la demanda - máxima de servicio, es decir, en el consumo de corriente directa suponiendo que hay operación simultánea de esos aparatos. Por consiguiente, se - - hará la determinación de ese consumo en cada caso particular.

Se tienen dos voltajes standard para alimentación de corriente directa: 125 volts y 250 volts. Como la mayor parte del sistema de la Compañía de Luz opera con el primero escogemos este voltaje para nuestro estudio. Con esto se tiene la ventaja de que los elementos que funcionan - con 125 volts C.D. (bobinas y lámparas) serán intercambiables entre sí.

La demanda de corriente en cada aparato es como sigue:

1.- Interruptores en Aceite.- La bobina de cierre y la bobina de - disparo toman ambas aproximadamente la misma corriente para su operación, siendo según datos de los fabricantes de 9 a 10 amperes a 125 volts.

2.- Desconectores. Los motores que accionan el mecanismo de los desconectores, son de $3/4$ HP por lo que la corriente I que consumen su poniendo una eficiencia motriz N de 98% es de:

$$I = \frac{HP \times 746}{E \times N} \text{ amp} \text{ ----- (21)}$$

$$I = \frac{0.75 \times 746}{125 \times 0.98} = 4.6 \text{ amp a un voltaje } E = 125 \text{ v.}$$

3.- Aparatos de tablero.- a) Lámparas indicadoras. Generalmente -- este tipo de lámparas consume 13 watts de potencia o sean 0.11 amperes a 125 v. Existen dos de ellas por cada interruptor o sean 24 lámparas en total, de las cuales 12 están encendidas a un mismo tiempo y 12 apagadas, consumiéndose entonces $0.11 \times 12 = 1.32$ amperes.

b) Campana de Alarma.- Se instalará una alarma general con un cuadro de señales o banderas, que indica cual interruptor fue abierto por los relevadores de protección. La campana de alarma y el cuadro consumen una potencia de 15 watts aproximadamente, o sean 0.12 amperes.

4.- Lámparas de alumbrado de emergencia.- Por cálculo aproximado y basándonos en la información de los manuales de iluminación, podemos fijar la potencia consumida por este servicio, de la siguiente manera:

Suponiendo 12.5 watts/m² y una superficie de iluminación de 100 m² en el cuarto de tableros y de 300 m² en el exterior, se tienen en total:

Para el cuarto de tableros: 1,250 watts,

Para estructuras y equipo intemperie: 3,750 watts,

siendo necesario instalar entonces 4 lámparas de 300 watts en el primer caso y 8 lámparas de 500 watts en el segundo.

El consumo total de corriente para alumbrado de emergencia será de $\frac{5,000}{125} = 40$ amperes.

Las condiciones más adversas, en las que el consumo de corriente directa alcanza un valor máximo, ocurren desde luego, cuando está en ser

vicio el alumbrado de emergencia ya que esta carga tiene que sostenerla la batería durante un tiempo más o menos breve, mientras se hacen reparaciones al equipo del servicio de estación.

Como veremos más adelante la continuidad en el servicio de estación es casi completa, ya que se dispondrá de dos fuentes de alimentación, necesitándose una interrupción general en el sistema para dejar sin ese servicio a la subestación. A pesar de lo remoto que es entonces el peligro de falta total de alimentación de C.A., debe diseñarse la batería para hacer frente a esa posible situación. Entonces la batería debe ser capaz de dar:

1º.- Durante dos horas, 42 amperes aproximadamente como carga de iluminación de emergencia y de lámparas indicadoras de tablero.

2º.- Instantáneamente, 52 amperes cuando estando en servicio el alumbrado de C.D. se dispara un interruptor.

3º.- Como carga constante, 2 amperes para las lámparas indicadoras de tablero.

El tiempo expresado arriba de dos horas para alumbrado de emergencia se escogió arbitrariamente. La idea es que el tiempo sea suficiente para hacer reparaciones en el servicio de estación, como se dijo arriba. Desde luego, puede darse un tiempo mayor pero entonces la batería deberá ser de mayor capacidad. En nuestro caso, en que ese servicio de estación está casi a prueba de interrupciones, es suficiente ese valor de tiempo.

La capacidad de una batería se expresa en ampere/horas, o sea la descarga que puede sostener durante una hora sin que su voltaje terminal por celda baje más allá de cierto límite (1.20 volts en las celdas tipo-alcalino).

Como la intensidad de descarga obtenible de una batería es inversamente proporcional al tiempo de aplicación de la corriente, una capacidad de 100 amperes-horas equivale a una descarga de 50 amperes durante dos horas o a una corriente instantánea de un valor suficientemente alto para la operación de los interruptores. Así pues, 100 amp-h, es la capacidad requerida en nuestro caso.

Existen actualmente dos tipos comerciales de baterías, las llamadas de plomo-ácido y las alcalinas. Estas últimas han sido instaladas en varias subestaciones y plantas de la Compañía de Luz habiendo mostrado una eficiencia mayor que las de plomo-ácido sobre todo en lo que se refiere a costo de mantenimiento. En vista de esto, nos decidimos por una batería tipo alcalino, la cual deberá tener las siguientes características:

El número de celdas deberá ser de $\frac{125}{1.45} = 86$, en vista de que el voltaje normal standard por celda es de 1.45 volts.

Cada celda tiene como materiales activos estando cargada completamente:

- 1º.- Una placa positiva cubierta con óxido de níquel.
- 2º.- Una placa negativa hecha de hierro.
- 3º.- Un electrolito compuesto de solución al 21% de hidróxido de potasio o de litio con un peso específico de alrededor de 1.2 a 15°C.

La forma en que actúan estos elementos es, a grandes rasgos, como sigue:

Durante la descarga, el material activo de la placa positiva pierde oxígeno, convirtiéndose en óxido pobre y el de la placa negativa, toma ese oxígeno para formar óxido ferroso. En la carga, vuelve a oxidarse

el níquel y el óxido ferroso sufre una reducción a su forma metálica primitiva. En pocas palabras, durante la descarga el oxígeno se translada - de la placa positiva a la negativa y durante la descarga de la negativa - a la positiva.

Las celdas se unen en serie mediante puentes conductores de fácil- instalación, formando grupos de 6 a 10 celdas, estando cada grupo sopor- tado por una caja de madera tratada para resistir el efecto corrosivo -- del electrolito.

En resumen la batería estará compuesta de:

86 celdas tipo alcalino,

125 volts totales,

1.45 volts por celda.

Para dar la capacidad en ampere-horas requerida (100 amp-h), se -- usará el tipo de celda A) que tiene 112.5 ampere-hora como valor de di- seño (Standard Handbook for Electrical Engineers).

Método de Carga.-- El método de carga de baterías por flotación es- usado en la mayoría de las subestaciones y plantas y consiste en que la- batería está conectada a un circuito de servicio (el de las lámparas in- dicadoras por ejemplo) cuyo voltaje es sensiblemente constante y con un- exceso sobre el voltaje de circuito abierto de la batería apenas suficien- te para mantener a esta en condiciones de carga completa constantemente. Esto se hace mediante la pequeña corriente de carga que recibe la cual es suficiente para compensar las pérdidas internas.

El voltaje de flotación fijado para las celdas alcalinas es de: --
1.45 volts.

Fuente de Carga de la Batería.- El dispositivo de carga de la batería debe mantener el voltaje dentro de los límites estrechos especificados (1.45 a 1.20 volts por celda), aún cuando la corriente de carga -- varíe de cero a su valor máximo. Debe ser también capaz de mantener dicho voltaje a pesar de las fluctuaciones de la tensión de suministro, -- que generalmente son de $\pm 10\%$.

Existen dos dispositivos de carga principales, a saber:

- 1.- Grupo Motor-Generador.
- 2.- Rectificador.

El segundo puede tener las siguientes variantes:

- a.- Rectificador de Arco de Mercurio.
- b.- Rectificador Electrónico.
- c.- Rectificador Electrolítico.
- d.- Rectificador Mecánico.
- e.- Rectificador Seco.

El Grupo Motor-Generador tiene la desventaja de que su rendimiento es muy bajo a carga reducida, debido principalmente a que en su operación existen ciertas pérdidas que son constantes a cualquier carga y por ello, cuando la carga es la máxima o aproximadamente la máxima, estas pérdidas representan un pequeño porcentaje de la energía total cedida, mientras que a carga reducida son comparativamente apreciables dando como resultado una eficiencia baja.

De los rectificadores, los cuatro primeros son o bien muy costosos (Arco de Mercurio) o bien muy delicados en su operación (Electrónicos) -- y en general se aplican únicamente a procesos industriales en donde son necesarias ciertas características en la corriente.

El tipo de rectificador seco es el más indicado para carga de ba--

terías por las siguientes cualidades:

- a) Alta eficiencia aún a demandas pequeñas.
- b) Larga duración.
- c) Operación silenciosa e inmediata.
- d) Vigilancia y mantenimiento casi nulos.
- e) Sencillez extraordinaria de conexión y desconexión.

La desventaja principal es su costo elevado cuando se trata de -- grandes capacidades debido a que el número necesario de discos rectificadores crece linealmente con la capacidad. La práctica ha fijado como capacidades económicas límite aproximadamente 10 amp a 220 volts, 50 amp a 110 volts, 500 amp a 10 volts y 1 amp a 3,000 volts. Sin embargo existen casos en que el precio de adquisición no es un factor esencial como es -- la seguridad de operación y la longevidad, por lo que los rectificadores -- secos se aplican aún en demandas de C.D. mayores a las arriba fijadas a -- pesar de su costo elevado.

Un elemento rectificador se compone de un buen conductor y un semi-conductor separados por una capa muy delgada de aislante (capa divisoria). El paso de la corriente consiste en el flujo de electrones a partir del conductor, a través de la capa divisoria y llegando al semi-conductor. -- La dirección de la corriente, es por convención, opuesta al flujo elec-- trónico o sea del semi-conductor al conductor. La corriente se lleva al -- semi-conductor por una placa metálica en contacto con él.

Los rectificadores de óxido de cobre están constituidos por una -- placa de cobre en la cual se ha formado una ligera capa de óxido de co-- bre por oxidación a alta temperatura.

La placa de cobre forma la parte conductora del elemento y el óxi-- do la parte semiconductor (material de gran resistividad) y la direc--

ción en que fluye la corriente es del óxido al cobre.

Después de esta breve explicación de los dispositivos y de los métodos de carga, llegamos a la conclusión de que el sistema que mejor conviene a nuestras necesidades es el de flotación, con corriente unidireccional suministrada por medio de un circuito de rectificación a base de rectificadores de óxido de cobre.

Así pues el dispositivo tendría estas características:

Alimentación:.....	125 volts C.A., 50 cps.
Rectificación:.....	4 unidades rectificadoras o - cadenas de 12 elementos cada- una en conexión diamante.
Carga:.....	129 volts C.D., 50 amp corrien- te máxima de carga continua. 112.5 amp-h de descarga.

El diagrama del equipo cargador, con su control automático de carga y el del tablero de corriente directa, se muestra en la figura No.60.

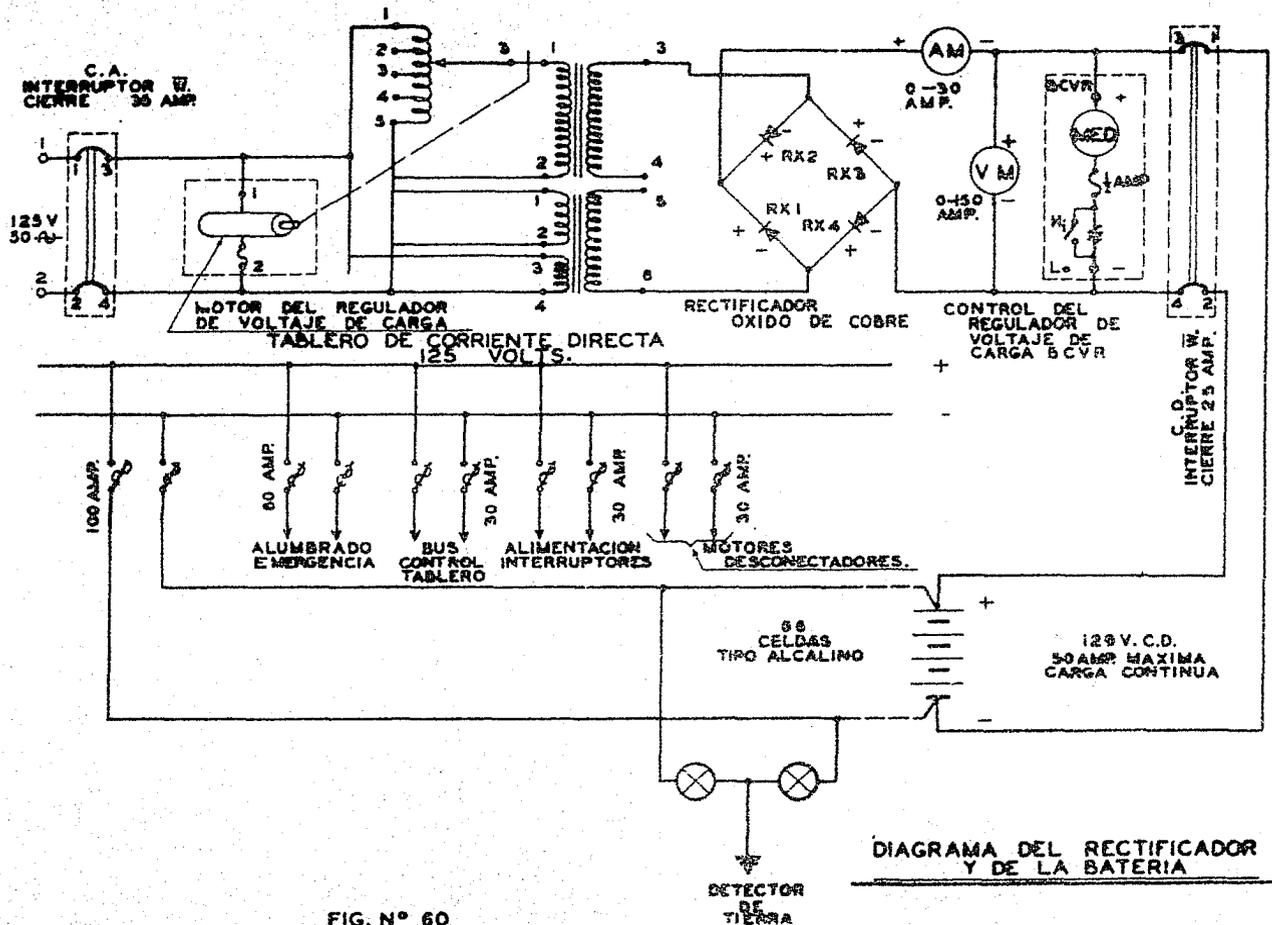


FIG. N° 60

Alumbrado de la Subestación.- La multitud de maniobras efectuadas en el equipo durante su operación, así como la determinación del estado del mismo, sus reparaciones, etc., todo esto exige que se tenga una iluminación correcta de las diversas secciones, cuando esos trabajos se efectúan en la noche. Es por eso que se acostumbra dar un nivel de iluminación amplio para que nunca haya posibilidad de error debido a mal alumbrado del equipo.

Hay que distinguir desde luego las dos formas en que tiene que alumbrarse el terreno, la estructura y el equipo.

a.- Iluminación General.- Esta tiene por objeto dar una zona amplia de alumbrado sin que los rayos de luz caigan sobre determinada parte del equipo, sino que estos son difundidos por toda la zona uniformemente mediante un haz disperso de luz.

b.- Iluminación Localizada.- Consiste en la colocación estratégica en diversos puntos de las estructuras, de reflectores que dirigen un haz concentrado de luz hacia una parte de las estructuras o del equipo.

El primer tipo de iluminación se logra mediante arbotantes con globo refractor (luminaires). También se utilizan para este objeto reflectores que dan una zona amplia de alumbrado y los cuales aunque parecidos a los de iluminación localizada, pertenecen al primer tipo por la dispersión de su haz luminoso. Los arbotantes y los reflectores de dispersión pertenecen pues al mismo grupo y se diferencian en que mientras los primeros cubren una zona muy amplia en sentido horizontal, los segundos solo abarcan una zona comparativamente reducida en sentido vertical, como por ejemplo, un interruptor y sus desconectores.

El tipo de lámparas utilizado para la iluminación localizada es el de reflector parabólico y su instalación tiene por objeto dar un máximo-

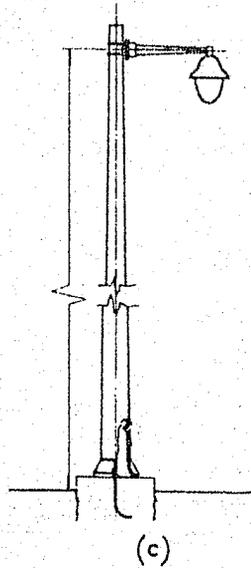
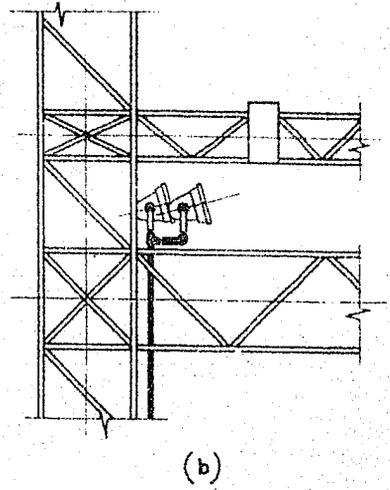
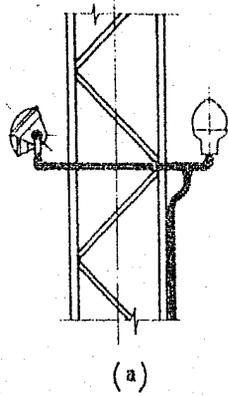
de iluminación a ciertas partes del equipo tales como desconectadores y la parte superior de interruptores y transformadores, en donde es necesario visualizar rápidamente la posición de las cuchillas o el estado de los bushings y las conexiones.

En vista de que las estructuras de 85 KV tienen gran cantidad de equipo en un espacio relativamente reducido, la iluminación tendrá que ser muy eficiente para poder distinguir fácilmente las diferentes secciones. Entonces, además de los arbotantes y reflectores instalados en las columnas y traveses de esas estructuras, es necesario disponer de un tipo de lámpara especial que ilumine el conjunto desde diversos sitios del terreno y a cierta altura sobre el nivel de la subestación. Estas lámparas son las llamadas de vapor de mercurio y se designan comercialmente con las letras AH. La potencia más baja a la cual son construídas, es la de 500 watts, la que en nuestra opinión es suficiente para el fin perseguido. Entonces se colocarán 8 lámparas de este tipo en postes especiales situados a 13.00 m de las estructuras A y B. Esa es la distancia recomendada por los fabricantes.

Colocación de los Diferentes Tipos de Lámparas.

En las siguientes figuras puede tenerse una idea de las muchas combinaciones que hay para colocar las lámparas. En la No. 61-a se tienen tres lámparas: la primera tipo reflector de dispersión, la segunda que se ve atrás de ésta, de tipo reflector parabólico y la tercera, de arbotante. Las tres están colocadas en una columna. En la figura No 61-b se ven dos reflectores, uno parabólico y otro de dispersión destinados a iluminar los desconectadores superiores y el bus alto respectivamente. Ambos reflectores están colocados en una trabe.

La figura No 61-c muestra el conjunto de poste y lámpara tipo AH.



- B.—REFLECTOR DE DISPERSION, REFLECTOR PARABOLICO
Y ARBOTANTE.
D.—REFLECTORES DE DISPERSION Y PARABOLICO
C.—LAMPARA TIPO AH

FIGURA Nº 61

Potencia Consumida en el Alumbrado.

Estructuras A1 y A2

- 8 reflectores de dispersión.
- 4 reflectores parabólicos.
- 6 arbotantes.

Estructura B.

- 10 reflectores de dispersión
- 8 arbotantes.

Aquí no es indispensable el uso de reflectores parabólicos porque no se tiene el congestionamiento de equipo que hay en las estructuras -- A1 y A2.

Estructura de transformadores.

- 10 reflectores parabólicos
- 8 arbotantes.

Estructuras C1 y C2.

- 6 reflectores parabólicos (orientados hacia el bus de 230 KV)

Estructuras D1 y D2.

- 10 reflectores parabólicos (seis orientados hacia el bus de 230 KV y cuatro a los futuros interruptores de Alta Tensión).

Estructuras E1 y E2.

- 4 reflectores parabólicos (orientados hacia los futuros interruptores).

Estructuras F1 y F2.

- 2 reflectores parabólicos (orientados hacia los desconectores de 230 KV).

Supondremos 150 watts de potencia en los reflectores de dispersión y parabólicos. Los arbotantes tendrán 300 watts dado que abarcan una zona mayor. Entonces se tendrá una potencia total consumida en alumbrado de:

$54 \times 150 + 22 \times 300 + 3 \times 500 = 14,700$ watts, o sean aproximadamente 20 KW. Colocando en el interior de los cuartos de tableros y de almacenamiento de aceite, 8 lámparas de 150 watts c/a, se añadirán 1,200 watts. Finalmente debe dejarse una reserva de 3 KW para alumbrados en sitios remotos de la subestación, en el exterior de los cuartos y en la proximidad de los transformadores de servicio de estación, etc., por lo que se tendrá en cifras redondas 25 KW totales de potencia para este servicio.

Sistema de Aceite.- El manejo del aceite en una subestación moderna se efectúa por medio de tuberías que corren paralelas a las de agua de refrigeración (ya sea en la misma trinchera o en otra paralela), comunicando los tanques de almacenamiento con los de los transformadores. Generalmente son dos los tanques de almacenamiento: el de aceite limpio o filtrado y el de aceite sucio.

Cuando es necesario sacar el aceite de un transformador o de un interruptor para quitarle las impurezas y la humedad que bajan su resistencia dieléctrica, ese aceite sale ya sea por gravedad o por succión de una bomba colocada en el cuarto de aceite. Una vez que se ha almacenado el aceite sucio, se pasa por un filtro-prensa que lo purifica y lo deposita en el tanque de aceite limpio. Mientras tanto en el transformador o interruptor en cuestión, es posible efectuar una reparación y una vez terminada llenar el aparato con aceite limpio del tanque respectivo. La presión a la que se llena el aparato debe ser inferior a la de escape de la válvula de alivio que se tiene en los tanques de transformador.

Con objeto de independizar la tubería de aceite limpio de la de aceite sucio, cada una debe tener su propia bomba de transporte de aceite.

Puede, sin embargo, ahorrarse una bomba cuando los tanques de almacenamiento se instalan a un nivel inferior al de los transformadores; pues entonces el aceite sucio se descarga de los aparatos por gravedad.

La capacidad de los tanques de almacenamiento es la misma de un tanque de transformador (25,700 lt) o aproximadamente ocho veces la capacidad de un tanque de interruptor (3,000 lt).

Tableros.- El objeto de un tablero de control es el de reunir en un espacio reducido todos los dispositivos de control, protección y medición necesarios para la correcta operación del equipo. Sin embargo, su diseño debe hacerse con el suficiente espaciado para que los aparatos correspondientes a una parte del equipo (línea, bus o banco), no se confundan con los de otra causando posibles maniobras incorrectas.

En vista de lo anterior, los tableros estarán divididos en las siguientes clases:

- 1.- Protección de líneas de 85 Kv
- 2.- Protección de bancos y líneas de 230 KV.
- 3.- Protección del bus de 85 KV.
- 4.- Servicio de estación.
- 5.- Equipo carrier de protección y radio-comunicación.
- 6.- Alimentación de corriente directa.
- 7.- Control supervisado de la Planta de Patla.

Los tableros de protección de líneas tienen los siguientes aparatos por cada circuito:

- a.- Un switch de control para operar el interruptor correspondiente.
- b.- Un juego de dos lámparas, verde y roja, sobre el switch de control para indicar interruptor libre o en servicio.
- c.- Cuatro switches de control para operar los desconectores correspondientes.
- d.- Cuatro juegos de dos lámparas, verde y roja, cada uno, para indicar la operación en el desconector respectivo.
- e.- Un ampermetro con escala de 0-400 amp en todas las líneas exceptuando las dos a Planta Nueva que tendrán escala de 0-200 amp y los dos a Cerro Gordo con escala de 0-1,000 amp. Estos últi-

mos están en los tableros de los bancos.

- f.- Un switch selector o de cambio para tener lecturas de corriente en cada fase del circuito respectivo.
- g.- Un wattmetro y un varmetro para la medición de la potencia - real en KW y potencia reactiva en KVARs.
- h.- Un mili-ampermetro y un switch de prueba o selector para tener diversas lecturas de corriente en el circuito de hilo piloto - en las líneas que tienen protección de este tipo.

Los tableros de protección de cada banco son semejantes a los de líneas en los puntos explicados de a a g, con las siguientes adiciones:

- i.- Dos juegos de lámparas indicadoras para los switches anteriores.
- j.- Una alarma accionada por el revelador térmico TRO que indica temperatura excesiva en el banco respectivo.
- k.- Un watt-horímetro para señalar la potencia suministrada por el banco.

En tableros aparte pero correspondientes también a la protección de las líneas y bancos terminales, se tendrán los siguientes dispositivos.

- 1.- La terminal correspondiente a esta subestación del equipo carrier de protección del banco y circuito de 230 KV respectivo, así como de radio-comunicación.
- 2.- Los relevadores direccionales de sobrecorriente para protección secundaria de bancos y líneas de 230 KV.

El tablero de protección del bus de 85 KV contiene únicamente a los relevadores diferenciales de porcentaje ya señalados.

El tablero de servicio de estación comprende los siguientes circui

tos de alimentación de C.A.:

- 1.- Circuito general de corriente trifásica a 220 volts.
- 2.- Bombas de aceite de los transformadores (220 v.).
- 3.- Bombas de transporte de agua de enfriamiento (220 v.).
- 4.- Bombas de transporte de aceite sucio y limpio de los tanques de almacenamiento (220 v.).
- 5.- Motores de las compresoras de los mecanismos neumáticos de interruptores (125 v.).
- 6.- Alumbrado, dividido en varios ramales correspondientes a igual número de secciones de iluminación.
- 7.- Rectificación de C.A. para carga de la batería a 125 v. (Este equipo viene generalmente en un tablero aparte que comprende además voltmetro y ampermetro de C.D. para medición de tensión y corriente de carga en la batería.
- 8.- Varios circuitos para contactos de 125 v y 220 v en diferentes puntos de las estructuras. Estos tienen por objeto servir de alimentación a plantas portátiles de soldadura eléctrica, extensiones de alumbrado o filtros-prensa de aceite.
- 9.- Motor de la grúa (220 v.).

Todos los circuitos de C.A. de estación estén provistos en el tablero de switches de protección termo-magnética, dependiendo la capacidad de esos switches de la corriente máxima de servicio en los circuitos.

- - -

El transmisor-receptor carrier aunque se incluyó anteriormente en los tableros de protección de bancos y líneas de 230 KV, forma, por su misma naturaleza un equipo que necesita ser instalado en tableros especiales de fábrica. La lista de aparatos que incluye se menciona en el --

Capítulo III.

- - -

El tablero de corriente directa está formado por:

- 1.- Un switch general, doble polo tiro sencillo, de 100 amp para la alimentación del tablero desde la batería.
- 2.- Un switch, doble polo tiro sencillo, 30 amp para el circuito de alimentación de control (operación de bobina de cierre y disparo de interruptores.)
- 3.- Un switch, doble polo tiro sencillo, 30 amp para la alimentación del bus de corriente directa de los tableros, necesario para operar lámparas indicadoras, alarma general de los interruptores, etc.
- 4.- Un switch, doble polo tiro sencillo, 30 amp para el circuito de motores de los desconectores.
- 5.- Un switch, doble polo tiro sencillo, 50 amp que conecta automáticamente el circuito de alumbrado de C.D. cuando falla el servicio local de C.A.

- - -

Hemos mencionado hasta aquí los aparatos de protección y control de cada línea o parte del equipo. Es necesario nombrar ahora los dispositivos comunes a todo el equipo, como son:

- 1.- Alarma de operación de interruptores y cuadro de señales.
- 2.- Alarma de baja presión en los tanques de aire comprimido de los interruptores.

3.- Frecuencímetro.

4.- Sincronoscopio.

5.- Voltmetro para medición de voltaje en el bus de 85 KV.

6.- Factorímetro.

Finalmente, cabe mencionar la instalación en tableros aparte, de estos dos sistemas de protección:

1.- Control del interruptor de amarre y de sus desconectores. Este dispositivo incluye los sistemas de cambio de protección según sea la línea a la cual se incorpora dicho interruptor. (Véase Capítulo III)

2.- Control supervisado de la Planta de Patla. Este sistema a grandes rasgos, opera mediante la combinación de distintas frecuencias (200 a 800 ciclos por segundo) generadas por un oscilador en la subestación y recibidas en la planta por relevadores extrasensibles (Frequency Responsive Relays). Según sea el orden de llegada de las frecuencias, así será la secuencia de operación de dichos relevadores. A cada secuencia corresponde una operación distinta de control y telemedición. Desde luego, esta no es más que una brevísima explicación del funcionamiento de este control pero en todo caso es suficiente para nuestro estudio ya que únicamente se trata de enumerar los aparatos de protección colocados en Jacksonville.

Transformadores de Servicio de Estación.

Generalmente, la alimentación de energía para servicios locales es tomada directamente de las barras de uno de los buses principales de las subestaciones, mediante un transformador del voltaje y capacidad adecuados. Sin embargo, este método presenta una desventaja considerable ya que se obliga al servicio de auxiliares a depender de la continuidad de servicio de las líneas principales de fuerza. Por consiguiente, es necesario tener independencia en los servicios mencionados utilizando líneas de baja tensión existentes que estén próximas a las subestaciones o construyendo líneas especiales para este objeto que lleven energía desde la planta generadora más próxima, en este caso Necaxa. De esa manera las fallas en el equipo de la subestación no afectan el suministro de la corriente para servicios locales.

Actualmente existe una línea de 20 KV (Carmen No. 1) que corre de Norte a Sur y al llegar al terreno de la futura subestación cambia su dirección siguiendo paralelamente a los actuales circuitos de 85 KV. Estas es pues, la línea que conviene para el proyecto y para utilizarla es necesario traer una derivación hasta el sitio más adecuado de la subestación para este objeto. Desde luego dicho lugar debe ser lo más próximo posible a la casa de tableros, ya que de ahí es donde se hace la distribución de los servicios locales.

El único sitio disponible, en vista de que junto a la casa de tableros se encuentra el local de almacenamiento de aceite, es la esquina sur del terreno, próximo al camino futuro a la subestación. Aquí deberá instalarse, por consiguiente, el transformador de servicio de estación. En razón de la gran importancia de Jacksonville como subestación recolectora, y en donde la necesidad de un servicio de estación a prueba de interrupciones es primordial, necesitamos disponer de una alimentación de

reserva para en caso de falla en la línea de 20 KV. Para este objeto, se instalará un banco de transformadores en la subestación Necaxa, conectado al bus de generación y con una relación de transformación de 4/3 KV. Como no es práctico económicamente llevar directamente esta alimentación desde Necaxa a Jacksonville, se utilizará como punto intermedio el bus de 3 KV existente en Salto Chico, por lo que entre la subestación nueva de 4/3 KV de Necaxa y la estructura de Salto Chico, se instalará un cable trifásico, alojado en uno de los túneles. Dicho cable estará provisto en ambos extremos de desconectores fusibles para amarrarse a los buses respectivos.

De Salto Chico, por medio de otro juego de desconectores, soldará otro cable a Jacksonville que rematará en el transformador de servicio local de emergencia.

Debido a la gran diferencia de nivel existente entre ambos extremos del cable, es necesario usar un cable de aislamiento seco, o sea aquel que no tiene recubrimiento impregnado en aceite o compound, los cuales tienen la tendencia a escurrir progresivamente hacia el nivel inferior del cable debido a la gravedad. Con esto quedaría la parte superior sin protección efectiva. Para evitarlo se usará un cable con aislamiento de goma, polietileno, o bien el llamado aislamiento Kerite, el cual tiene la ventaja sobre los dos primeros, de ser altamente resistente a la humedad, esfuerzos mecánicos y temperaturas elevadas.

La longitud del referido cable será de 820 m de Necaxa a Salto Chico y de 580 m de este último lugar a nuestra subestación con un total de 1,400 m. Esas longitudes parciales incluyen ya un exceso por curvas, cortes y empalmes.

El transformador de servicio de emergencia estará colocado junto a la casa de tableros, con una protección de tela de alambre a su alrede-

dor. La instalación completa incluye:

- a).- Mufa de llegada del cable,
- b).- Desconectores fusibles para 3 KV, 100 amp.
- c).- Transformador de 3,000/220 - 115 volts
- d).- Cable de 4 conductores para llevar la corriente de baja tensión al tablero de servicio local.

A continuación se determinarán las potencias consumidas en los diferentes servicios con el objeto de fijar la capacidad de los transformadores.

1.- Bombas de Aceite de los Transformadores.- El equipo de enfriamiento consta de dos bombas de circulación de aceite, accionada cada una por un motor de inducción de 5 HP, 220 v, 50 ciclos, 3 fases.

La potencia total es $5 \times 12 = 60$ HP, con una eficiencia de 98% y un factor de potencia de 0.90 atrás. La corriente consumida es entonces:

$$I = \frac{746 \times 60}{1.73 \times 220 \times 0.98 \times 0.90} = 133 \text{ amp.}$$

2.- Bombas de Transporte de Agua de Enfriamiento.- Para este servicio se contará con dos bombas centrífugas accionadas cada una por un motor de inducción de 50 HP, 220 v, 50 cps, 3 fases, 1,450 rpm. Sólo uno de los motores funciona a un tiempo, estando el otro como reserva. Luego, la corriente que tomará ese motor, suponiendo la misma eficiencia y F.P., será de:

$$I = \frac{746 \times 50}{1.73 \times 220 \times 0.98 \times 0.90} = 110 \text{ amp.}$$

3.- Bombas de Transporte de Aceite Sucio y Limpio.- En este caso, se supondrá una potencia en cada uno de los dos motores, de 7.5 H.P. suficiente para llenar de aceite limpio un transformador o retirar el aceite

aucio del mismo. Como puede suceder que ambos funcionen al mismo tiempo- (vaciando un transformador y llenando simultáneamente otro) se considera una potencia total de 15 HP en los motores de inducción de 50 cps, 220 - volts, 3 fases, equivalente a:

$$I = \frac{746 \times 15}{335} = 33.5 \text{ amp.}$$

4.- Motores de Compresora en los Mecanismos Neumáticos de Interruptores.- Estos motores operan a 50 cps., 125 v desarrollando una potencia de 3/4 HP. Serán 12 en total y consideraremos operación simultánea de -- ellos. La potencia total entonces es $0.75 \times 12 = 9$ HP que en las condi-- ciones fijadas de eficiencia y F.P., representa una corriente de:

$$I = \frac{746 \times 9}{125 \times 0.98 \times 0.9} = 61 \text{ amp.}$$

5.- Alumbrado en Secciones.- Hemos encontrado ya la potencia con-- sumida en el alumbrado de la subestación. Ese valor es de 25 KW que equi-- valen a:

$$I = \frac{25 \times 1,000}{125 \times 0.9} = 220 \text{ amp.}$$

6.- Rectificador de Corriente Alterna para Carga de la Estería a -- 125 v.- Este aparato tiene una capacidad económica límite de 50 amp para carga. Sobre esa base se escogió el aparato rectificador por lo que su -- consumo máximo es entonces el mencionado de 50 amp.

7.- Circuitos para contactos de emergencia en diversos puntos de -- la subestación.- Supondremos un total de 10 circuitos de los cuales 6 -- son para 220 v y 4 para 125 v. El consumo de corriente se fijará en 20 -- amperes, en la suposición de que todos están siendo utilizados.

8.- Motor de grúa En el local para servicio de grúa se tendrá --

una altura efectiva de operación de 12.00 m contados desde el nivel del piso hasta el eje motriz de la grúa. Por razones de economía sólo se dispondrá de un motor para maniobras en sentido vertical, haciéndose el movimiento horizontal por medio de polipastos de cadenas. El diseño estático y dinámico de la estructura de la grúa, no será considerado en este estudio concretándonos a determinar la potencia necesaria en el motor. La carga máxima que será levantada, corresponde al peso del transformador sin aceite ni accesorios, 123,000 lb = 56 ton. métricas. Como el transformador tiene una altura total de 8.66 metros, la carrera máxima del gancho de la grúa cuando levante al aparato, será de 12.00 - 8.66 = 3.34 metros y fijando el tiempo que tarda en subir en un minuto, se necesitará entonces una potencia de:

$$\frac{56,000 \times 3.34}{60} = 3,100 \text{ kg/seg.}$$

equivalentes a $3,100/76 = 41$ HP. Se utilizará en consecuencia el valor próximo superior de potencia o sea 50 HP. Emplearemos en este caso un motor de inducción de rotor devanado, 50 cps, 3 fases, 220 volts para lograr un alto par de arranque con corriente inicial moderada. La corriente normal será bajo las condiciones usuales de eficiencia y F.P., de:

$$I = \frac{746 \times 50}{335} = 110 \text{ amp.}$$

Si hay operación simultánea de los servicios locales mencionados, la corriente total consumida ascenderá a:

$$I = 133 + 110 + 33.5 + 61 + 220 + 50 + 200 + 110 = 917.5 \text{ amp.}$$

Entonces, la capacidad del transformador de estación es de:

$$C = \frac{1.73 \times 220 \times 918}{1,000} = 350 \text{ KVA.}$$

La designación más cercana en capacidades comerciales, es la de -

500 KVA. En la alimentación principal (20 KV) se instalará en consecuencia un transformador de las siguientes características:

Transformador trifásico, 50 ciclos, 500 KVA, enfriamiento propio - 55°C de elevación de temperatura sobre un ambiente de 40°C máxima, a plena carga.

Voltajes.-- Alta.-- 20,000 volts Delta, con tres derivaciones de 5% de la tensión nominal, dos arriba de ésta, (21 y 22 KV) y una abajo (19 KV).

Baja.-- Estrella: 216 volts entre fases, 125 volts de fase a neutro.

El servicio local de emergencia será dado por un transformador trifásico, 50 cps, 500 KVA, enfriamiento propio. Sus voltajes serán: en Alta, 3,000 volts Delta, con dos derivaciones de +5 y +10% para obtener respectivamente 3,150 y 3,300 volts. En Baja: 216 volts Estrella entre fases y 125 volts de fase a neutro.

El cable que se utilice entre Necaxa, Salto Chico y Jacksonville, será de cobre de tres conductores No. 3/0, aislamiento Kerite. El calibre está sobrado no solo para tomar en cuenta futuros aumentos de capacidad del servicio, sino por motivos de resistencia mecánica.

Entre los dos primeros lugares mencionados el cable se sujetará con mordazas de madera especiales en el interior del túnel, y entre Salto Chico y la subestación, será enterrado en una trinchera.

En el tablero general de servicio de estación, deberá instalarse un switch trifásico de doble tiro para conexión alternativa a ambas fuentes de alimentación. Para dar mayor continuidad a éste servicio, es conveniente que dicho switch sea de disparo automático, accionado por una bobina ó relevador de "no-voltaje", con el objeto de que al

faltar energía de la línea principal, se dispare y conecte inmediatamente a la línea de emergencia. El diagrama de la figura No. 62 señala una de las posibles disposiciones del sistema de estación.

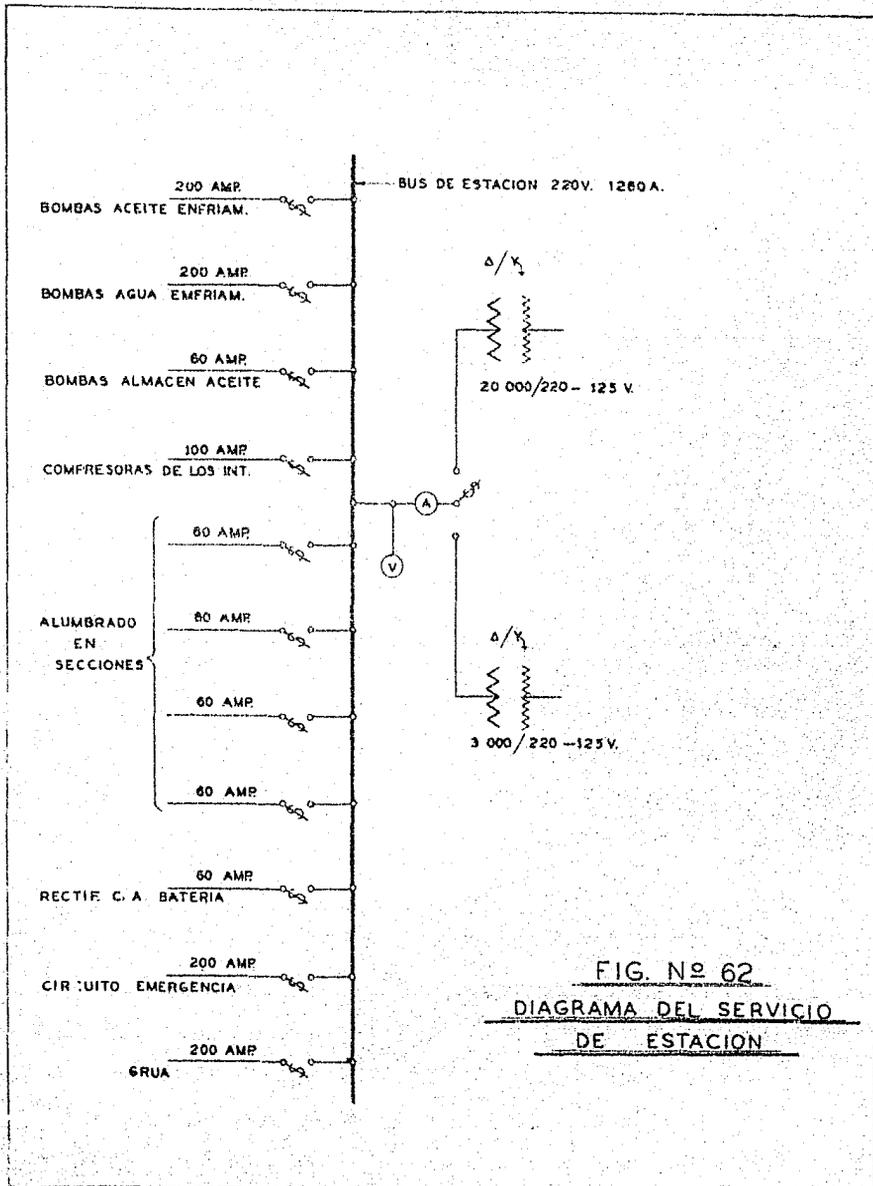
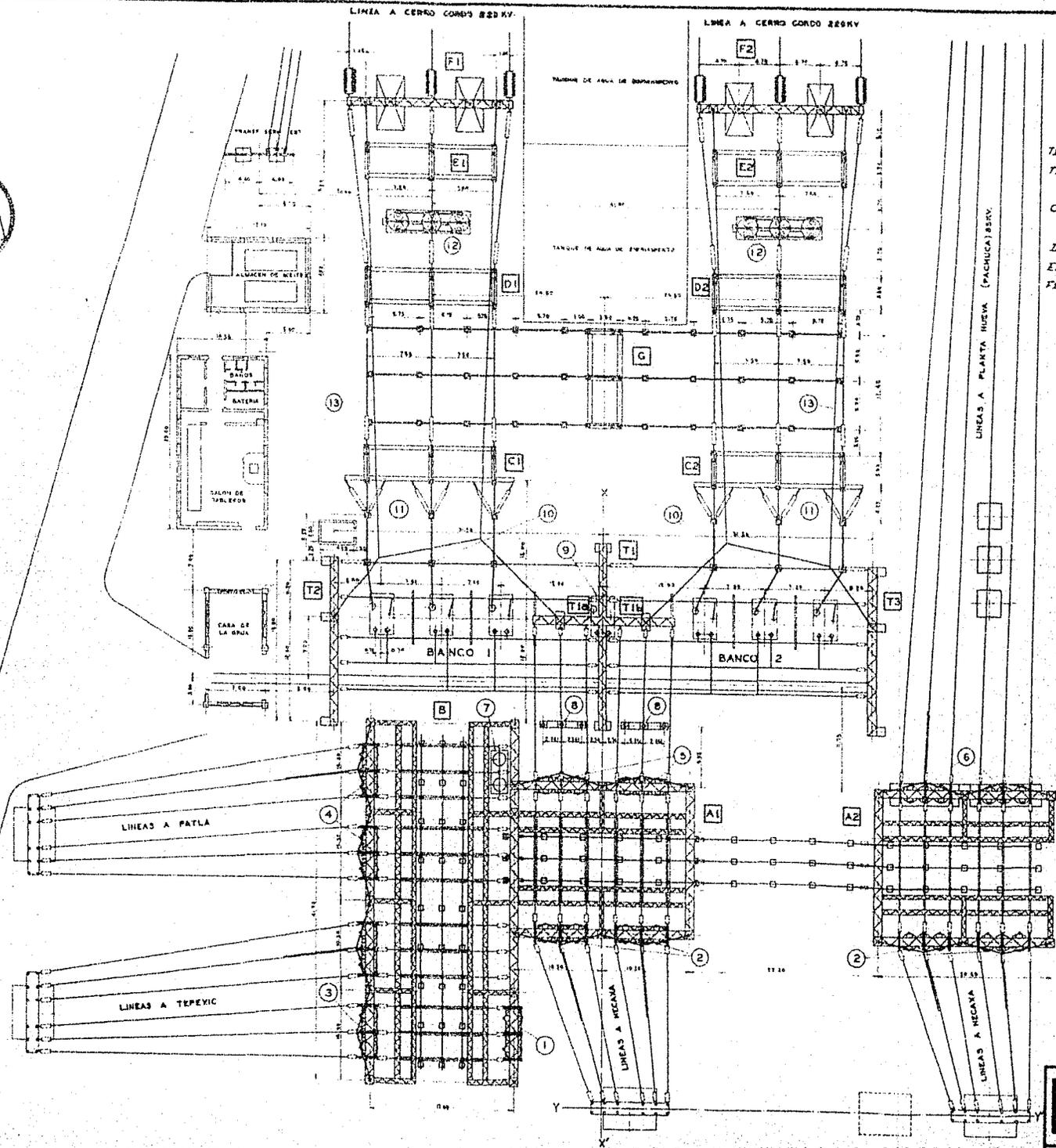


FIG. N^o 62
DIAGRAMA DEL SERVICIO
DE ESTACION



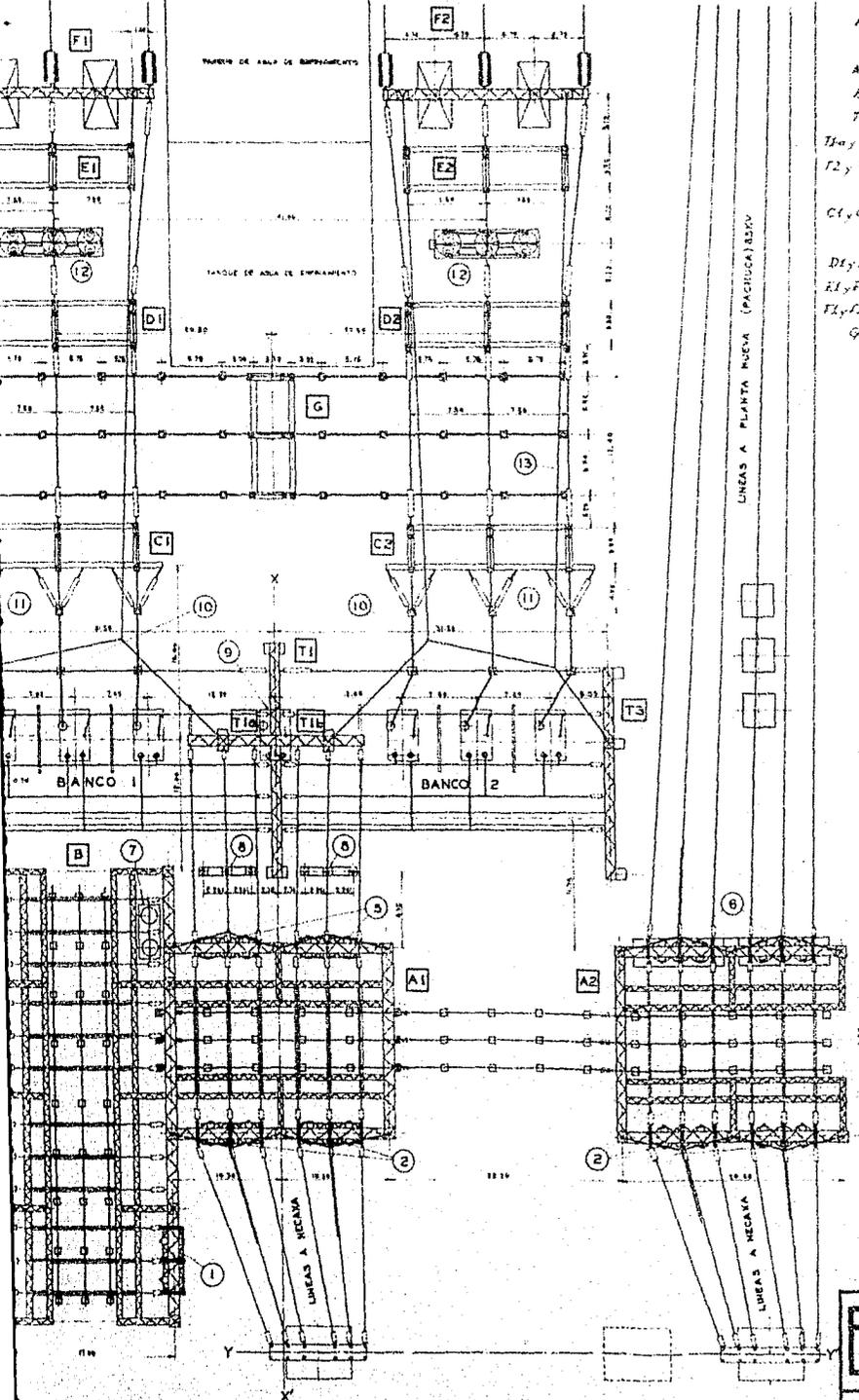
T1
T2
C1
D1
E1
F1

LÍNEAS A PLANTA NUEVA (PACHUCA) 83KV

E
EDUA

A CERRO GORDO 220 KV.

LÍNEA A CERRO GORDO 220KV



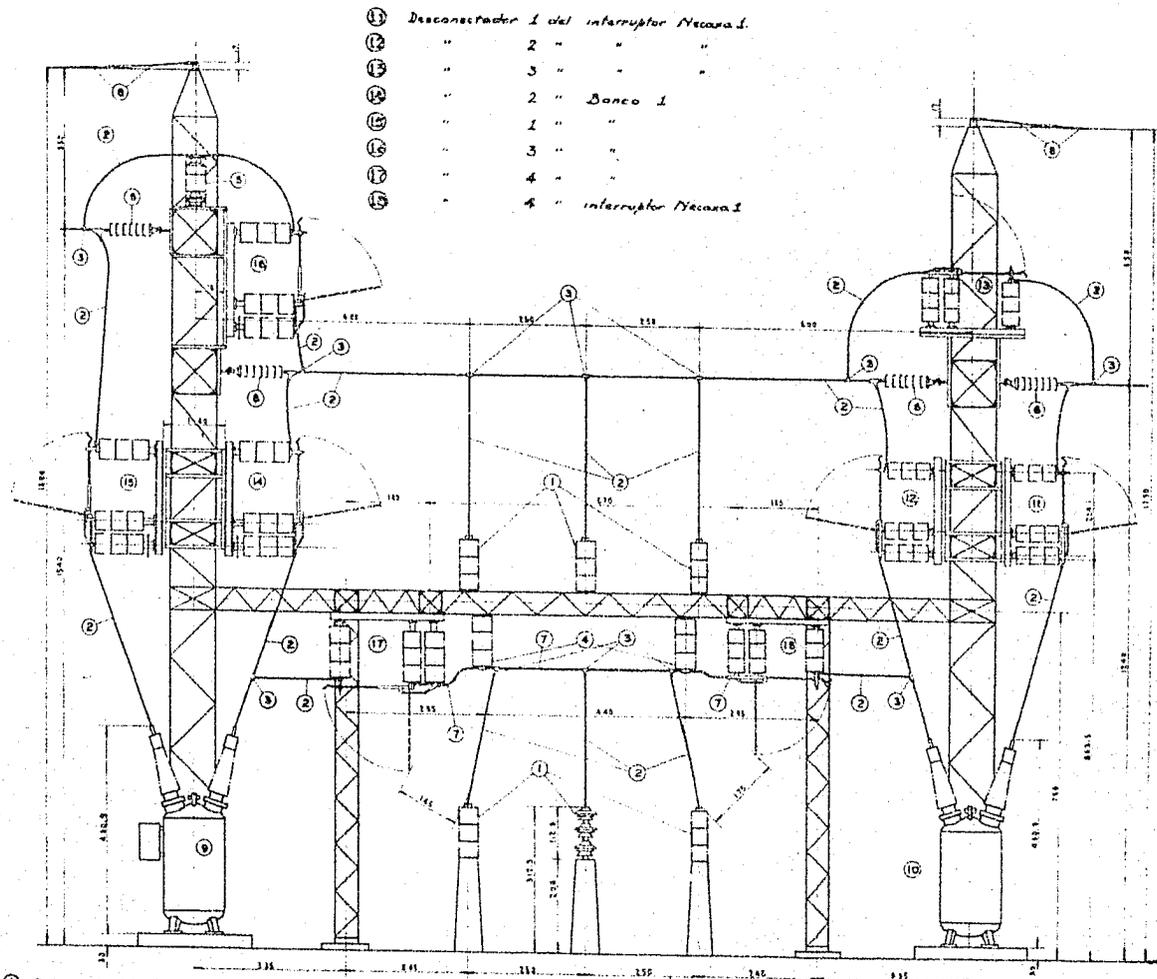
ESTRUCTURAS

- A1 Remata Líneas Madera 1 y 2 y alimentaciones a los Bancos 1 y 2
- A2 Remata Líneas Madera 3 y 4 y Planta Madera 1 y 2
- B Remata Líneas Madera 1 y 2 y Pabellón 1 y 2.
- T1 Separación entre Bancos 1 y 2.
- T3a y T3b Remata puentes de alimentación Bancos 1 y 2 y 3 Superior Líneas a Nueva Andes Bajo Tensión de los Bancos 1 y 2
- C1 y C2 Descansos Puentes (5) de 230 KV (Ver Diagrama unifilar - figura No. 40-A)
- D1 y D2 Descansos Puentes (6) de 230 KV
- E1 y E2 Descansos Puentes (7) de 230 KV (Fuerzas)
- F1 y F2 Salida circulares 1 y 2 de 230 KV
- G Descansos Puentes de Salidas Variadas de 230 KV

LÍQUIDO

- ① Interruptor de Ampera
- ② Interruptores Líneas Nueva
- ③ " " Fegessa
- ④ " " Pallas
- ⑤ " " Líneas 93/30 KV
- ⑥ " " Líneas 220/30 KV
- ⑦ Transformadores de Potencia
- ⑧ Darrarroyos de 97 KV
- ⑨ Transformador Extra
- ⑩ Columnas de aisladores para soportar conexiones entre transformadores y darrarroyos
- ⑪ Darrarroyos de 195 KV
- ⑫ Interruptores Líneas de 230 KV
- ⑬ Cables de Granda

ENI	VISTA GENERAL DE LA SUBSTACION	PLANO N° 1
	ESC. 1: 200	
EDUARDO CHAVEZ R. TESIS PROFESIONAL. 1968		



- ① Desconector 1 del interruptor Necasa I.
 ② " " 2 " " "
 ③ " " 3 " " "
 ④ " " 2 " Banco I
 ⑤ " " 1 " "
 ⑥ " " 3 " "
 ⑦ " " 4 " "
 ⑧ " " 4 " interruptor Necasa I

① Columna de aisladores-soporte de los Buses Alto y Bajo de 65KV.

② Cable de cobre 500000 CM (Ver nota II).

③ Conectores de cobre para unión de tubo 1-1/4" φ con cable 500000 CM o cable con cable del mismo calibre.

④ Columnas de aisladores-soporte con mordaza para sujeción de puentes tubulares.

⑤ Id. para puentes de cable con mordaza para cable.

⑥ Cadenas de 6 aisladores de disco con mordaza de tensión para cable 500000 CM y gancho

⑦ Puentes tubulares de 1-1/4" φ.

⑧ Cable de guarda, acero galvanizado 3/8" φ

⑨ Interruptor del Banco I.

⑩ " " de la línea Necasa I.

DIMENSIONES EN CENTIMETROS

ENI	ESTRUCTURA A L CORTE	PLANO Nº 2
	TRANSVERSAL	
EDUARDO CHAVEZ N		TESIS PROFESIONAL. 1963

II.- El diseño de los puentes y bajadas de cable se hará por partes, considerando:

1º.- Bases transversales a la llegada de las líneas de alimentación para conexión al Bus Alto. Estos se encuentran colocados perpendicularmente sobre el bus tubular y su capacidad de corriente debe ser la misma de los cables de la línea respectiva. No obstante, se procurará dar un sólo calibre en esos tramos, de suficiente sección para soportar posibles aumentos de capacidad ya que en lo futuro se reforzaran dichas líneas o bien para hacer frente a sobrecargas y finalmente por razones de uniformidad.

Actualmente el calibre de los conductores de las líneas Necaxa, Tepexic y Patla es de 3/0. En las primeras se tienen 190 amp de corriente a carga plena, en las segundas 155 amp y en las últimas, 160 amp. Como podrá notarse, el calibre en los tres casos está sobrado y tiene mucho margen para sobrecargar (la capacidad para el cable 3/0 es 420 amp). Sin embargo, por las razones arriba expuestas se utilizará cable de 4/0, con capacidad de corriente de 484 amp, para las líneas Necaxa Nos. 3 y 4 y las de Tepexic, Patla y Planta Nueva. En el caso de las Necaxas Nos. 1 y 2, como están situadas frente a los bancos de transformadores, sus conductores son comunes con los de éstos y tienen que ser dimensionados de acuerdo con la corriente máxima que circula hacia los primarios de los transformadores. (Véase Plano No. 2). Dicha corriente es de 750 amp y le corresponde un cable de 500,000 CM, por lo que, haciendo referencia a ese plano, las bajadas y puentes señalados con el número (2), serán formados por cable de ese calibre. Esto es aplicable también a las conexiones del interruptor de amarre.

2º.- En el Bus Bajo, se harán las conexiones de la misma manera que se explicó para el Bus Alto, con la siguiente modificación: Marcados con

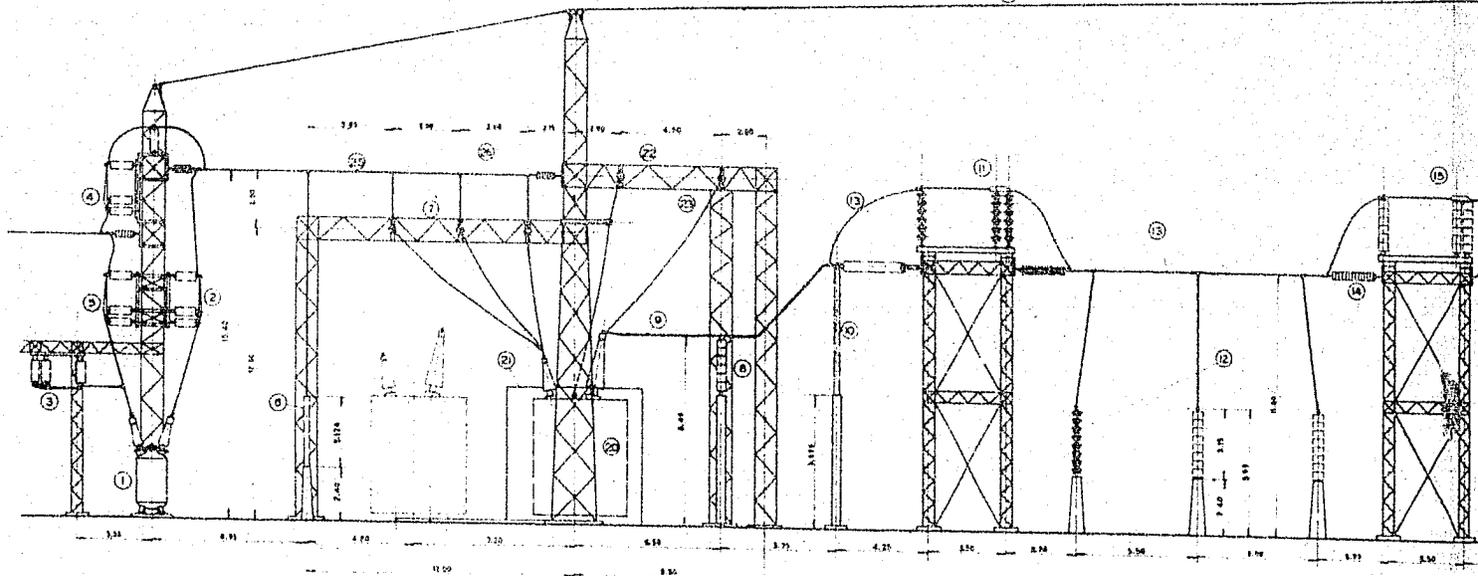
el número (7) pueden verse unos puentes transversales tubulares. A fin de lograr rigidez en las conexiones, en un lugar donde no se pueden colocar cadenas aisladoras de tensión en la misma forma que en el Bus Alto - (No. (6)), fué necesario instalar estos puentes tubulares apoyados en columnas auxiliares de aisladores [No. (4)] lográndose así el fin deseado.

Los conectores No. (3) pueden ser de dos clases: de cable a cable y de tubo a cable, según sea el tipo de conductores que se unen. Se utilizarán conectores de cobre fundido semejantes a los de tipo CF fabricados por la casa Burndy.

III.- La instalación de los desconectores que unen a los interruptores en aceite con el Bus Bajo, los cuales se señalan en el plano - referido con los números (16) y (17), exige la construcción de trabes en la estructura espaciadas 3.00 m entre sí, llevando cada trabe un polo del desconector. Este es el espaciamiento fijado para dichos aparatos.

Lo anterior dá por resultado que para aprovechar las trabes, los aisladores-soporte del Bus Alto se colocarán sobre ellas, por lo que la separación entre soportes de la misma fase en este bus es de 3.00 m, en vez de 4.50 m como en el Bus Bajo.

IV.- Para los cálculos de diseño del bus tubular de 85 KV, se consideró un espaciamiento entre conductores de 89" = 2.26 m. Ya en el terreno, esa separación se redondeará a 2.50 m, con lo cual se compensará en parte el que siendo un bus semi-rígido (pues está sujeto con poco apriete en las mordazas), los esfuerzos de corto-circuito son más apreciables.

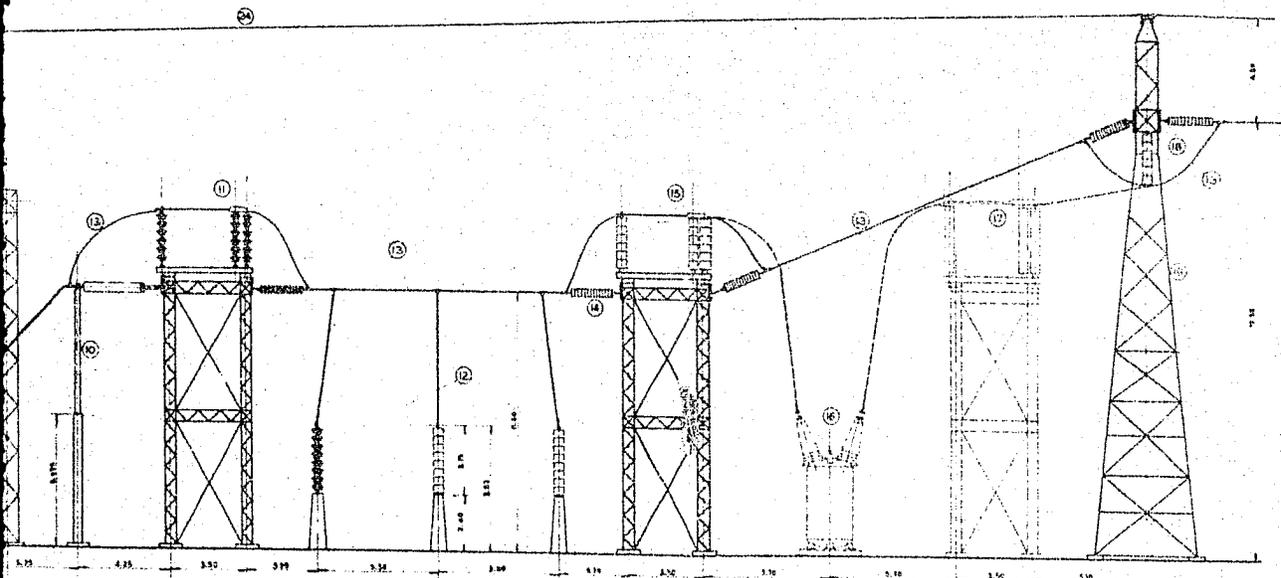


- ①—INTERRUPTOR DE 69 KV DEL BANCO Nº 2
- ②—DESCONECTADORES Nº 1 DEL INTERRUPTOR BANCO Nº 2
- ③—DESCONECTADORES Nº 2 DEL INTERRUPTOR BANCO Nº 2
- ④—DESCONECTADORES Nº 3 DEL INTERRUPTOR BANCO Nº 2
- ⑤—DESCONECTADORES Nº 4 DEL INTERRUPTOR BANCO Nº 2
- ⑥—PARARRAYOS DE ESTACION DE 97 KV
- ⑦—ESTRUCTURA DE TRANSFORMADORES

- ⑧—SOPORTE PARA LOS PUENTES DE ALTA TENSION DE LOS TRANSFORMADORES
- ⑨—PUENTES TUBULARES DE CONEXION A LOS PARARRAYOS DE ALTA TENSION (VER NOTA Nº 2)
- ⑩—PARARRAYOS DE ESTACION DE 105 KV CON SOPORTE SUPERIOR EN FORMA DE V (VER FIGURA)
- ⑪—DESCONECTADORES Nº 5 (ESTRUCTURA C-2)
- ⑫—COLUMNAS DE AISLADORES PARA SOPORTE DEL NUS TUBULAR PE 230 KV

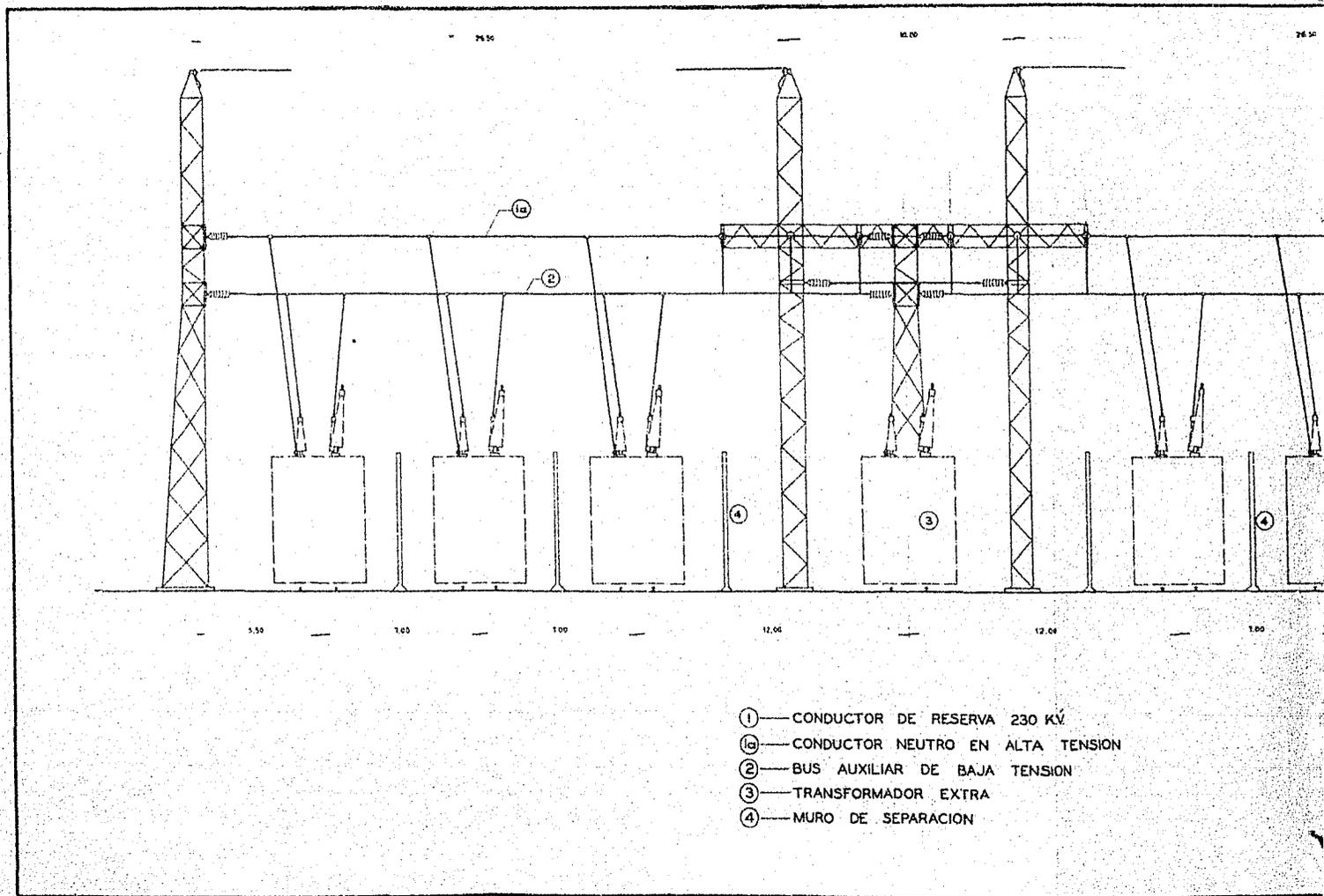
- ⑬—CABLE DE 954060 CM A.C.B.R (VER NOTA 2)
- ⑭—CADENA DE TENSION DE 14 AISLADORES DE DISCO
- ⑮—DESCONECTADOR Nº 6 (ESTRUCTURA D-2)
- ⑯—INTERRUPTOR DE 230 KV FUTURO
- ⑰—DESCONECTADOR Nº 7 FUTURO (ESTRUCTURA E-2)
- ⑱—COLUMNA DE SOPORTE DEL PUENTE DE BALIZA
- ⑲—ESTRUCTURA F-2 DE SALIDA DE LA LINEA DE 230 KV

- ⑳—TRANSFORMADOR EXTRA
- ㉑—MURO DE SEPARACION
- ㉒—CONDUCTOR NEUTRO
- ㉓—CONDUCTOR DE RESERVA
- ㉔—CABLE DE GUARDA ACE
- ㉕—CABLE DE COBRE DE 5
- ㉖—CABLE DE COBRE DE 4



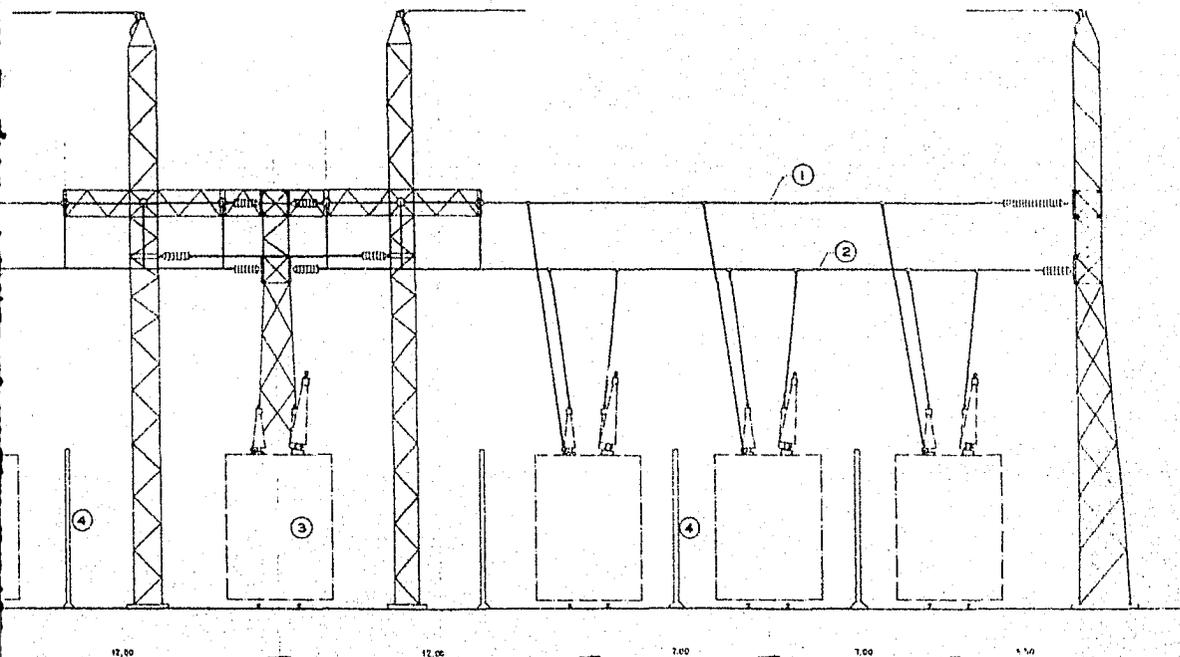
- ALTA TENSION
A LOS PARARRAYOS
(Nº 8)
Y CON SOPORTE
Y R FIGURA
TURA C-2)
SOPORTE DEL BUS
- (1) — CABLE DE 954000 C.M. ACER (VER NOTA B)
 - (2) — CADENA DE TENSION DE 14 AISLADORES DE DISCO
 - (3) — DESCONECTOR Nº 6 (ESTRUCTURA D-2)
 - (4) — INTERRUPTOR DE 230 KV - FUTURO.
 - (5) — DESCONECTOR Nº 7 FUTURO (ESTRUCTURA C-2)
 - (6) — COLUMNA DE SOPORTE DEL PUENTE DE SALIDA.
 - (7) — ESTRUCTURA F-2 DE SALIDA DE LA LINEA DE 230 KV.
 - (8) — TRANSFORMADOR EXTRA
 - (9) — MURO DE SEPARACION ENTRE TRANSFORMADORES.
 - (10) — CONDUCTOR NEUTRO.
 - (11) — CONDUCTOR DE RESERVA.
 - (12) — CABLE DE GUARDA ACERO GALVANIZADO Nº 4
 - (13) — CABLE DE COBRE DE 500000 C.M.
 - (14) — CABLE DE COBRE DE 4/0

ENI	ESTRUCTURA DE TRANSFORMADORES	PLANO Nº 3
	Y SECCION DE 230 KV	
EDUARDO CHAVEZ R. TESIS PROFESIONAL		1953



30.00

26.50



- ① — CONDUCTOR DE RESERVA 230 KV
 ①a — CONDUCTOR NEUTRO EN ALTA TENSION
 ② — BUS AUXILIAR DE BAJA TENSION
 ③ — TRANSFORMADOR EXTRA
 ④ — MURO DE SEPARACION

ENI ESTRUCTURA
 DE
 TRANSFORMADORES

PLANO
 Nº 4

EDUARDO CHAVEZ R TESIS PROFESIONAL 1953

NOTAS RELATIVAS AL PLANO No. 3.

I.- La selección del calibre apropiado para el bus auxiliar de 85-KV, se basa en la corriente máxima de operación, la cual es de 750 amp, cuando se tiene un sólo banco en servicio. A esa corriente corresponde un cable de 500,000 CM, el cual proporciona un margen de seguridad suficiente. Para fijar el calibre de la bajada de este bus a los bushings de B.T. de los transformadores, se tiene:

$$I_0 = \frac{I_m}{\sqrt{3}} = \frac{750}{1.73} = 432 \text{ amp}$$

ya que es conexión delta, por consiguiente se utilizará el cable de cobre del No. 4/0 con una capacidad de corriente de 485 amp.

II.- La corriente en Alta Tensión es 300 amp como máximo; sin embargo para dimensionar los puentes y bajadas seguiremos el criterio de que lógicamente el mismo cable de la línea, es decir el ACSR (cable de aluminio, reforzado con acero) de 954,000 CM de calibre, deberá ser instalado como prolongación de la línea hasta el bus de 230 KV.

III.- Los puentes tubulares señalados con el número (9) tienen por objeto lograr una conexión rígida entre los bushings de A.T. de los transformadores y los pararrayos. La ventaja del tubo en una conexión horizontal está en que no necesita cadenas aisladoras de tensión como sucede con el cable.

En vista de la longitud de estos puentes, fué necesario instalar columnas de aisladores-soporte tipo bus para apoyo de ellos a media distancia entre los puntos de conexión (5.60 m).

CAPITULO VI.

PRESUPUESTO

Moneda Nacional

I.- <u>MATERIAL Y EQUIPO.</u>	Precio en el extranjero.	Pago de derechos por importación.	Total.
7 Transformadores de potencia, monofásicos, 33,334 KVA 93/230 KV.	\$ 7,266,000.00	\$ 277,770.00	\$ 7,543,270.00
10 Interruptores en aceite-115 KV, 800 amp, capacidad de ruptura de 3,500 MVA.	\$ 1,572,730.00	\$ 135,450.00	\$ 1,708,180.00
3 Interruptores en aceite - 115 KV, 1,200 amp, capacidad de ruptura de 3,500 MVA.	\$ 495,460.00	\$ 42,640.00	\$ 538,100.00
40 Desconectadores en aire-115 KV, 600 amp, operados eléctricamente en grupo.	\$ 580,000.00	\$ 53,200.00	\$ 633,200.00
12 Desconectadores en aire-115 KV, 800 amp, operados eléctricamente en grupo.	\$ 184,000.00	\$ 16,900.00	\$ 200,900.00
2 Desconectadores en aire - 230 KV, 1,200 amp, operados eléctricamente en grupo.	\$ 33,820.00	\$ 3,100.00	\$ 36,920.00
5 Desconectadores en aire - 230 KV, 1,200 amp, operados eléctricamente en grupo.	\$ 196,600.00	11,730.00	\$ 208,330.00
1 Lote de aisladores para bus, tubería de cobre y conectores.	\$ 147,500.00	\$ 9,000.00	\$ 156,500.00
1 Lote de tableros de control, tubería conduit y alambre para la misma.	\$ 294,900.00	\$ 25,000.00	\$ 319,000.00
1 Lote de equipo para servicio de estación, sistema de agua de refrigeración, almacenamiento de aceite, etc.		Compra Local.	\$ 108,100.00

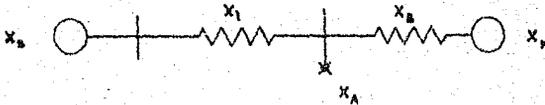
1 Lote de cable de cobre de calibre 500 MCM y 4/0 AWG.	\$ 48,400.00	\$ 4,500.00	\$ 52,900.00
1 Lote de equipo misceláneo de protección (relevadores de sobrecorriente, direccionales, diferenciales de hilo piloto, etc.)	\$ 240,000.00	\$ 22,400.00	\$ 262,400.00
1 Equipo Carrier completo - para protección de los circuitos de 230 KV y para radio-comunicación	\$ 260,000.00	\$ 24,100.00	\$ 284,100.00
1 Lote de fierro estructural galvanizado.		Compra Local	\$ 772,260.00
1 Lote de materiales diversos de construcción para la erección de los locales auxiliares (sala de tableros, casa de grúa, etc).		Compra Local.	\$ 267,930.00
		<u>TOTAL DE MATERIALES Y EQUIPO</u>	<u>\$13,092,090.00</u>
II.- <u>LABOR Y TRANSPORTES</u>	- - - - -	- - - - -	\$ 1,258,210.00
III.- <u>IMPREVISTOS</u>	- - - - -	- - - - -	\$ 1,358,500.00
		<u>GRAN TOTAL</u>	<u>\$15,708,800.00</u>

A P E N D I C E .

Interruptores de 230 KV. - El corto-circuito trifásico equilibrado en el bus de Alta Tensión determina de modo semejante al de la sección de 85 KV, la capacidad de ruptura en los interruptores de 230 KV.

La reactancia del sistema en el bus de Alta Tensión de Jacksonville referida a la potencia base de 20,000 KVA está dada por la siguiente igualdad:

$$X_A = (X_N + X_B) \parallel (X_S + X_1)$$



siendo:

X_N = Reactancia de las plantas de la zona de Necaxa y Planta-Nueva = 2.70.

X_B = Reactancia equivalente de los dos bancos de transformadores de 93/230 KV de Jacksonville = 1.00.

X_1 = Reactancia equivalente de los dos circuitos de 230 KV y los bancos reductores de Cerro Gordo = 2.05.

X_S = Reactancia del resto del sistema = 1.19.

Entonces la reactancia X_A vale:

$$\begin{aligned} X_A &= 3.24 \parallel 3.70 \\ &= \frac{3.24 \times 3.70}{6.94} = 1.73\% \\ &= 0.0173 \end{aligned}$$

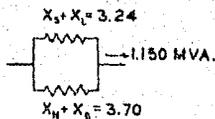
y el corto-circuito trifásico, es:

$$P_{ccA} = \frac{20,000}{0.0173} = 1,150,000 \text{ KVA}$$

$$P_{ccA} = 1,150 \text{ MVA.}$$

El corto-circuito calculado se divide en dos partes: La potencia aportada por las plantas de la zona de Necaxa y Planta Nueva y la que llega de Cerro Gordo.

La primera vale:



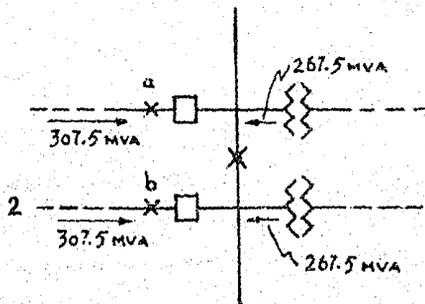
$$P_M = \frac{3.24 \times 1,150}{6.94}$$

$$= \underline{535 \text{ MVA}}$$

y la segunda:

$$P_R = \frac{3.70 \times 1,150}{6.94} = \underline{615 \text{ MVA}}$$

El diagrama de distribución de la potencia de corto circuito queda en esta forma:



Suponiendo ahora una falla en el punto a de la línea 1, la potencia de corto-circuito que necesita operar el interruptor correspondiente es de $535 + 307.5 \text{ MVA} = 842.5$. Lo mismo sucede para el interruptor de la línea 2 en caso de falla en b Para un tiempo de operación del interrup-

tor de 5 ciclos ese valor sube a $842.5 \times 1.1 = 930$ MVA.

Para la tensión nominal de 230 KV la capacidad de ruptura más baja es la de 2,500 MVA. Utilizando esta designación, se tiene entonces un margen amplio para hacer frente a futuros aumentos de la potencia de corto-circuito en el sistema.

Daremos enseguida una lista de valores reales de operación comparados con los que ofrece el diseño de los interruptores.

Características de los interruptores en aceite, de tensión nominal 230 KV, 5 ciclos:

	Valores Reales de Operación	Valores de Diseño del Interruptor.
Tensión, KV	230	230
Corriente de Operación Continua, amp.	490	1,200
Corto Circuito Máximo MVA	930	Hasta 2,500
Capacidad de ruptura en amp para ese corto circuito	2,325	Hasta 6,300 Máximo: 9,000
Corriente momentánea, amp.	3,730	10,400

Aislamiento.- El nivel de aislamiento interno del interruptor (determinado por la distancia entre las partes conductoras y el tanque) deberá ser de 900 KV cresta al impulso, correspondiente al equipo de tensión nominal de 196 KV, basándonos en la experiencia de los fabricantes norteamericanos en sistemas con neutro firmemente conectado a tierra. Los bushings, sin embargo, como están afectados por las condiciones de altitud y temperatura de la subestación, deberán estar contruidos para resistir 1,050 KV cresta al impulso o sea el nivel básico standard para equipo de la clase 230 KV.

BIBLIOGRAFIA.

- Jacinto Viqueira L.- Proyecto de una Línea de Transmisión entre Necaxa y México.- Tesis.-México, D.F. 1951.
- Archer E. Knowlton.- Standard Handbook for Electrical Engineers. Nueva York, E.U.A.-1941.
- Westinghouse Electric Corp.- Electrical Transmission and Distribution Reference Book.- Pittsburgh, E.U.A.-1950.
- Silent Sentinels.- Newark, E.U.A.-1949.
- Carlos Luca M.- Máquinas de Corriente Alterna.- Segunda-Parte.- México, D.F.-1946.
- Transmisión y Distribución de Energía -- Eléctrica.- México, D.F.-1949.
- Salvador Cisneros.- Apuntes de Instalaciones Eléctricas Industriales.- México, D.F.-1950.
- José L. de Parres.- Máquinas Hidráulicas.- México, D.F.-1948.