

4
Rej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"ARAGON"
INGENIERIA



SELECCION DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS
AUXILIARES PARA EL ANTEPROYECTO C. T.
LERDO U. 1 Y 2

M O N O G R A F I A

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A

LUIS ANTONIO CHAVEZ GUEVARA

MEXICO, D. F.

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION-----	1
CAPITULO I GENERALIDADES-----	2
I.1 Clasificación de las Centrales Termoeléctricas----	4
I.1.1 Por la clase de combustible que usan-----	4
I.1.2 Por el tipo de Turbina-----	4
I.1.3 Por la forma del ciclo termodinámico y los paráme- tros iniciales del vapor-----	4
I.1.4 Por el tipo de generador de vapor-----	5
I.1.5 Por el tipo de estructura generador de vapor-turbi- na-generador eléctrico-----	5
I.2 Centrales Termoeléctricas Tipo-----	7
I.2.1 Con Turbina de vapor-----	7
I.2.2 Con turbina de gas-----	8
I.2.3 Combustión interna-----	9
CAPITULO II. CENTRAL TERMOELECTRICA LERDO U. 1 Y 2	
II.1 Descripción del sitio y ubicación de la Central---	11
II.1.1 Meteorología-----	13
II.1.2 Hidrología-----	13
II.1.3 Presión-----	13
II.1.4 Sismicidad-----	13
II.2 Diagrama a Bloques-----	13
II.2.1 Generador de vapor-----	13
II.2.2 Turbina-----	16
II.2.3 Generador eléctrico-----	17

INDICE DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION-----	1
CAPITULO I GENERALIDADES-----	2
I.1 Clasificación de las Centrales Termoeléctricas----	4
I.1.1 Por la clase de combustible que usan-----	4
I.1.2 Por el tipo de Turbina-----	4
I.1.3 Por la forma del ciclo termodinámico y los parámetros iniciales del vapor-----	4
I.1.4 Por el tipo de generador de vapor-----	5
I.1.5 Por el tipo de estructura generador de vapor-turbina- generador eléctrico-----	5
I.2 Centrales Termoeléctricas Tipo-----	7
I.2.1 Con Turbina de vapor-----	7
I.2.2 Con turbina de gas-----	8
I.2.3 Combustión interna-----	9
CAPITULO II. CENTRAL TERMOELECTRICA LERDO U. 1 Y 2	
II.1 Descripción del sitio y ubicación de la Central---	11
II.1.1 Meteorología-----	13
II.1.2 Hidrología-----	13
II.1.3 Presión-----	13
II.1.4 Sismicidad-----	13
II.2 Diagrama a Bloques-----	13
II.2.1 Generador de vapor-----	13
II.2.2 Turbina-----	16
II.2.3 Generador eléctrico-----	17

	Pág.
II.2.4 Condensador-----	17
II.2.5 Torres de enfriamiento-----	18
II.2.6 Deareador-----	19
II.2.7 Planta de tratamiento de agua-----	21
II.2.8 Tanques de almacenamiento-----	21
CAPITULO III. SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL	
III.1 Generalidades-----	22
III.2 Principales Servicios Auxiliares de la Central----	23
III.3 Motores Eléctricos de los Servicios Auxiliares----	24
III.3.1 Características de los motores eléctricos-----	24
III.3.2 Principio de operación de un motor de inducción----	24
III.3.3 Tipos de motores de inducción-----	24
III.3.4 Comparación entre motores de inducción en jaula de ardilla y los de rotor devanado-----	36
III.4 Alimentación Eléctrica de los Motores de los Servi cios Auxiliares-----	39
III.4.1 Sistema de distribución para la alimentación eléc- trica de los servicios auxiliares-----	40
III.5 Capacidad y Potencia de los Servicios Auxiliares--	47
III.5.1 Definiciones y fórmulas-----	47
III.5.2 Bombas de agua de alimentación a la caldera-----	51
III.5.3 Bombas de agua de circulación del ciclo mixto----	52
III.5.4 Bombas de condensado-----	53
III.5.5 Auxiliares del generador de vapor (caldera)-----	54
III.5.6 Auxiliares del turbogenerador-----	57
III.5.7 Auxiliares del manejo de combustible-----	59
III.5.8 Sistema de aire comprimido y acondicionado-----	59
III.5.9 Auxiliares del sistema de enfriamiento mixto-----	60

III.5.10 Auxiliares para los equipos de protección-----	61
III.5.11 Alumbrado normal y de emergencia-----	61
III.5.12 Capacidad de los servicios auxiliares de la Cen--- tral-----	62
 CAPITULO IV. TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES: ANA- LISIS DE ALTERNATIVAS	
IV.1 Generalidades-----	65
IV.2 Circuitos trifásicos-----	65
IV.2.1 Resistencia eléctrica-----	65
IV.2.2 Inductancia y reactancia inductiva-----	66
IV.2.3 Capacitancia y reactancia capacitiva-----	66
IV.2.4 Impedancia-----	67
IV.2.5 Clasificación de circuitos trifásicos-----	68
IV.2.6 Diagrama unifilar-----	71
IV.2.7 Potencia en circuitos trifásicos balanceados-----	71
IV.3 Teoría del Transformador-----	72
IV.3.1 Definición de transformador-----	72
IV.3.2 Clasificación de los transformadores-----	72
IV.3.3 El transformador ideal-----	74
IV.3.4 El transformador real-----	77
IV.3.5 Circuitos equivalentes para un transformador real-----	78
IV.3.6 Impedancia del transformador-----	81
IV.4 Capacidad de los transformadores de servicios aux_i liares-----	81
IV.5 Estudio de Corto Circuito-----	83
IV.5.1 Generales-----	83
IV.5.2 Características de la corriente de corto circuito-----	86
IV.6 Cálculo de las corrientes de corto circuito con un devanado secundario-----	97

IV.6.1 Impedancia del transformador de servicios auxiliares $Z = 5\%$ -----	97
IV.6.2 Impedancia del transformador de servicios auxiliares $Z = 7.5\%$ -----	108
IV.6.3 Impedancia del transformador de servicios auxiliares $Z = 11\%$ -----	110
IV.6.4 Transformador de servicios auxiliares con un devanado secundario, reactor y $Z = 7.5\%$ -----	112
IV.7 Cálculo de las corrientes de corto circuito con doble devanado secundario-----	114
IV.7.1 Impedancia del transformador de servicios auxiliares: $H - X = 7.5\%$, $H - Y = 7.5\%$, $X - Y = 15\%$ -----	114
IV.7.2 Impedancia del transformador de servicios auxiliares: $H - X = 6.5\%$, $H - Y = 6.5\%$, $X - Y = 13\%$ -----	123
IV.8 Estudio de caída de tensión y regulación-----	125
IV.8.1 Generales-----	125
IV.8.2 Arranque de motores-----	126
IV.8.3 Factores para ser considerados en el arranque del motor-----	127
IV.8.5 Método de cálculo de caída de tensión-----	128
IV.8.6 Cálculos-----	129
CAPITULO V. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES	
V.1 Generalidades-----	147
V.2 Especificación de los transformadores-----	147
V.2.1 Transformadores de servicios auxiliares (de uno o dos devanados)-----	147

IV.6.1 Impedancia del transformador de servicios auxiliares $Z = 5 \%$ -----	97
IV.6.2 Impedancia del transformador de servicios auxiliares $Z = 7.5 \%$ -----	108
IV.6.3 Impedancia del transformador de servicios auxiliares $Z = 11 \%$ -----	110
IV.6.4 Transformador de servicios auxiliares con un devanado secundario, reactor y $Z = 7.5 \%$ -----	112
IV.7 Cálculo de las corrientes de corto circuito con doble devanado secundario-----	114
IV.7.1 Impedancia del transformador de servicios auxiliares: $H - X = 7.5 \%$, $H - Y = 7.5 \%$, $X - Y = 15 \%$ -----	114
IV.7.2 Impedancia del transformador de servicios auxiliares: $H - X = 6.5 \%$, $H - Y = 6.5 \%$, $X - Y = 13 \%$ -----	123
IV.8 Estudio de caída de tensión y regulación-----	125
IV.8.1 Generales-----	125
IV.8.2 Arranque de motores-----	126
IV.8.3 Factores para ser considerados en el arranque del motor-----	127
IV.8.5 Método de cálculo de caída de tensión-----	128
IV.8.6 Cálculos-----	129
CAPITULO V. CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES	
V.1 Generalidades-----	147
V.2 Especificación de los transformadores-----	147
V.2.1 Transformadores de servicios auxiliares (de uno o dos devanados)-----	147

V.3	Características particulares de los transformadores de servicios auxiliares-----	157
V.3.1	Con un devanado secundario-----	157
V.3.2	Con dos devanados secundarios-----	160
V.4	Características particulares del reactor-----	162
V.5	Evaluación de alternativas-----	163
V.5.1	Precios de los transformadores con un devanado secundario y reactor-----	165
V.5.2	Precios para los transformadores con doble devanado secundario-----	168
V.5.3	Evaluación de las pérdidas en los transformadores y reactores-----	171
V.5.4	Evaluación de los fletes de los transformadores y reactores-----	175
V.5.5	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra del transformador de servicios auxiliares-----	176
	Conclusiones-----	179

I N T R O D U C C I O N

En nuestra época la utilización de la energía eléctrica es una de las condiciones fundamentales de nuestra existencia. La electricidad es la forma de energía más adaptable y la más universal que conocemos, y condiciona tanto nuestra vida individual, como la industria y la economía en nuestro país.

En 1984, de la capacidad total instalada de generación de energía eléctrica en nuestro país, el 69 % del total correspondió a las Centrales Termoeléctricas. Si se considera que dichas plantas realizan un consumo importante de los energéticos del país. se hace evidente que aquellas acciones encaminadas a aumentar la eficiencia y confiabilidad en su operación redundarán en substanciales beneficios económicos.

La operación de todos los elementos principales y componentes de una Central Termoeléctrica depende de lo que se puede llamar como el "Sistema Nervioso" de la Central. Este sistema es de servicios auxiliares, y en los cuales cuando se presenta una deficiencia, se puede producir una parálisis completa de la Central.

Para poder alimentar los motores eléctricos del sistema de servicios auxiliares, se cuenta con un sistema de distribución -- con varios niveles de tensión dentro de la Central.

El sistema de distribución en una Central Termoeléctrica es -- alimentado, normalmente, directamente de cada unidad turbogeneradora a través de su Transformador de Servicios Auxiliares.

El objetivo del presente trabajo de tesis es el de seleccionar los transformadores de servicios auxiliares para el Anteproyecto C.T. LERDO U. 1 Y 2 en base a estudios de corto circuito, regulación de tensión, así como a especificaciones y criterios de diseño aplicados actualmente en la Comisión Federal de Electricidad.

C A P I T U L O I

G E N E R A L I D A D E S

La importancia de la producción de electricidad de origen térmico es prácticamente variable según los países, por ejemplo en México representa un poco más del 69% de la producción total -- (ver tabla No. I.1), en Inglaterra la casi totalidad de su producción y en Suiza y Noruega en cambio es prácticamente nula.

Para el total de la producción mundial, la energía eléctrica de origen térmico representa un poco más de las dos terceras partes.

TABLA NO. I.1

GENERACION NETA GWH EN EL AÑO DE 1984

SECTOR ELECTRICO NACIONAL	75986	100 %
Centrales:		
HIDROELECTRICAS	23394	30.8 %
TERMOELECTRICAS	52592	69.2 %
a) Vapor	43294	56.9 %
b) Ciclo combinado	4021	5.3 %
c) Turbogas	928	1.2 %
d) Combustión Interna	95	0.1 %
e) Geotermoeléctrica	1352	1.8 %
f) Carboeléctrica	2902	3.9 %

De la tabla anterior se puede observar que dentro de las Centrales Termoeléctricas el mayor porcentaje corresponde a las Centrales con Turbinas de Vapor; mientras que el menor porcentaje corresponde a las Centrales de Combustión Interna las cuáles prácticamente están en deshuso. Existen también Centrales que es-

tán en evolución en nuestro país, tal es el caso de las Centrales: Geotermoeléctricas y Carboeléctricas.

De acuerdo con las curvas de consumo o demanda de energía eléctrica (ver fig. I.1), las Centrales Generadoras se pueden emplear para cubrir lo que se conoce como la Demanda Base o bien para cubrir los Picos de Demanda, es decir los excesos sobre la Demanda Media, en períodos más o menos cortos de tiempo con duración por ejemplo, de una o dos horas, en este sentido es prácticamente común por razones de operación (i, e: tiempos de puesta en operación; ver Tabla I.2), que las Centrales Termoeléctricas cubran la demanda Base y las Centrales Hidroeléctricas los picos.

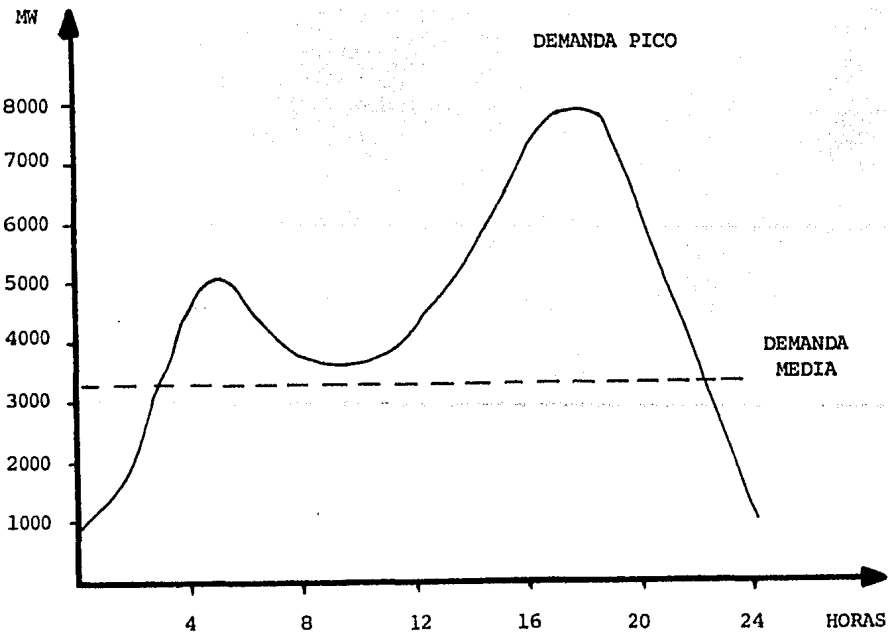


Fig. I.1 Curva Típica de Demanda para un Sistema Eléctrico

TABLA I.2

TIEMPOS DE PUESTA EN OPERACION DE CENTRALES ELECTRICAS

Tipo de Central	Arranque en Frío	Absorción de carga a partir de operar en vacío.
TERMOELECTRICAS	1.5 a 5 Hrs.	10 a 30 Min.
TERMOELECTRICAS CON TURBINAS DE GAS	2 a 6 Min.	30 Seg. a 1 Min.
HIDROELECTRICAS	20 Seg. a 3 Min.	10 Seg. a 3 Min.

I.1 CLASIFICACION DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS.

Las Centrales Termoeléctricas se pueden clasificar:

I.1.1 POR LA CLASE DE COMBUSTIBLE QUE USAN.

Pueden usar combustibles líquidos como petróleo crudo o algunos derivados del mismo, gaseosos como por ejemplo gas natural, o sólidos por ejemplo carbón de piedra, carbón lignitoso u otros.

I.1.2 POR EL TIPO DE TURBINA.

Básicamente existen dos tipos, las denominadas turbinas de vapor y las turbinas de gas, la tendencia en las Centrales de gran potencia es utilizar turbinas de vapor, en tanto que en potencias del orden de 100 a 200 MW se pueden emplear turbinas de gas.

I.1.3 POR LA FORMA DEL CICLO TERMODINAMICO Y LOS PARAMETROS INICIALES DEL VAPOR.

Existen Centrales Termoeléctricas con presiones de vapor subcríticas (Centrales con potencias < 200 MW) y supercríticas (Centrales con potencias > 200 MW), pudiéndose usar recalentamiento intermedio a partir de potencias del orden de 150 MW.

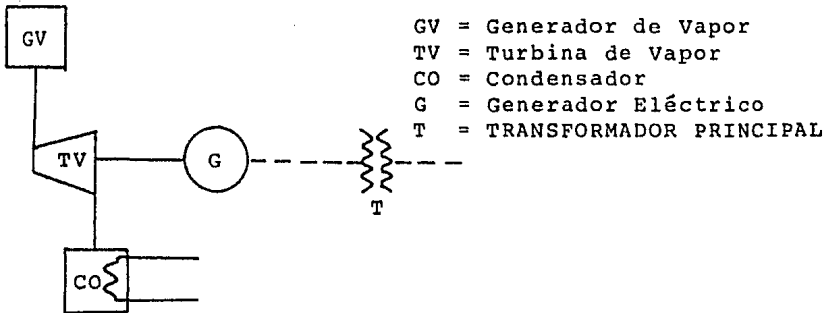
I.1.4 POR EL TIPO DE GENERADOR DE VAPOR.

Dependiendo de la presión usada, varía el tipo de generador de vapor. Si se usa la presión subcrítica el tipo de generador de vapor es el de tambor de circulación natural, si la presión es crítica o supercrítica se emplean generadores de vapor del tipo de corriente directa.

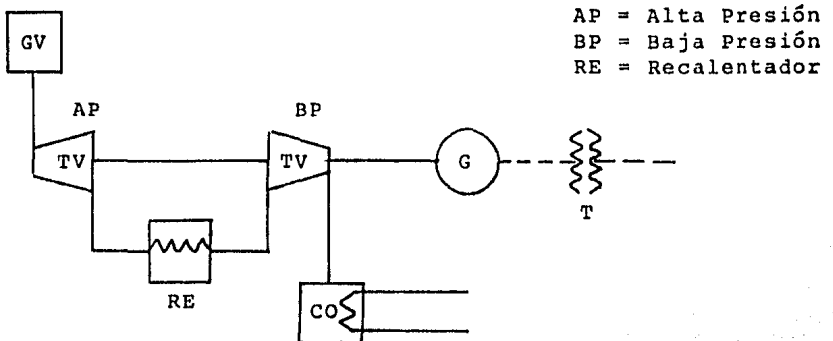
I.1.5 POR EL TIPO DE ESTRUCTURA GENERADOR DE VAPOR - TURBINA - GENERADOR ELECTRICO.

Las disposiciones actualmente en práctica para las turbinas son las siguientes:

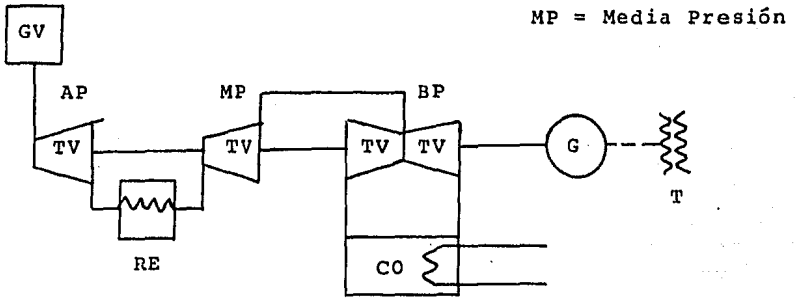
I.1.5.1 TURBINA SIMPLE EN UN SOLO CUERPO CON CONDENSADOR PROPIO.



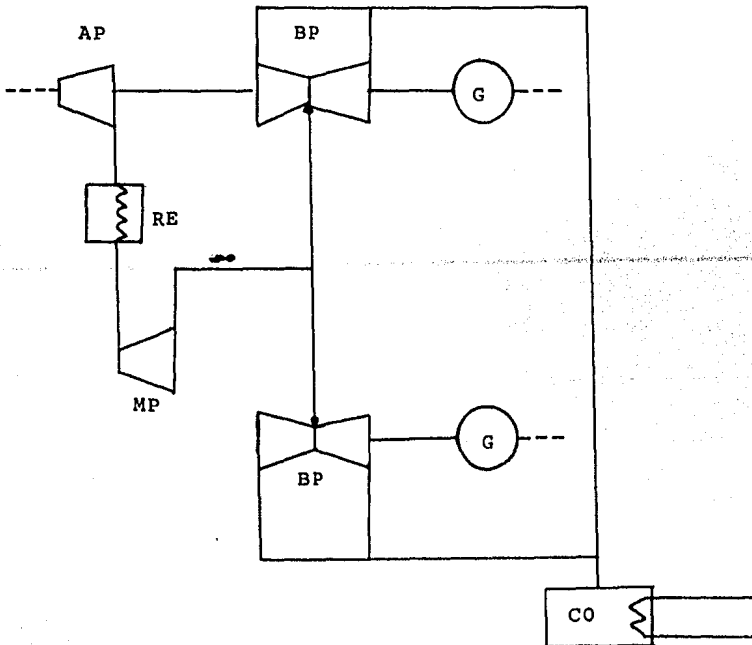
I.1.5.2 TURBINA A DOS CUERPOS SOBRE UN MISMO EJE PARA ALTAS Y BAJAS PRESIONES CON RECALENTADOR INTERMEDIO Y CONDENSADOR EN EL CUERPO DE BAJA PRESION.



I.1.5.3 TURBINA A TRES CUERPOS SOBRE UN MISMO EJE DE ALTA, ME--
DIA Y BAJA PRESION CON CONDENSADOR A DOS CARGAS.



I.1.5.4 TURBINA A CUATRO CUERPOS CON DOS EJES, SOBRE UN EJE VA--
UN CUERPO DE ALTA PRESION Y DOS A BAJA PRESION Y SOBRE
EL OTRO UN CUERPO DE MEDIA PRESION Y DOS DE BAJA PRE---
SION.



I.2 CENTRALES TERMOELECTRICAS TIPO:

I.2.1 CON TURBINA DE VAPOR.

Existen diferentes formas de clasificar las instalaciones o Centrales Termoeléctricas con turbina de vapor, - pudiendo ser de acuerdo a la forma de producir el vapor que usan. A este respecto las Centrales Termoeléctricas de vapor permiten prácticamente el uso de todo tipo de fuentes de calor hoy en día disponibles, teniéndose tres tipos principales de Centrales:

- Con combustibles tradicionales (sólidos, líquidos o gaseosos).
- Con combustibles nucleares.
- Con fuentes geotérmicas.

ESQUEMA A BLOQUES.

El principio fundamental de conversión de la energía en las Centrales Termoeléctricas de vapor es el siguiente: (ver fig. I.2).

En el generador de vapor la energía química contenida - en estado potencial en el combustible se transforma en energía térmica por medio de un proceso térmico exotérmico llamado combustión; la energía térmica así obtenida constituye la energía interna del vapor generado, el cual conforma el fluido activo que determina el accionamiento de la turbina; en la turbina la energía interna del vapor se transforma en energía mecánica que se aplica al alternador, que la transforma finalmente en energía eléctrica.

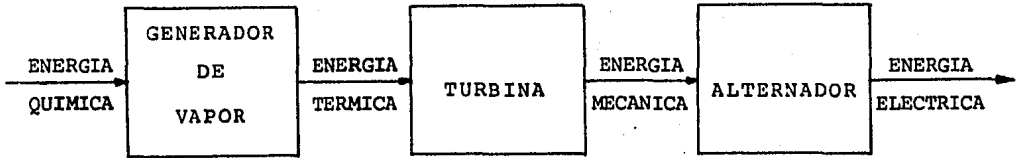


Fig.I.2 Diagrama elemental a bloques de una Central Termoeléctrica de Vapor.

En términos generales todas las instalaciones termoeléctricas con turbina de vapor, como son las Centrales de Vapor, las Centrales Carboeléctricas, las Centrales Nucleoeléctricas y las Centrales Geotermoeléctricas; son sustancialmente similares en sus elementos principales como son la turbina y el alternador, diferenciando de un tipo a otro en lo que se refiere al generador de vapor en función del tipo de combustible usado.

I.2.2 CON TURBINA DE GAS.

Las Centrales Termoeléctricas con turbina de gas usan directamente los productos de la combustión como fluido motor (es decir no necesitan la etapa del generador de vapor), para entregar potencia mecánica a un árbol giratorio. Los combustibles empleados en las turbinas de gas pueden ser en general líquidos o gaseosos, por lo que, es importante que los productos de la combustión no dejen depósitos de carbono o bien no produzcan combustión en los álabes (paletas) del rotor de la turbina

a las altas temperaturas de operación, en particular sobre las paletas fijas y móviles de la turbina y sobre la superficie de los eventuales cambiadores de calor.

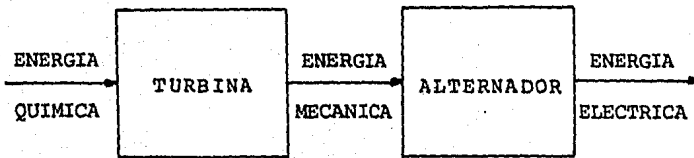


Fig. I.3 Diagrama elemental a bloques representativo de las Centrales con Turbina de Gas.

Algunas aplicaciones típicas de Centrales Termoeléctricas de turbina de gas son:

- a) Centrales Independientes.
- b) En plantas de Ciclo Combinado (turbinas de vapor y gas) para producir electricidad.
- c) Dentro del Sistema Eléctrico Nacional para absorber las demandas pico.

I.2.3 COMBUSTION INTERNA.

En la actualidad es posible encontrar plantas de este tipo con 16 ó 24 cilindros, que no producen potencias superiores de los 5MW. En este tipo de plantas se tiene el problema de la localización, debido al ruido que producen, a los humos contaminantes, etc.; que pueden -

incluir un costo extra en equipo descontaminante y aislamiento acústico. Una de las ventajas de este tipo de plantas es su portabilidad, ya que requieren de poco espacio para ser instaladas, y en un momento dado pueden ser plantas portátiles si se adaptan para ello, su rápido arranque hace que sean muy útiles para servicio de emergencia, particularmente en lugares donde se requiere alimentar una carga baja.

C A P I T U L O I I

CENTRAL TERMoeLECTRICA LERDO U. 1 Y 2

II.1 DESCRIPCION DEL SITIO Y UBICACION DE LA CENTRAL.

La planta termoeléctrica de Lerdo de la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) se localizará a 13.5 Kms. del Noreste de Cd. Gómez Palacio, Durango en el ejido - Villa Juárez; con latitud Norte 25°28'59" y longitud -- oeste 103°34'59". El acceso a la planta se podrá hacer por carretera o ferrocarril vía Durango - Torreón, - estación Río Nazas, (ver fig.II.1), la C. T. Lerdo constará de dos unidades de 160 MW cada una y deberán de empezar su operación comercial en Febrero de 1988.

Por estar ubicada la Central en una zona geográfica semidesértica, el suministro de agua de enfriamiento es - restringido, por lo cual será una de las primeras Cen--trales en donde se implante un sistema de enfriamiento mixto; esto es, contará con torres de enfriamiento secas y húmedas.

Las unidades funcionarán con petróleo pesado (BUNKER "C") como combustible básico; para el encendido y arranque - el tipo de combustible será diesel.

Las unidades proveerán de energía a una subestación elevadora de 15/230 KV. con arreglo en interruptor y medio, en él terreno de la planta, interconectada al Sistema - Eléctrico Región Centro Norte por medio de seis líneas de transmisión 2 a Gómez Palacio, 1 a Peñoles, 2 a To--rreón Sur y una a Durango II.



II.1.1 METEOROLOGIA.

Las condiciones climatológicas del sitio son en general extremosas, registrándose las siguientes condiciones de temperatura:

- Temperatura máxima extrema de 42°C.
- Temperatura de bulbo seco de 32°C.
- Temperatura de bulbo húmedo de 21°C.

II.1.2 HIDROLOGIA.

El agua de enfriamiento de la Central será de naturaleza de pozo con una temperatura de diseño de 27°C.

II.1.3 PRESION.

La presión barométrica del sitio es de 672,5 mm. de Hg. (89.6 KPa). La velocidad máxima del viento es de 125-Km/hr., y la altura a la cual se ubica el sitio es de 1144 M.S.N.M.; con un coeficiente de contaminación de 4.5 cm/KV neutro.

II.1.4 SISMICIDAD.

El coeficiente de sismicidad es de $c=0.422 \text{ cm/seg}^2$ la aceleración máxima en el sitio es de $40,57 \text{ cm/seg}^2$.

II.2 DIAGRAMA A BLOQUES.

El diagrama a bloques representativo de la C.T. Lerdo - U. 1 y 2 está indicado en la fig. II.2 y la descripción de sus componentes se detalla a continuación:

II.2.1 GENERADOR DE VAPOR.

Tiene por función producir vapor por el calentamiento del agua de alimentación y además recalentar dicho vapor.

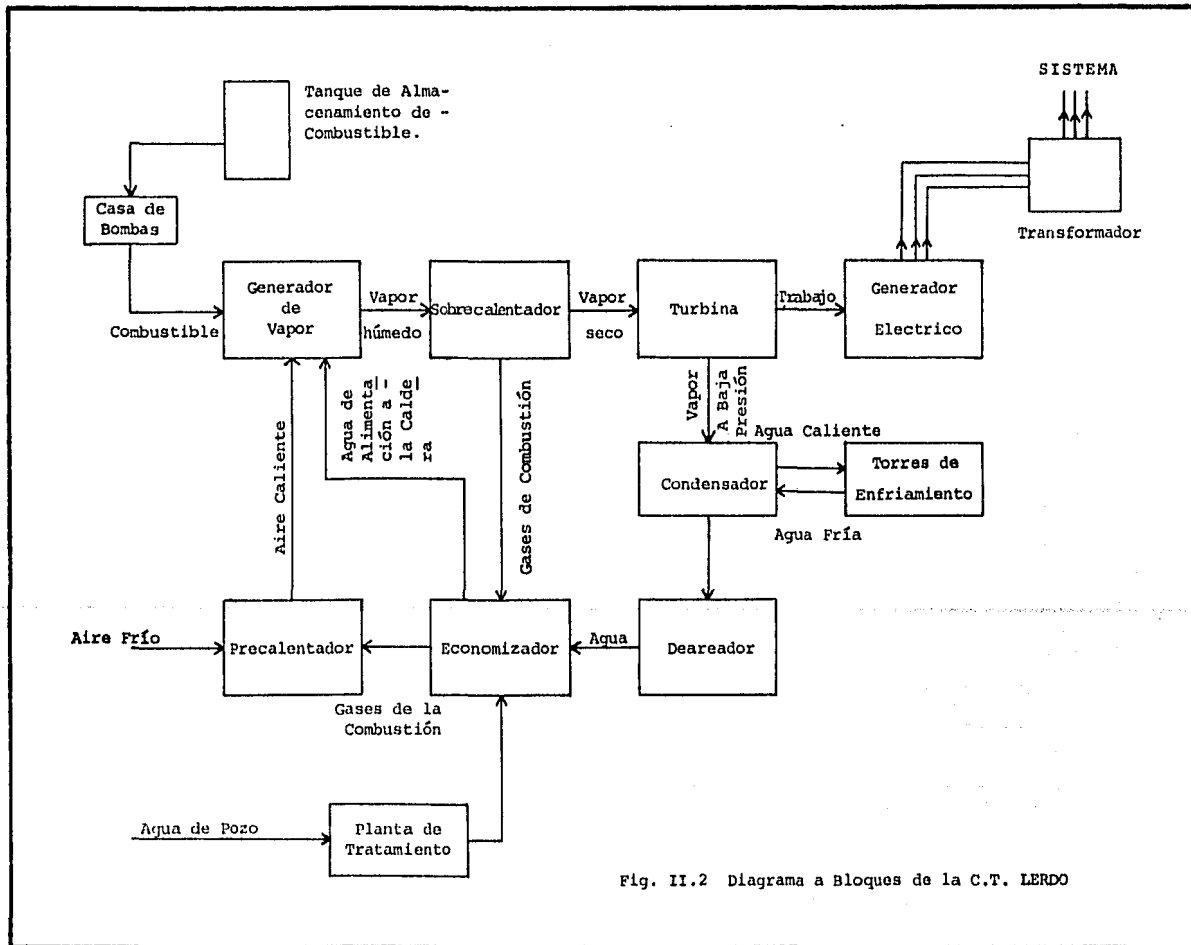


Fig. II.2 Diagrama a Bloques de la C.T. LERDO

En el se lleva a cabo el proceso de la combustión el cual es un fenómeno químico, por medio del cual algunos elementos llamados combustibles, se combinan con el oxígeno desarrollando calor, es decir una reacción química - exotérmica. Los generadores de vapor tienen la facilidad de poder usar prácticamente todos los combustibles - tradicionales, para el caso de la C. T. Lerdo U. 1 y 2 - el combustible usado será: Base.- petróleo pesado - - - (bunker "c") encendido y arranque: diesel.

El generador de vapor también conocido como caldera tiene como principales componentes los siguientes equipos.

Sobrecalentador

Tiene como función incrementar o mejorar la eficiencia del sistema y hacer más económica la operación del mismo.

Este elemento básicamente es un intercambiador de calor, el cual se encuentra ubicado físicamente dentro del generador de vapor y tiene como objeto comunicar una energía adicional al vapor, traducida en un aumento de temperatura y por lo tanto un incremento en su presión, lo que da origen a su saturación.

El sobrecalentador elimina la humedad del vapor, lo cual evita la corrosión en los álabes de la turbina y reduce las pérdidas por condensación.

Economizador

Su fin es calentar el agua de alimentación a la caldera por medio de los gases de la combustión, ayudando a elevar la eficiencia del ciclo. También es un intercambiador de calor ubicado dentro del generador de vapor.

Precalentador

Se utiliza para calentar el aire necesario para la combustión para lo cual aprovecha los gases propios de la combustión, después de que estos han pasado por el sobrecalentador.

II.2.2 TURBINA.

En ella se llevan a cabo las siguientes conversiones de energía: calorífica del vapor a energía cinética en las toberas de la turbina, energía cinética del vapor a - - energía mecánica en los álabes, la que se recoge en la flecha de la turbina.

Existen dos tipos de turbinas de vapor, dependientes de la forma de expansión del vapor en las etapas de la - - turbina: de acción y de reacción. Estos dos tipos de turbina han tenido un desarrollo técnico semejante y la elección de uno u otro, dentro de la solución constructiva, depende de la experiencia del fabricante y de las posibilidades de manufacturar el rotor. Algunas diferencias entre ambos tipos de turbinas son:

- El número de etapas para una misma potencia es el do ble, aproximadamente en la turbina de reacción; la - longitud total es semejante.
- La turbina de acción tiene mayor juego entre las par tes fijas y móviles.
- Por el reparto de presión, el rotor de la turbina de reacción recibe una fuerza grande axial que obliga a tener un dispositivo de equilibrio.
- El rendimiento o eficiencia a igualdad de potencias, es mayor en una turbina a reacción.

Para la Central Lerdo U. 1 y 2 el tipo de turbina es: -
de reacción con tres pasos de presión.

II.2.3 GENERADOR ELECTRICO.

En el generador se transforma la energía mecánica a energía eléctrica; normalmente se encuentra directamente -- acoplado a la flecha de la turbina.

Para el Anteproyecto C. T. Lerdo U. 1 y 2, las características eléctricas más importantes del generador están listadas a continuación:

- a) Tipo: De C. A. totalmente cerrado, enfriado por-hidrógeno, lubricación forzada, montaje -- horizontal.
- b) Capacidad: 178 MVA (160 MW)
- c) Factor de potencia: 0.9 atrasado
- d) No. de Polos: 2
- e) R.P.M. : 3600
- f) Rotación de fases: a,b,c
- g) Relación de C.C. : 0.6
- h) Tensión de operación: 15 KV \pm 5% 60 HZ \pm 0.1%
- i) Valores mínimos de reactancia a tensión plena:

	160 MW BASE	178 MVA
X _d =	189.3 \pm	5 %
X' _d =	23.5 \pm	15 %
X'' _d =	16.2 \pm	15 %
X _q =	154 %	
X' _q =	44 %	
X'' _q =	16.2 \pm	15 %

II.2.4 CONDENSADOR.

El condensador es un aparato o dispositivo que se conecta a la descarga del vapor de la turbina. El vapor al entrar en el condensador se enfria por un refrigerante-(agua) y así, cediendo el calor de vaporización se ----

condensa a la temperatura correspondiente y a la presión existente.

Los condensadores se pueden dividir en dos categorías:

- Condensadores de Mezcla.
- Condensadores de Superficie.

En el condensador de mezcla el vapor y el agua refrigerante están en contacto directo y por lo tanto se bombean juntos con una bomba que puede ser de contracorriente.

En el condensador de superficie el agua refrigerante y el vapor se encuentran separados por medio de una pared metálica a través de la cual se realiza la transmisión de calor.

En la C. T. Lerdo U. 1 y 2 el tipo de condensador empleado es de superficie.

II.2.5 TORRES DE ENFRIAMIENTO.

Las torres de enfriamiento son dispositivos de enfriamiento artificial de agua. Se clasifican como cambiadores de calor entre un volumen en circuito cerrado de agua y aire atmosférico.

Básicamente, las torres de enfriamiento son cambiadores de calor de mezcla, efectuando la transmisión de calor por cambio de sustancia y convección entre los medios. El agua cede calor al aire sobre todo por evaporación, lo hace también por convección, interviene más cuando el ambiente es frío y la diferencia de temperatura entre el aire y el agua es más marcada. Los tipos principales en que se clasifican las torres de enfriamiento son los siguientes:

- de flujo cruzado.
- de flujo de contracorriente.
- de tiro mecánico (inducido o forzado).
- secas.
- húmedas.

Por contar la C.T. Lerdo U. 1 y 2 con sistema de enfriamiento mixto las torres de enfriamiento serán del tipo: húmedas y secas.

En el sistema con torre húmeda, el agua de enfriamiento circula por los tubos expuestos al vapor que escapa de la turbina, después pasa a la torre de enfriamiento donde es refrigerada por aire; una bomba de agua de circulación completa el ciclo. (ver fig. II.3).

En el sistema con torre seca, el agua de enfriamiento puede ser al mismo tiempo la sustancia de trabajo. La torre de enfriamiento seca consiste en una serie de tubos aletados que disipan el calor sin que el agua de enfriamiento entre en contacto con el aire. El consumo de agua en este sistema es nulo. (ver. fig.II.4).

El sistema mixto, tiene como base el sistema con torre-seca al que se le agrega la parte húmeda para mejorar la eficiencia del ciclo. (ver. fig.II.5).

II.2.6 DEAREADOR.

El proceso de areación, el cual consiste en calentar el agua hasta el punto de ebullición, tiene como objetivo-eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación debido al enfriamiento del agua, ya que los gases disueltos tienen efectos corrosivos sobre el equipo.

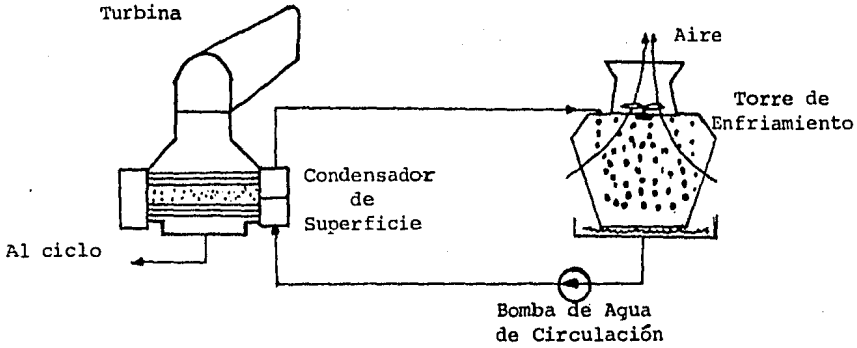


Fig. II.3 Sistema de Enfriamiento con Torre Húmeda

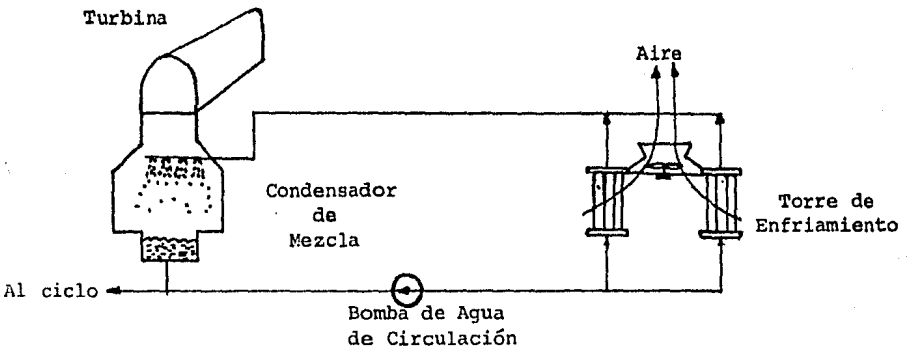


Fig. II.4 Sistema de Enfriamiento con Torre Seca

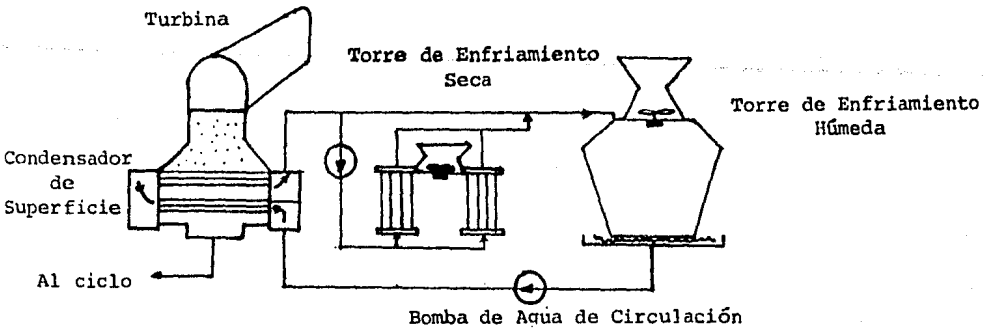


Fig. II.5 Sistema de Enfriamiento Mixto

II.2.7 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA.

El agua de alimentación requiere de un tratamiento de desmineralización después de que se ha extraído de pozos a grandes profundidades, esto es con el fin de quitarle la dureza, así como sales disueltas y agentes químicos que puedan dañar las tuberías o producir oxidaciones en las mismas.

II.2.8 TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

La forma en que se alimenta de combustible al generador de vapor, es mediante tanques de almacenamiento, los cuales son abastecidos por pipas de ferrocarril. Del tanque de almacenamiento, el combustible es bombeado al tanque de uso diario, y del cual es bombeado al tanque de calentamiento donde se tiene una temperatura de ---- 110°C con el objeto de ser más líquido el combustible y por lo tanto más fácil de manejar.

C A P I T U L O I I I

SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL

III.1 GENERALIDADES

De lo anotado en capítulos anteriores se concluye que en una Central Termoeléctrica constituida por varias unidades generadoras, los elementos principales son: El Generador de Vapor, la Turbina y el Generador Eléctrico; alrededor de estos tres componentes principales se encuentran otros no menos importantes como el condensador, las torres de enfriamiento, etc.

La operación de todos los elementos principales y componentes de una Central Termoeléctrica depende de lo que se puede llamar como el "sistema nervioso" de la Central. Este sistema es el de los servicios auxiliares de la misma y en los cuales cuando se presenta una deficiencia, se puede producir una parálisis completa de la Central.

Los servicios auxiliares según sea la parte de la Central a la cual se destinen se pueden dividir en:

- a) Servicios auxiliares de los equipos principales de la Central.
- b) Servicios auxiliares para los dispositivos de protección.
- c) Servicios auxiliares para los aparatos de maniobra.
- d) Servicios auxiliares para los accesorios.
- e) Alumbrado normal y de emergencia.

III.2 PRINCIPALES SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL.

Los servicios auxiliares en una Central Termoeléctrica pueden variar dependiendo del tipo de combustible usado, del sistema de enfriamiento y de la capacidad de cada unidad turbogeneradora.

Los servicios auxiliares deben ser proyectados y realizados con una ingeniería y grado de seguridad en su funcionamiento, ya que de hecho, el buen funcionamiento de los servicios auxiliares, condiciona en forma determinante la seguridad en la continuidad de todo el servicio de producción y transporte de la energía eléctrica.

Para la Central Termoeléctrica Lerdo U. 1 y 2 los principales servicios auxiliares son los siguientes:

- Bombas de agua de alimentación a la caldera.
- Bombas de agua de circulación del ciclo mixto.
- Bombas de condensado.
- Auxiliares del turbogenerador.
- Auxiliares del generador de vapor. (caldera)
- Auxiliares del manejo de combustible.
- Sistema de aire comprimido y acondicionado.
- Auxiliares del sistema de enfriamiento mixto.
- Auxiliares para los equipos de protección.
- Alumbrado normal y de emergencia.

Las bombas, ventiladores, compresoras, válvulas, etc., que forman parte de los servicios auxiliares, son accionados por motores eléctricos. El motor eléctrico forma un sistema electromecánico unitario junto con la transmisión mecánica y la máquina de trabajo. Su selección

debe tomar en cuenta las características técnicas del proceso y del sistema de accionamiento, de acuerdo con las características mecánicas.

III.3. MOTORES ELECTRICOS DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

III.3.1 CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES ELECTRICOS

Los actuales diseños de los sistemas de auxiliares utilizan motores eléctricos del tipo de inducción.

Los motores de inducción proveen la energía mecánica -- necesaria para mover ventiladores, bombas, compresores, etc., la utilización de este tipo de motor se debe principalmente a que: su costo de compra es relativamente bajo; es de construcción sencilla pero robusta; requiere poco mantenimiento; para una potencia dada en caballos de fuerza es relativamente pequeño cuando se compara con otros tipos de motores; no necesitan de sistemas de arranque sofisticados.

III.3.2 PRINCIPIO DE OPERACION DE UN MOTOR DE INDUCCION.

La máquina de inducción es, una máquina con excitación-doble que tiene una tensión de C. A. aplicada tanto a su devanado de estator (inducido) como a su devanado rotórico. La tensión aplicada al inducido estatórico es una tensión de excitación de (ordinariamente) frecuencia constante y (ordinariamente) tensión constante. - La tensión aplicada al rotor es una tensión inducida de frecuencia variable y tensión originada como resultado de la velocidad del rotor con respecto a la velocidad de sincronismo.

III.3.3 TIPOS DE MOTORES DE INDUCCION.

Todos los motores polifásicos de inducción pueden ser clasificados como:

- Motores de inducción de jaula de ardilla.
- Motores de inducción de rotor devanado.

Asimismo los motores de inducción jaula de ardilla son clasificados por NEMA¹⁾ de acuerdo a sus curvas características de velocidad - par y velocidad - corriente - - como: Motores con Letra de Diseño A, B, C y D; y con Letra de Código desde A hasta V para definir sus características de Rotor Bloqueado por KVA/H.P.

Para todos los motores de inducción las letras usadas - para definir sus rangos de temperatura y sus clases de aislamiento son: A, B, F y H. Finalmente la descripción de los motores por tipo de diseño mecánico están establecidos de acuerdo al tipo de construcción que --- posee el motor para hacerlo capaz de trabajar en condiciones satisfactorias para que sus partes internas no - se vean afectadas perjudicialmente por las condiciones ambientales en las que va a operar el motor, por lo tanto se pueden clasificar en:

- a) Motor a prueba de goteo.
- b) Motor cerrado con ventilación.
- c) Motor cerrado con ventilación exterior.
- d) A prueba de explosión.

III.3.3.1 MOTOR DE INDUCCION JAULA DE ARDILLA

CONSTRUCCION.

El motor trifásico en jaula de ardilla consta, esencialmente, de una parte estacionario llamada estator, de -- una parte giratoria llamada rotor y de dos escudos que alojan los cojinetes que soportan el eje del rotor. -

1) NEMA, MOTOR AND GENERATOR STANDARDS, PUBL. MG-1, 1972.

El estator típico consiste en un devanado trifásico que se mantiene en su sitio en las ranuras de un núcleo laminar de hierro. El devanado en sí está formado por bobinas y conectadas para formar los tres devanados monofásicos separados entre sí 120 grados eléctricos. Los tres devanados monofásicos se conectan en estrella o en delta, tres conexiones a la línea de los tres devanados del estator se sacan a una caja de terminales montada en la armazón del motor.

El rotor consiste en un núcleo cilíndrico hecho de hojas recortadas o laminaciones de hierro. Se montan barras de cobre cerca de la superficie del rotor y se caldean o se sueldan a dos anillos extremos de cobre de ahí se derivan a su nombre. Las barras del rotor no siempre se mantienen paralelas a la longitud axial del rotor sino que pueden disponerse formando un cierto ángulo con el eje del rotor a fin de impedir el cosido electromagnético, para producir un par más uniforme y para reducir el zumbido magnético durante el funcionamiento del motor.

III.3.3.1.1 CAMPO MAGNETICO GIRATORIO.

La velocidad del campo giratorio depende de la frecuencia y del número de polos formados por los devanados -- del estator, es decir se puede obtener de la siguiente fórmula:

$$S = 120 F \div P \quad \dots 3.1$$

Donde:

S = Velocidad

F = Frecuencia

P = Número de Polos

Como el campo formado por el devanado del estator gira a velocidad síncrona, corta las barras de cobre del rotor e induce voltajes en este devanado en jaula de ardilla. Estos voltajes inducidos generan corrientes en las barras del rotor, lo cual crea un campo en el núcleo del rotor. La atracción entre el campo del estator y-

el campo del rotor hace que el rotor siga el campo del estator. De esta manera, el campo del estator corta las barras del rotor e induce los voltajes necesarios del rotor, y corrientes para crear un campo en el rotor.

La interacción entre los flujos del estator y del rotor es la que produce el par motor en un motor de inducción. Si el rotor girara a la misma velocidad que el campo del estator no existiría movimiento relativo entre las barras del rotor y el campo del estator y, por tanto, no se produciría par. Por lo tanto, el rotor debe siempre girar a velocidad menor a la síncrona.

Recordando la construcción del devanado en jaula de ardilla que se describió anteriormente, se vio que consiste básicamente en barras gruesas de cobre soldadas a dos anillos extremos. La impedancia de este devanado es relativamente baja y, por tanto, una ligera disminución en la velocidad producirá gran aumento en las corrientes de las barras del rotor. A causa de la baja impedancia del circuito del rotor, la regulación de la velocidad en los motores de inducción en jaula de ardilla es muy buena.

Generalmente, el comportamiento respecto a la velocidad de los motores de inducción en jaula de ardilla se mide en función del porcentaje de deslizamiento, usando como punto de referencia la velocidad síncrona del campo del estator, la diferencia es el número de revoluciones por minuto que el rotor se retrasa del campo giratorio del estator. El deslizamiento generalmente se expresa en porcentaje y queda definido a partir de la siguiente ecuación:

Porcentaje de deslizamiento =

$$\frac{\text{velocidad síncrona} - \text{velocidad del rotor}}{\text{velocidad síncrona}} \times 100 \quad \dots 3.2$$

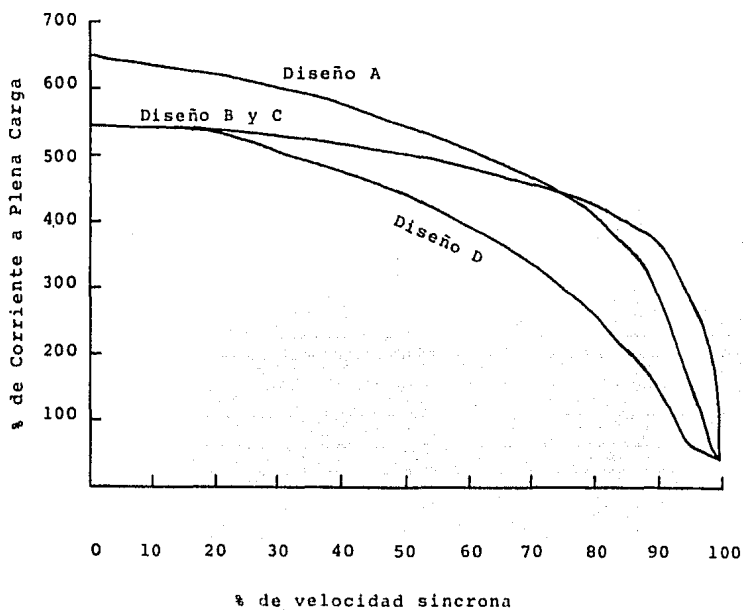


Fig. III.1 Curvas Típicas de corriente - velocidad para los motores de inducción tipo jaula de ardilla.

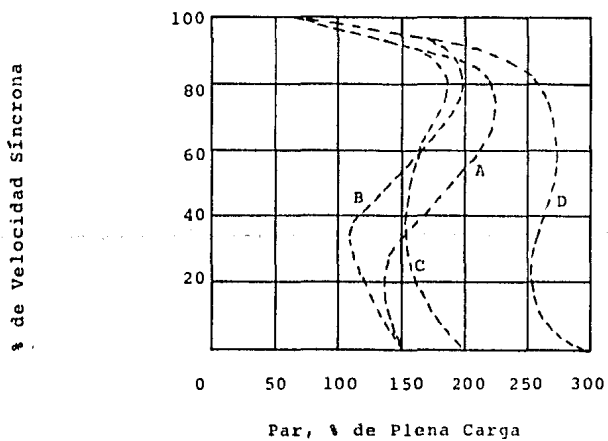


Fig. III.2 Curvas Típicas de velocidad - par para los motores de inducción tipo jaula de ardilla.

III.3.3.1.2 FRECUENCIA DEL ROTOR.

Si el deslizamiento de las revoluciones aumenta, entonces la frecuencia del rotor aumentará porque el flujo del campo giratorio cortará más veces por segundo una barra determinada del rotor en jaula de ardilla. Por tanto, cuando mayor sea el deslizamiento del rotor mayor será su frecuencia. La frecuencia del rotor se obtiene de la siguiente expresión:

Frecuencia del rotor en ciclos por segundo =

$$\text{frecuencia del estator} \times \frac{\% \text{ deslizamiento}}{100} \quad \dots 3.3$$

Esta frecuencia del rotor es un factor importante porque un cambio en la frecuencia del rotor hace cambiar también la componente de reactancia inductiva de la impedancia del rotor, afectando así, las características de arranque y de funcionamiento del motor.

III.3.3.1.3 CARACTERISTICAS DE OPERACION.

En vacío.-

En vacío el deslizamiento es muy pequeño (inferior al 1%) y la frecuencia del rotor, la reactancia del rotor y la FEM inducida en el rotor son muy pequeñas. Por consiguiente, la corriente en el rotor es pequeña y suficiente únicamente para producir el par en vacío necesario. Ya que la corriente del rotor es pequeña, la corriente del estator (primaria) es el vector suma de la corriente de excitación, I_e , y una componente primaria de carga, I_o , inducida en el rotor por el efecto transformador. La figura No. III.3 muestra el vector suma de estas corrientes en vacío, en la que la corriente de excitación primaria en el estator en circuito abierto es I_e , o sea el vector suma de una componente combinada de histéresis, I_h , y una componente magneti-

zante, I_m , requerida para producir el flujo giratorio - del estator. Las componentes I_h e I_o están en fase -- con E_{gp} . (tensión inducida del primario). Por lo tanto, $I_{nl} \cos \theta$ es la suma de I_o e I_h , o sea la pequeña - corriente estatórica I_o producida por la corriente del rotor y una componente primaria de pérdidas I_h debida a la histéresis y a las corrientes parásitas en el hierro del estator y del rotor. A causa de que θ es grande, - el factor de potencia es extremadamente pequeño e induc tivo. El factor de potencia es de aproximadamente de 10% a 20%.

A media carga.-

Quando al rotor se aplica una carga mecánica, la veloci dad disminuye ligeramente. La pequeña disminución de velocidad determina un aumento de deslizamiento y de -- frecuencia del rotor, reactancia del rotor y fem induci da en el rotor. El aumento de corriente inducida en - el rotor (secundario) se traduce en un aumento de la co rriente primaria del estator, I_{sr} , esta componente de - la corriente primaria, es una componente de potencia ac tiva, como I_o , y está en fase con la tensión inducida - del primario E_{gp} . El vector suma de la corriente en - vacío I_{nl} y la componente de carga I_{sr} producen una co rriente de estator I_s y un mejor ángulo del factor de - potencia θ_s . Ver fig. No. III.4

Por lo tanto, la corriente del estator ha aumentado des de I_{nl} a I_s , y el ángulo de factor de potencia ha dismi nuído de θ_{nl} a θ_s , tendiendo ambos factores a producir más potencia mecánica en el inducido y a absorber más - potencia activa de las barras ($E_{gp} I_s \cos \theta_s$).

A plena carga.-

El motor girará a un valor de deslizamiento que propor ciona un equilibrio entre el par desarrollado y el par -

aplicado. Al aplicar más carga, por consiguiente, el deslizamiento aumenta debido a que el par aplicado supera al par desarrollado. Cuando al eje del motor de inducción se aplica el par nominal, la componente de la corriente primaria del estator en fase absorbida por el motor es grande en comparación con la corriente en vacío casi en cuadratura, como se indica en la figura No. III.5 y el ángulo del factor de potencia θ es muy pequeño. - El factor de potencia a plena carga varía entre 0.8 para motores pequeños hasta aproximadamente 0.9 y 0.95 en -- grandes motores de inducción.

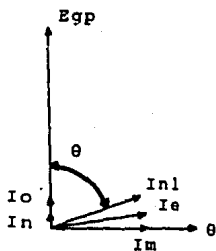


Fig. III.3

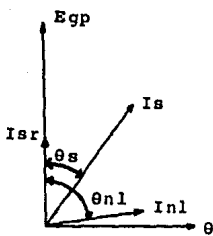


Fig. III.4

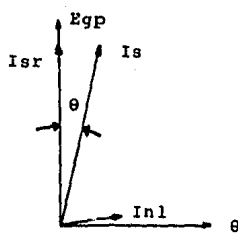


Fig. III.5

Componentes de excitación primaria del estator y de la corriente de carga indicando el efecto del aumento de la carga sobre el factor de potencia y la corriente del estator.

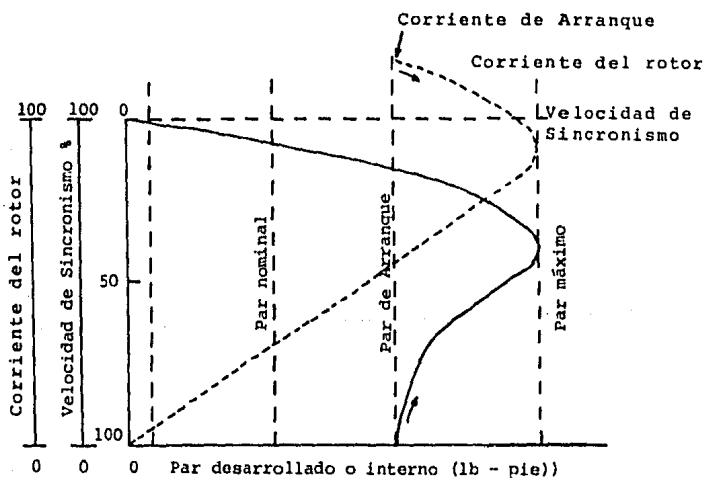


Fig. III.6 Efecto de la carga sobre la velocidad, el par desarrollado o interno y la corriente del rotor.

III.3.2 MOTOR DE INDUCCION CON ROTOR DEVANADO.

CONSTRUCCION.

Los rotores bobinados se devanan con conductores de cobre, en general aislados del núcleo de hierro y se conectan en estrella en las máquinas polifásicas. Cada extremo del devanado de una fase se saca al exterior -- hacia anillos rozantes que están aislados del eje del rotor. Normalmente, el devanado rotórico no está conectado a una alimentación de C. A. o de C. C. pero puede utilizarse cualquiera de las dos (la primera en cascada y la segunda en la máquina universal).

Ordinariamente a las escobillas de los anillos rozantes se conecta una resistencia variable equilibrada polifásica a fin de variar la resistencia del rotor por fase. Debido a su mayor costo inicial y a sus mayores costos de mantenimiento, los rotores bobinados, se utilizan -- únicamente:

- 1.- Cuando se precisan pares de arranque mayores.
- 2.- Cuando se desea el control de la velocidad.
- 3.- Cuando en el rotor se introducen tensiones exteriores.

III.3.2.1 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO.

Cuando se aplica un potencial trifásico a los devanados del estator se formará un campo magnético giratorio en el interior del núcleo del estator, en forma idéntica -- que en el motor de inducción en jaula de ardilla.

La figura No. III.7 ilustra las características del par -- de un motor de inducción con devanado en el rotor. -- Insertando el valor adecuado de resistencia en el circuito del rotor, el par de arranque alcanza el máximo -- valor cuando el deslizamiento es 100%, o sea, al instanta

te de arrancar. Sin embargo, si se arranca este tipo de motor quitando toda la resistencia del sistema de control, el par de arranque es pequeño pues, entonces, el circuito del rotor tendrá una componente reactiva relativamente grande y una pequeña componente de resistencia. Por tanto el motor tendrá en el par de arranque las mismas características que el motor de inducción en la jaula de ardilla.

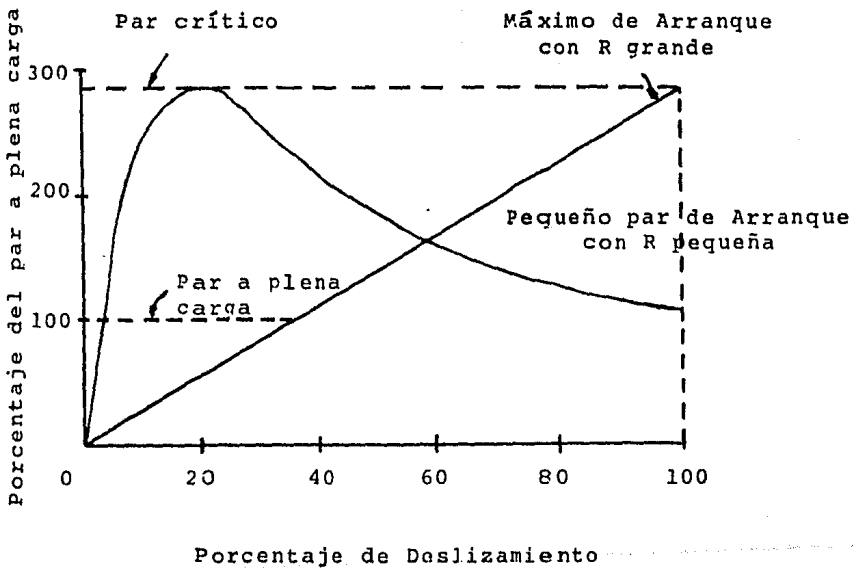


Fig. III.7 Curvas de Par para un motor de inducción con rotor devanado.

III.3.3.2.2 CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO.

El porcentaje de eficiencia, el factor de potencia, el porcentaje de deslizamiento, la velocidad y las características del par de un motor de inducción de rotor condevanado son idénticas a las del motor de inducción enjaula de ardilla, cuando se acciona de sin carga a plena carga eliminando toda la resistencia del circuito -- del rotor. Sin embargo, si el motor se acciona a la carga de régimen o cerca de ella, con la resistencia -- introducida en el circuito del rotor, las pérdidas -- en I^2R serán considerables en las componentes de resistencia del aparato de control, lo que disminuirá la eficiencia del motor. Además, cuando el motor se opera -- con la resistencia dentro del circuito del rotor, al au mentar la carga habrá un aumento brusco en el porcenta je de deslizamiento. Esto es indispensable a fin de -- obtener el aumento necesario en la corriente del rotor para producir un par mayor que satisfaga el aumento de carga.

Si el motor se arranca con toda la resistencia del control de velocidad introducida en el circuito del rotor, el par de arranque será máximo, con 100% de deslizamien to. Además la onda de corriente de arranque al esta-- tor o devanados primarios se limitará a un valor relativamente bajo debido a la resistencia relativamente ele vada insertada en el circuito del rotor o secundario. - El motor de inducción con rotor devanado se puede usar, como se dijo anteriormente en aplicaciones industriales donde es necesario un fuerte par de arranque y donde se necesita tener control en la variación de la velocidad, por ejemplo: En grúas, compresores grandes, elevad-- res y bombas. También se usa este tipo de motor en la industria pesada del acero donde se requieren velocida des ajustables.

III.3.4 COMPARACION ENTRE MOTORES DE INDUCCION EN JAULA DE ARDILLA Y LOS DE ROTOR DEVANADO.

El motor de inducción de rotor devanado tiene las ventajas siguientes:

- 1) Elevado par de arranque y corriente de arranque baja, siempre y cuando se arranque insertando la resistencia máxima en el circuito del rotor.
- 2) Velocidad variable.
- 3) Aceleración suave con cargas pesadas.

Sin embargo, el motor de inducción con rotor devanado tiene las siguientes desventajas que son:

- 1) Costo inicial mayor.
- 2) Costo de mantenimiento y reparación mayores.
- 3) Eficiencia relativamente baja y mala regulación de velocidad cuando cuenta con una resistencia insertada en el circuito de operación.

TABLA III.1

Rangos de Temperatura para los Motores de Inducción

H.P. integrales	Clase de Aislamiento(°C)			
	A	B	F	H
Todos los motores de servicio de 1.5 o arriba	70	90	115	-
Motores totalmente cerrados con enfriamiento forzado	60	80	105	125
Motores totalmente cerrados sin ventilación	65	85	110	135
Motores con devanados encapsulados, factor de servicio 1.0	65	85	110	-
Todos los demás motores	60	80	105	125
H.P. fraccionarios				
Todos los motores con factor de servicio de 1.15 o arriba	70	90	115	-
Motores totalmente cerrados con enfriamiento forzado	65	85	85	135
Todos los motores abiertos	60	80	80	125

TABLA III.2

Código de letras de rotor bloqueado por KVA, para -
los motores de inducción.

Código de letra*	KVA por H.P. rotor bloqueado	Código de letra*	KVA por H.P. rotor bloqueado
A - - - - -	0 - 3.14	L - - - - -	9.0 - 9.99
B - - - - -	-3.15 - 3.54	M - - - - -	-10.0 - 11.19
C - - - - -	-3.55 - 3.99	N - - - - -	-11.2 - 12.49
D - - - - -	-4.0 - 4.49	P - - - - -	-12.5 - 13.99
E - - - - -	-4.5 - 4.99	R - - - - -	-14.0 - 15.99
F - - - - -	-5.0 - 5.59	S - - - - -	-16.0 - 17.99
G - - - - -	-5.6 - 6.29	T - - - - -	-18.0 - 19.99
H - - - - -	-6.3 - 7.09	U - - - - -	-20.0 - 22.39
J - - - - -	-7.1 - 7.99	V - - - - -	-22.4
K - - - - -	-8.0 - 8.99		

TABLA III.3

Efectos generales en las características de operación debido a -
la variación de voltaje y frecuencia en los motores de inducción

CARACTERISTICAS	MOTORES DE INDUCCION			
	V O L T A J E		F R E C U E N C I A	
	110 %	90 %	105 %	95 %
PAR:*				
De arranque y máximo..	Incremento en 21%	Decremento en 19%	Decremento en 10%	Incremento en 11%
VELOCIDAD: +				
Síncrona.....	No cambia	No cambia	Incremento en 5%	Decremento en 5%
Plena carga.....	Incremento en 1%	Decremento en 1.5%	Incremento en 5%	Decremento en 5%
% de deslizamiento...	Decremento en 17%	Incremento en 23%	Pequeño cambio	Pequeño cambio
EFICIENCIA:				
Plena carga.....	Incremento de 0.5 a 1 punto	Decremento en 2 puntos	Ligero incremento	Ligero decre- mento
3/4 de carga.....	Pequeño cambio	Pequeño cambio	Ligero incremento	Ligero decre- mento
1/2 carga.....	Decremento de 1 a 2 puntos	Incremento de 1 a 2 puntos	Ligero incremento	Ligero decre- mento
FACTOR DE POTENCIA:				
Plena carga.....	Decremento en 3 puntos	Incremento en 1 punto	Ligero incremento	Ligero decre- mento
3/4 de carga.....	Decremento en 4 puntos	Incremento en 3 puntos	Ligero incremento	Ligero decre- mento
1/2 carga.....	Decremento en 5 a 6 puntos	Incremento en 4 a 5 puntos	Ligero incremento	Ligero decre- mento
CORRIENTE:				
De arranque.....	Incremento de 10 a 12%	Decremento en 10 a 12%	Decremento de 5 a 6%	Incremento de 5 a 6%
Plena carga.....	Decremento de 7%	Incremento en 11%	Ligero decre- mento	Ligero incre- mento

* Los pares de arranque y máximo varían con el cuadro del voltaje.

+ La velocidad varía directamente con la frecuencia.

III.4 ALIMENTACION ELECTRICA DE LOS MOTORES DE LOS SERVICIOS-AUXILIARES.

Existe un considerable número de métodos y componentes para suministrar la energía eléctrica a los motores de los servicios auxiliares, la importancia fundamental -- del diseño correcto es la selección del voltaje, arreglos y capacidad de motores que proporcionen:

- Seguridad de la instalación.
- Confiabilidad en el servicio.
- Costo más económico.

La selección de la tensión para la alimentación eléctrica de los motores se realiza a partir de la capacidad de los motores ⁽¹⁾ es decir que:

- a) Para motores eléctricos con capacidades mayores o iguales a 250 H.P., ⁽²⁾ la tensión de alimentación es de 4160 V., 60 HZ.
- b) Para motores eléctricos con capacidades menores de 250 H.P. hasta 1/2 H.P., la tensión de alimentación es de 480 V., 60 HZ.
- c) Para motores eléctricos con capacidades menores a 1/2 H.P., la tensión de alimentación es de 120 V., 60 HZ.
- d) Para motores de corriente directa, la tensión de alimentación es de 125 V.C.D.

1) Según criterio de Diseño Eléctrico vigente en C.F.E., para el Anteproyecto C. T. Lerdo U. 1 y 2.

2) H.P. = Caballos de Potencia = Horse Power.

III.4.1 SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA ALIMENTACION ELECTRICA- DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

El sistema de distribución para la alimentación de los servicios auxiliares, es diseñado para que su operación resulte confiable y económica. La falla de cualquier equipo eléctrico deberá afectar en lo menor posible la operación de la Central, así mismo el sistema no estará diseñado para doble contingencia o fallas simultáneas.

Los servicios auxiliares de cada unidad turbogeneradora, es decir servicios propios, en operación normal, serán alimentados eléctricamente por la unidad a la que pertenecen a través de su TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES, que sólo contará con capacidad suficiente para alimentar su carga máxima de auxiliares a plena carga, es decir la capacidad del TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES no es calculada para arrancar el sistema de auxiliares de otra unidad turbogeneradora que no sea la propia.

La capacidad de arranque, paro y alimentación eléctrica de emergencia para las dos unidades turbogeneradoras de la Central, se obtendrá del TRANSFORMADOR DE ARRANQUE - que también alimentará a los servicios generales y servicios comunes de la Central.

El sistema de distribución, contará con los siguientes niveles de tensión: 4,160 V., 480 V., 220 V., 127 V., - 60 HZ.; y 125 VCD debido a que son voltajes normalizados⁽¹⁾ por C.F.E. para las Centrales Termoeléctricas.

El sistema de distribución para la alimentación de los servicios auxiliares, será del tipo radial, que aunque no es el más confiable, es más económico que los sistemas de lazo o red, además se tendrán interconexiones -- entre barras de 4,160 V. y 480 V., 60 HZ. para permitir

1) De acuerdo con NEMA.

la transferencia hacia las barras de unidad a través -- del transformador de arranque, en caso de falla del --- alimentador principal. (Transformador de Servicios Au xiliares).

III.4.1.1 TABLEROS BLINDADOS DE 4,160 V., 60 HZ.

Para alimentar, proteger y transferir las cargas (capacidad de los motores eléctricos) de los servicios auxiliares propios y comunes de la Central con capacidades nominales mayores o iguales a 250 H.P. y tensiones nominales de 4,000 V., se hará uso de tableros blindados -- para servicio interior de 4,160 V. de tensión nominal, - 60 HZ., con interruptores removibles, con extinción del arco en vacío, ya que presenta las siguientes ventajas- con respecto a los interruptores con extinción del arco en aceite, en aire y hexafloruro de azufre:

- 1) Reducida energía en el arco.
 - Poco desgaste y recalentamiento.
 - Ningun medio extintor requerido.
 - * Resultado de esto:
 - . Alta acumulación de corrientes desconectadas.
 - . Múltiples interrupciones (recierres).
 - . Muy alta vida útil.
- 2) Ninguna degradación del dieléctrico.
- 3) Rápido restablecimiento de la rigidez dieléctrica.- (requerida especialmente para desconexión de capaci tores).
- 4) Valores de sobretensión menores que los interrupto- res en poco volumen de aceite, durante la conexión- y desconexión de pequeñas corrientes inductivas, me diante la utilización de los contactos de aleación- especial de metales.

- 5) Ningun escape de gases por la conexión y desconexión.
- Sistema de contactos y de extinción, totalmente -
encapsulado.
(Adecuado para emplearse en atmósferas agresivas-
y explosivas).
- 6) No inflamable.
- 7) Verificación sencilla externa del desgaste de los -
contactos mediante marcación de este.
- 8) Reducido ruido en sus operaciones.
- 9) Los tubos de vacío son libres de mantenimiento.
- 10) Reducido recorrido de los contactos.
- Por esto, un accionamiento muy sencillo y con un-
mínimo de mantenimiento.
- 11) Los tubos trabajan independientemente de su posi---
ción de operación.

La transferencia de la carga de los servicios auxiliares entre el transformador de servicios auxiliares y el transformador de arranque se hará a través de los interruptores correspondientes, permitiendo las siguientes posibilidades:

- a) Transferencia manual.
- b) Transferencia automática.
- c) Bloqueo de transferencia.

La transferencia manual puede realizarse en ambos sentidos del transformador de arranque al de auxiliares y viceversa. Se realiza con barra energizada o servicio continuo, bajo el control del operador, cerrando el interruptor al cual se hace la transferencia; con verifi-

cación previa del sincronismo y con disparo automático del interruptor del cual se hizo la transferencia; o sea se efectúa la transferencia con transición cerrada.

La transferencia automática sólo está prevista en un solo sentido, es decir solo se podrá transferir la alimentación de los servicios auxiliares de unidad (servicios propios) al transformador de arranque (que en este caso funcionará como reserva). Su inicio es automático por las protecciones de unidad y del transformador de auxiliares, o sea mediante el relevador de bloqueo del generador eléctrico y/o transformador de auxiliares, al efectuarse el disparo de la unidad (turbogenerador), y se realiza con la supervisión de un relevador verificador de sincronismo que permite el cierre del interruptor de las barras del transformador de arranque, siempre y cuando la magnitud y el ángulo del potencial generado por los motores de inducción, al desconectarse la fuente normal, se encuentren en condiciones adecuadas para ello.

III.4.1.2 SUBESTACIONES UNITARIAS 480 V., 60 HZ.

Para alimentar, proteger y transferir las cargas de los servicios auxiliares, propios y comunes de la Central con capacidades nominales menores de 250 H.P. hasta 60 H.P., y tensiones nominales de 460 V. se hará uso de las subestaciones unitarias, que estarán formadas cada una de ellas, por un transformador de 4,160-480 V., 60-HZ. y un tablero blindado de 600 V. de tensión nominal, 480 V. de tensión de operación; unidos por medio de un bus de fase no segregada (bus o ducto en el cual están contenidas las tres fases separadas entre sí por medio de aisladores). La capacidad de los transformadores será suficiente para llevar 110% del valor máximo de su carga simultánea y serán del tipo exterior sumergidos en aceite con enfriamiento OA/FA Δ -Y. Los table-

ros de baja tensión que forman parte de las subestaciones unitarias serán del tipo unitario, interior, blindados, suministrados con interruptores de aire con extinción del arco con soplo magnético (que son los normalizados por C.F.E. para baja tensión).

Existirán también transferencias entre cargas de 480 V. como en el caso de 4,160 V., es decir en el caso de --- arranques o disparos de la unidad.

Un diagrama unifilar típico de una subestación unitaria se presenta en la figura III.8

III.4.1.3 CENTROS DE CONTROL DE MOTORES DE 480 V.

A través de los centros de control de motores, se proporcionará la alimentación a todos los motores de 460 V. de 1/2 H.P. hasta 50 H.P. y otros motores eléctricos -- pequeños de 460 V.

Todos los centros de control de motores serán diseñados para 600 V. y operarán en sistemas de 480 V. trifásicos, de tres hilos con neutro sólidamente aterrizado.

Para cada motor se contará con una unidad removible formada de arrancador magnético a tensión plena combinado con interruptor en caja moldeada de capacidad plena y transformador de control de 480-120 V., con un fusible-secundario, ver. fig. III.9.

Los CCM'S serán para uso interior, tipo II, y techos a prueba de goteo.

III.4.1.4 SERVICIOS ESENCIALES DE 480 V.

Los servicios esenciales de 480 V. de cada unidad, sirven para alimentar todos los servicios auxiliares críticos de la planta, en caso de requerirse un paro seguro-

S.E.U. - 480 V, 2000 A 50 KA C.C.

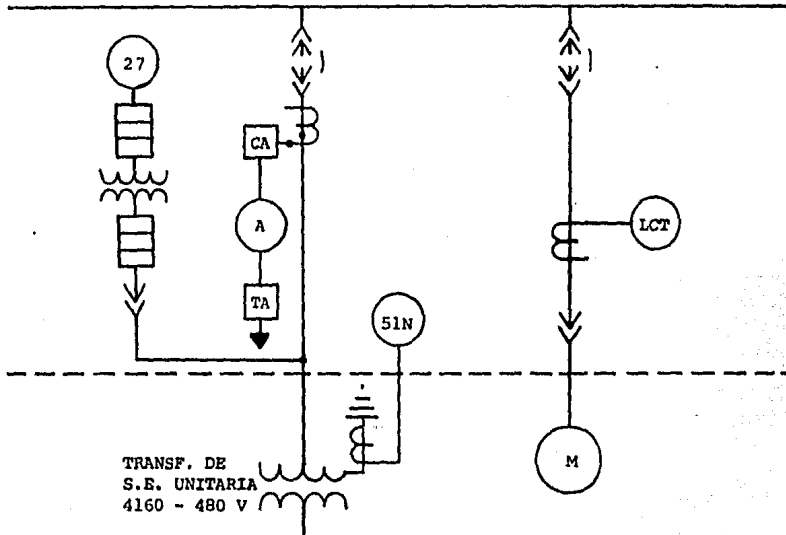


Fig. III.8

C.C.M. - 480 V, 600 A, 3 Ø, 3 H.

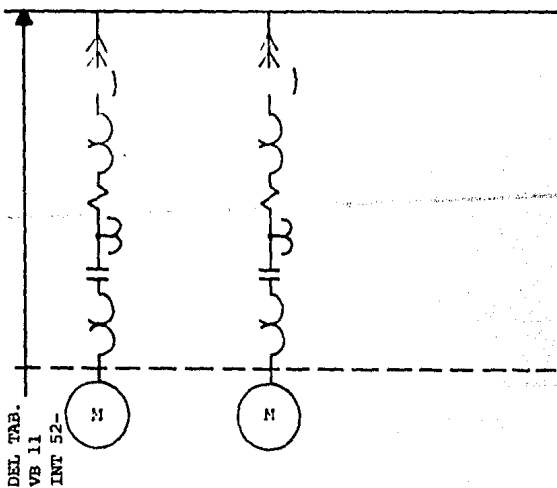


Fig. III.9

de la misma tendrán como alimentación eléctrica normal- el transformador de auxiliares a través de una subestación unitaria de 480 V. de la cual se deriva un centro de control de motores. Como fuente de respaldo se tendrá un generador diesel - eléctrico por cada unidad, -- con transferencia automática al fallar la fuente normal.

III.4.1.5 SISTEMA DE ENERGIA ININTERRUMPIBLE 120 V. 60 HZ.

El sistema de energía ininterrumpible de control a 120-V.C.A. consistirá en un tablero de distribución por - unidad, para alimentar los circuitos de instrumentación y control, los cuales requieren de una fuente ininterrum pible y por ende confiable. Dicho sistema estará ali- mentado desde el CCM de servicios esenciales correspon- diente.

III.4.1.6 SERVICIOS DE CORRIENTE DIRECTA.

Cada unidad turbogeneradora contará con bancos de bate- rías necesarios de acuerdo a sus requerimientos. El - voltaje de dichos bancos de baterías será de 125 V.C.D. (ya que los sistemas de emergencia como relevadores, pe queños motores de C.D. funcionan con dicho voltaje como nominal), los cuales estarán conectados en flotación a- un cargador rectificador. Se contará con un cargador- de baterías de respaldo por cada dos cargadores de uso- normal.

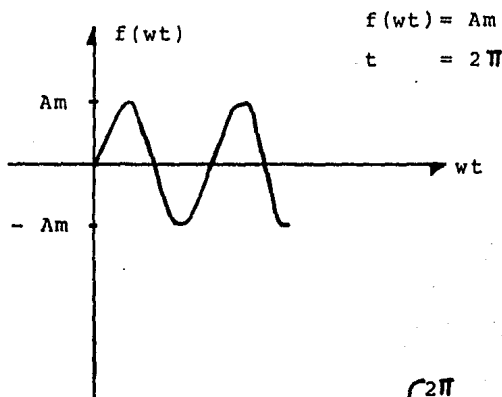
Las baterías deberán tener la potencia suficiente para- alimentar los motores que deberán funcionar durante el- tiempo que tome la unidad en desacelerarse después de - haber salido de operación.

III.5 CAPACIDAD Y POTENCIA DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.

III.5.1 DEFINICIONES Y FORMULAS.

a) Valor medio o promedio de una función periódica.

Se obtiene integrando la función a través de un período completo y dividiendo el resultado entre el período de la función.



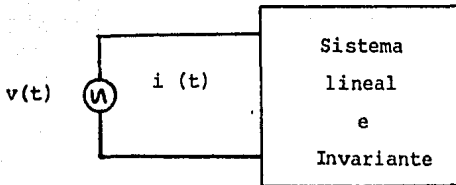
El valor medio de $f(t) = \frac{1}{T} \int_0^{2\pi} f(wt) dw$...3.4

b) Valor eficaz de una función senoidal (valor RMS).

Si se considera que una corriente senoidal circular por una resistencia produciendo una disipación de energía, entonces su valor eficaz será igual a aquel valor de una corriente continua que al circular por la misma resistencia produzca la misma disipación de energía.

c) Potencia instantánea.

En un caso general se tiene el circuito siguiente;



$$v(t) = V_m \cos \omega t \quad \dots 3.5$$

$$i(t) = I_m \cos(\omega t - \phi) \quad \dots 3.6$$

La potencia instantánea por definición es:

$$P(t) = v(t) i(t) \quad \dots 3.7$$

Sustituyendo 3.5 y 3.6 en 3.7

$$P(t) = V_m I_m \cos \omega t \cos(\omega t - \phi) \quad \dots 3.8$$

Por identidad trigonométrica:

$$\cos(\omega t - \phi) = \cos \omega t \cos \phi + \sin \omega t \sin \phi \quad \dots 3.9$$

Sustituyendo 3.9 en 3.8

$$P(t) = V_m I_m \cos \omega t \cos \phi + V_m I_m \cos \omega t \sin \omega t \sin \phi \quad \dots 3.10$$

$$\text{se sabe que: } \cos^2 \omega t = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos 2 \omega t \quad \dots 3.11$$

$$\sin \omega t \cos \omega t = \frac{\sin 2 \omega t}{2} \quad \dots 3.12$$

Sustituyendo 3.12 y 3.11 en 3.10

$$P(t) = \frac{V_m I_m}{2} \cos \phi + \frac{V_m I_m}{2} \cos \phi \cos 2 \omega t + \frac{V_m I_m}{2} \sin \phi \sin 2 \omega t \quad \dots 3.13$$

Donde:

$$P(t) = P_r(t) + P_x(t) \quad \dots 3.14$$

$$P_r(t) = \frac{V_m I_m}{2} \cos \phi + \frac{V_m I_m}{2} \cos \phi \cos 2 \omega t$$

$$P_x(t) = \frac{V_m I_m}{2} \sin \phi \sin 2 \omega t$$

Por definición el valor medio de $P(t)$ es:

$$P(t) = \frac{1}{2} V_m I_m \cos \theta + \frac{1}{2} V_m I_m \sin \theta \quad \dots 3.15$$

En función de valores eficaces.

$$P_r(t) = P = \text{Potencia media o activa} = V_e I_e \cos \theta = \text{Kilowatts} \quad \dots 3.16$$

$$P_x(t) = Q = \text{Potencia reactiva} = V_e I_e \sin \theta = \text{Kilovars} \quad \dots 3.17$$

Donde: V_e = Valor eficaz de $v(t)$

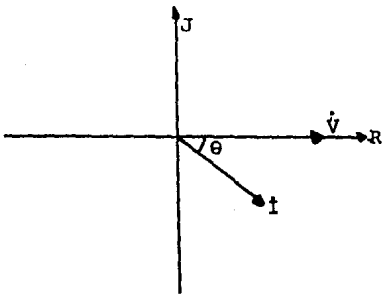
I_e = Valor eficaz de $i(t)$

θ = Angulo de fase entre I e V

O igualmente $\cos \theta$ = factor de Potencia = f.p.

Si la corriente va atrasada con respecto al voltaje, se dice que el f.p. está atrasado y viceversa.

En un diagrama fasorial



\dot{V} = fasor voltaje

\dot{I} = fasor corriente

θ = f. p.

$$\text{Al producto de: } V \cdot I = [V_e \ 0^\circ] [I_e \ \theta^\circ] \quad \dots 3.18$$

$$= V_e I_e \ \theta^\circ$$

por definición es la potencia aparente del circuito eléctrico, y se mide en Kilo Volts - Amperes.

[KVA] el módulo de la potencia aparente es:

$$|S| \equiv S = V_e I_e \quad \dots 3.19$$

Además:

$$\dot{S} = \dot{V} \cdot \dot{I} = V_e \ 0^\circ I_e \ \theta^\circ$$

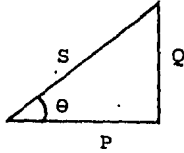
$$= V_e I_e \ \theta^\circ$$

$$= V_e I_e \cos \theta + j V_e I_e \sin \theta \quad \dots 3.20$$

Y de acuerdo con 3.16 y 3.17

$$S = P + j Q \quad \dots 3.21$$

Representando las potencias en un triángulo rectángulo.



$$\cos \theta = \text{f.p.} = \frac{\text{cateto adyacente}}{\text{Hipotenusa}} = \frac{P}{S} = \frac{\text{Kilowatts}}{\text{Kilovots-Amperes}} \quad \dots 3.22$$

$$\text{sen } \theta = \frac{\text{cateto opuesto}}{\text{Hipotenusa}} = \frac{Q}{S} = \frac{\text{Kilo Vars}}{\text{KiloVolts-Amperes}} \quad \dots 3.23$$

Para un circuito trifásico:

$$P = 3 V_p I_p \cos \theta \quad \dots 3.24$$

Donde: V_p = Voltaje de fase

I_p = Corriente de fase

Por definición:

$$V_p = \frac{V_L}{\sqrt{3}} \quad e \quad \dots 3.25$$

$$I_p = I_L \quad \dots 3.26$$

V_L = Voltaje de línea

I_L = Corriente de línea

sustituyendo 3.26 y 3.25 en 3.24

$$P = \sqrt{3} V_L I_L \cos \theta \text{ (KW)} \quad \dots 3.27$$

Por lo tanto:

$$Q = \sqrt{3} V_L I_L \text{sen } \theta \text{ (KVAR)} \quad \dots 3.28$$

y la potencia aparente total es:

$$|S| = S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{3} V_L I_L \text{ (KVA)} \quad \dots 3.29$$

Asimismo para un motor eléctrico:

$$S = \sqrt{3} VL \cdot IL = \text{potencia de entrada}$$

$$\text{Potencia de entrada} = \frac{P_{\text{salida}}}{n} \quad \dots 3.30$$

Donde n = eficiencia del motor.

$$\text{De la ecuación 3.29 } IL = \frac{\text{Potencia de entrada}}{\sqrt{3} \cdot VL} \quad \dots 3.31$$

$$\text{Por definición: } IL = \frac{\text{Potencia de salida}}{\sqrt{3} \cdot VL \cdot f.p. \cdot n} \quad \dots 3.32$$

Igualando 3.31 y 3.32

$$\frac{\text{Potencia de entrada}}{\sqrt{3} \cdot VL} = \frac{\text{Potencia de salida}}{\sqrt{3} \cdot VL \cdot f.p. \cdot n}$$

$$\text{Potencia de entrada al motor} = \frac{\text{Potencia de salida del motor}}{f.p. \cdot n} \quad \dots 3.33$$

Como la potencia de salida de la máquina se expresa generalmente en H.P. (Caballos de Potencia), la equivalencia a KW equivaldría a:

$$1 \text{ H.P.} = 0.746 \text{ Kw.}$$

y la potencia de entrada al motor (potencia que requiere el motor para operar es:

$$KVA = \frac{0.746 \text{ H.P.}}{f.p. \cdot n} \quad \dots 3.34$$

III.5.2 BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACION A LA CALDERA (B.A.A.C.).

Su función es llevar al generador de vapor o caldera, - el agua de condensación del vapor descargado por la turbina.

El número de bombas por cada unidad turbogeneradora de la Central es de tres; y su modo de operación consiste en: 2 bombas en operación normal y 1 bomba de reserva; - la capacidad de los motores eléctricos para dichas bom-

bas es de 2,250 H.P. con las siguientes características:

$$n = 95 \%$$

$$f.p. = 90.5 \%$$

factor de servicio de 1.0

Aislamiento clase B

Motores totalmente cerrados con ventilación exterior

Deslizamiento menor al 2.5 %

$$R.P.M. = 1,800$$

Aplicando la ecuación 3.34 se procede a calcular las -- potencias eléctricas necesarias para el funcionamiento nominal de los motores.

$$KVA = \frac{2250 \times 0.746}{0.95 \times 0.905} = \underline{1952.31}$$

De la ec. 3.22 despejando $P = S \cdot \cos \theta$

$$P = KW = 1952.31 \cdot 0.905 = \underline{1766.84}$$

De la ec. 3.23 despejando $Q = S \cdot \sin \theta$. $\theta = \arccos 0.905$

$$Q = KVARs = 1952.31 \cdot \sin (25.17^\circ) = \underline{830.33}$$

III.5.3 BOMBAS DE AGUA DE CIRCULACION DEL CICLO MIXTO.

Estas bombas se localizan a la salida de las torres de enfriamiento húmedas y secas. Suministran agua de enfriamiento al condensador principal, enfriadores de --- aceite, cambiadores de calor etc.

El número de bombas por cada unidad es de: dos bombas - para la torre de enfriamiento seca, las cuales operan - al 100%; y dos bombas para la torre húmeda donde una -- opera al 100% y la otra queda como equipo de reserva.

Las características de los motores eléctricos para las bombas son las siguientes:

TORRE DE ENFRIAMIENTO
S E C A

HP = 900
 n = 94 %
 f.p. = 89 %
 factor de servicio = 1
 Aislamiento = Clase B
 Totalmente cerrados para alta contaminación
 Deslizamiento menor o igual al 2.5 %
 R.P.M. = 1800

$$S = \text{KVA} = \frac{900 \times 0.746}{0.94 \times 0.89} = 802.53$$

$$P = \text{KW} = \frac{802.53 \times 0.89}{\cos^{-1} 0.89} = 714.25$$

$$\cos^{-1} 0.89 = 27.13^\circ$$

$$Q = \text{KVAR} = 802.53 \times \sin 27.13^\circ$$

$$Q = 365.96$$

TORRE DE ENFRIAMIENTO
H U M E D A

600
 93.5 %
 88.2 %
 1
 Clase B

$$S = \text{KVA} = \frac{600 \times 0.746}{0.935 \times 0.882} = 542.76$$

$$P = \text{KW} = \frac{542.76 \times 0.882}{\cos^{-1} 0.882} = 478.71$$

$$\cos^{-1} 0.882 = 28.12^\circ$$

$$Q = \text{KVAR} = 542.76 \times \sin 28.12^\circ$$

$$Q = 255.78$$

III.5.4 BOMBAS DE CONDENSADO.

Estas bombas se utilizan para extraer el agua condensada y bombearla fuera del condensador hacia el circuito de calentadores de agua de baja presión, después del deaerador.

La cantidad de bombas por unidad turbogeneradora es de dos, una de las cuales funciona al 100% y la otra bomba es equipo de reserva.

Las características de los motores eléctricos para las bombas son:

H.P. = 500
 n = 93.2 %
 f.p. = 88 %
 factor de servicio = 1
 Aislamiento: Clase B
 R.P.M. = 1800

Motores totalmente cerrados con ventilación exterior.

$$KVA = \frac{500 \times 0.746}{0.932 \times 0.88} = 454.79$$

$$KW = 454.79 \times 0.88 = 400.22 \quad \cos^{-1} 0.88 = 28.36^\circ$$

$$KVAR = 454.79 \times \sin 28.36^\circ = 216.01$$

III.5.5 AUXILIARES DEL GENERADOR DE VAPOR. (CALDERA).

La caldera está compuesta por equipos como ventiladores de aire y gases, precalentadores de aire, ductos, chimenea, economizador, domo, hogar, sobrecalentador, recalentador, quemadores, sopladores, instrumentos de control, etc.

Los ventiladores de tiro forzado, tiro inducido y recirculación de gases; se emplean para suministrar aire para la combustión y extracción de gases de la misma. Los precalentadores de aire recuperan el calor de los gases de combustión, para el calentamiento del aire de ésta. Los ductos de aire y gases representan entre el 2% y 4% del costo total de la caldera; las pérdidas por fricción que se originan en ellos influyen en la potencia necesaria de los ventiladores y en el consumo de energía durante toda su vida útil.

La chimenea es un conducto cerrado que se utiliza para los siguientes propósitos:

- Evacuar los gases de combustión de la caldera después de que han cedido la mayor parte posible de calor.
- Producir un tiro o presión estática para ayudar a la evacuación de los gases de combustión.
- Ayudar a controlar la contaminación ambiental.

El domo es una parte muy importante en la trayectoria -

del fluido de trabajo (agua - vapor), sus funciones - - principales son las siguientes:

- Proveer un volumen de agua adecuado para proteger la caldera en casos de emergencia.
- Acomodar internamente los dispositivos necesarios -- para realizar sus múltiples funciones.
- Proporcionar espacios suficientes para acomodar la - llegada de los tubos evaporadores, la salida de los- tubos al sobrecalentador y la salida de los tubos de bajada o descendentes.

El hogar, el sobrecalentador, el economizador y el reca- lentador tienen las funciones explicadas en el capítulo II.

Los generadores son los elementos del hogar para la com- bustión. Se alimentan con combustible y aire en condi- ciones estables y crean las condiciones aerodinámicas - necesarias para producir una flama con características- adecuadas a la instalación. Los sopladores de hollín- normalmente se utilizan para evitar la acumulación de - depósitos que obstruyen el paso de gases; además ayudan a mantener limpias las superficies de transferencia de- calor, cuando la caldera se encuentra en operación.

El control está estrechamente relacionado con los ins- trumentos y las operaciones que se controlan automáti- camente: varía (al igual que los instrumentos) con el tama- ño de la caldera. En general, el control automático - se emplea en las operaciones que no requieren el juicio de un operador y que éste no puede realizar.

Para la regulación de una caldera es necesario conocer- los factores que determinan su estado: flujos, presio--

nes, temperaturas y niveles.

Los motores eléctricos de los equipos o servicios auxiliares más relevantes de la caldera, tienen las siguientes características:

Ventiladores de tiro forzado:

$$\text{H.P.} = 900$$

$$\eta = 94 \%$$

$$\text{f.p.} = 89 \%$$

$$\text{R.P.M.} = 1800$$

Motores totalmente cerrados

Clase de aislamiento tipo B

Deslizamiento menor o igual al 2.5 %

$$\text{KVA} = \frac{900 \times 0.746}{0.94 \times 0.89} = 802.53$$

$$\text{KW} = 802.53 \times 0.89 = 714.26$$

$$\cos^{-1} 0.89 = 27.13^\circ$$

$$\text{KVAR} = 802.53 \times \text{sen} (27.13^\circ) = 365.92$$

Los ventiladores de tiro forzado son dos por caldera, - y los dos operan al 100% durante la operación normal de la planta.

Ventiladores de tiro inducido.

$$\text{H.P.} = 1250$$

$$\eta = 94.5$$

$$\text{f.p.} = 89.8 \%$$

$$\text{R.P.M.} = 1800$$

Motores totalmente cerrados.

Aislamiento clase B.

Deslizamiento menor o igual al 2.5 %

$$\text{KVA} = \frac{1250 \times 0.476}{0.945 \times 0.898} = 1098.86$$

$$KW = 1098.86 \times 0.898 = 986.77$$

$$\cos^{-1} 0.898 = 26.10^\circ$$

$$KVAR = 1098.86 \times \text{sen } 26.10^\circ = 483.49$$

La cantidad de ventiladores es de dos por caldera, y -
las dos operan al 100%

Ventiladores para la recirculación de gases.

$$\begin{aligned} \text{H.P.} &= 500 \\ n &= 93.2 \% \\ \text{f.p.} &= 88 \% \\ \text{R.P.M.} &= 1800 \end{aligned}$$

Motores totalmente cerrados

Aislamiento clase B

Deslizamiento menor o igual al 2.5 %

$$KVA = \frac{500 \times 0.746}{0.932 \times 0.88} = 454.79$$

$$KW = 454.79 \times 0.88 = 400.21$$

$$\cos^{-1} 0.88 = 28.36^\circ$$

$$KVAR = 454.79 \times \text{sen } 28.36^\circ = 216.01$$

La cantidad de ventiladores es de 2 por caldera y los -
dos operan al 100%.

Los motores eléctricos para los demás servicios auxiliares como por ejemplo: sopladores de hollín, válvulas motorizadas, válvulas solenoide, etc.; son motores de pequeñas capacidades 1/2 H.P. hasta 50 H.P., por lo que son considerados dentro de su CCM (Centro de Control de Motores) correspondiente. (CCM de CALDERA); el cual está alimentado a través de la subestación unitaria de servicios propios de cada unidad de la Central.

III.5.6 AUXILIARES DEL TURBOGENERADOR.

Los principales servicios auxiliares de la turbina son-

los siguientes:

Sistema de Vapor de Sellos.- Se requiere vapor para - - asegurar que en la salida de los sellos de las turbinas la presión sea mayor que la atmosférica, evitando así - que escape vapor del ciclo o entre aire al interior de las turbinas.

Sistema de Aceite lubricante, de Control y de Sellos.- El aceite lubricante se requiere para mantener una cuña o película de aceite en donde gira la flecha y para remover el calor que esto genera en los cojinetes.

Los motores eléctricos de las bombas y válvulas de los sistemas anteriores son de capacidades menores de 50 -- H.P. por lo que son considerados dentro de los CCM correspondientes a los servicios auxiliares del turbogenerador.

Los principales servicios auxiliares del generador se - pueden enunciar como:

Sistema de Sellos del Generador.- Tiene la función de suministrar al sistema de sellos de eje el aceite en -- las condiciones de caudal, presión y temperatura, necesarias para asegurar un sello perfecto entre el hidrógeno en las máquinas (Generador) y el aire ambiente. Dichos servicios estarán alimentados a través del CCM del turbogenerador.

Asimismo los servicios auxiliares del turbogenerador, - utilizados para producir paros o arranques de la unidad, son alimentados a través del CCM de servicios auxiliares.

III.5.7 AUXILIARES DEL MANEJO DE COMBUSTIBLE.

El manejo de combustible, en este caso para la Central-Diesel y Gas, es realizado desde la descarga, almacenamiento y alimentación de la caldera; por medio de tanques y bombas: así por ejemplo se tendrán tanques de -- uso diario de almacenamiento, etc., con sus bombas propias. Los motores eléctricos de las bombas para el manejo de combustible son aproximadamente de una capaci--dad de 150 H.P. por lo que son alimentados a través de subestaciones unitarias de servicios comunes de la Central.

III.5.8 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO Y ACONDICIONADO.

El aire comprimido se utiliza en las plantas termoeléctricas para instrumentos, control y servicios incluyendo la subestación eléctrica.

Es práctica común instalar tres compresores de aire --- para instrumentos a capacidad plena y operando una por cada unidad y uno en servicios comunes de la Central: - El aire para control y servicios, se suministra mediante dos sistemas interconectados para aumentar la confiabilidad, el número de compresores es de dos para la central alimentados a través de los servicios comunes de - la misma.

Características de los motores eléctricos de los compresors de aire de servicios y de instrumentos.

H.P. = 250
 η = 93.5 %
 f.p. = 86 %

Factor de servicio 1.0

Aislamiento clase B

Totalmente cerrados para alta contaminación

Deslizamiento menor o igual al 2.5 %

$$R.P.M. = 1800$$

$$S = KVA = \frac{250 \times 0.746}{0.935 \times 0.86} = 235.72$$

$$P = KW = 235.72 \times 0.86 = 202.72$$

$$\cos^{-1} 0.86 = 30.68^\circ$$

$$Q = KVAR = 235.72 \times \sin(30.68^\circ) = 120.29$$

El aire acondicionado se ubica en oficinas y es usado para comnfort del personal de la Central.

El aire acondicionado para el cuarto de computadora, -- cuarto de gabinetes. laboratorio químico, cuarto de relevadores; es usado para que los componentes electrónicos, electromecánicos o substancias especiales operen a una temperatura constante, para su buen funcionamiento.

El servicio de aire acondicionado es alimentado a través de las subestaciones unitarias de servicios comunes de la Central.

III.5.9 AUXILIARES DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO MIXTO.

Además de contar las torres de enfriamiento secas y húmedas (Sistema Mixto), con sus bombas de agua de circulación, cuentan con otros servicios auxiliares como: -- válvulas motorizadas, ventiladores, etc.

Las capacidades de los motores eléctricos para las válvulas y ventiladores son de capacidades desde 1/2 H.P. -- por lo que son alimentados a partir de sus propios -- CCM'S (CCM'S de torre de enfriamiento) y de subestaciones unitarias de torres de enfriamiento. La capacidad del Sistema Mixto será de 5000 KVA por unidad, sin incluir las bombas de agua de circulación del mismo.

III.5.10 AUXILIARES PARA LOS EQUIPOS DE PROTECCION.

Los servicios auxiliares para los equipos de protección, tanto de la subestación eléctrica como de la central -- son: Compresoras de aire comprimido (para los interruptores), aire acondicionado (para cuarto de relevadores, oficinas administrativas), etc. Estos servicios ya -- han sido explicados párrafos arriba.

III.5.11 ALUMBRADO NORMAL Y DE EMERGENCIA.

El sistema de alumbrado de la central proporciona iluminación adecuada, en todo el tiempo, a las áreas interiores y exteriores de la planta. Las áreas de trabajo -- se iluminarán de manera que proporcionen condiciones de máxima seguridad y eficiencia al personal de operación y mantenimiento. Las áreas que no sean de trabajo ten drán óptimas condiciones de iluminación para el acceso y la seguridad. El alumbrado normal tendrá como res-- paldo el alumbrado de emergencia, en áreas donde se requiera un servicio continuo a prueba de fallas, como -- por ejemplo el área de calderas, casa de máquinas, etc.

El alumbrado normal será alimentado, a través de transformadores de distribución que según cálculos considera dos tendrán un valor de 45 KVA aproximadamente y deberán ser autoenfriados, para servicio exterior alimentados a su vez por medio de los CCM'S, de servicios comunes.

El alumbrado de emergencia será de las mismas caracterís ticas del normal pero alimentado de los servicios esenciales de la planta.

III.5.12 CAPACIDAD DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL.

La capacidad de los servicios auxiliares de la Central es de aproximadamente 18,000 KVA por unidad turbogeneradora. El ciclo de enfriamiento mixto tiene una capacidad aproximada de 7,600 KVA. Los valores de las potencias y capacidades de los equipos se encuentran resumidos en las tablas III.4 y III.5

MOTORES ELECTRICOS DEL CICLO MIXTO

TABLA No. III.4

TOTAL CICLO MIXTO = 7647.82 KVA.

E Q U I P O	H.P.	EFICIENCIA	f.p.	KVA	KW	KVAR	OPERACION	TOTAL KVA
B. SIST. MIXTO HUMEDO "A"	600	93.5	88.2	542.76			AL 100 %	542.76
B. SIST. MIXTO HUMEDO "B"	600	93.5	88.2	542.76			RESERVA	
B. SIST. MIXTO SECO "A"	900	94	89	802.53			AL 100 %	802.53
B. SIST. MIXTO SECO "B"	900	94	89	802.53			AL 100 %	802.53
T. TORRE ENFTO. 1XB11								
1 CCM. T. ENFTO. 100 KVA	-	97	85	100	85	52.68	UNO AL 100 %	100
1 VENT. SIST. HUMEDO	170	90.7	87.2	160.34	139.81	78.49	UNO AL 100 %	160.34
2 BOMBAS H ₂ O DE ENFTO. AUX.	200	91.6	88.5	184.05	325.76	171.38	UNO AL 100 %	184.05
12 VENT. SIST. SECO	75	88.5	83.5	908.52	758.61	499.91	DOCE AL 100 %	908.52
				<u>1352.91</u>	<u>1309.18</u>	<u>802.46</u>	TOTAL + 10 %	1488.20
T. TORRE ENFTO. 1XB12								
1 VENT. SIST. HUMEDO	170	90.7	87.2	160.34	139.81	78.49	UNO AL 100 %	160.34
16 VENT. SIST. SECO	75	88.5	83.5	1311.40	1011.52	666.57	DIECISEIS AL 100%	1211.40
				<u>1371.74</u>	<u>1151.33</u>	<u>745.06</u>	TOTAL + 10 %	1508.91
T. TORRE ENFTO. 1XB21								
14 VENT. SIST. SECO	75	88.5	83.5	1059.98	885.03	583.25	CATORCE AL 100 %	1059.98
							TOTAL + 10 %	1165.97
T. TORRE ENFTO. 1XB22								
1 VENT. SIST. HUMEDO	170	90.7	87.2	160.34	139.81	78.49	UNO AL 100 %	160.34
13 VENT. SIST. SECO	75	88.5	83.5	984.27	821.86	541.60	TRECE AL 100 %	984.27
				<u>1144.61</u>	<u>961.67</u>	<u>620.09</u>	TOTAL + 10 %	1259.07

CAPACIDAD DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA C. T. LERDO
CARGA SIMULTANEA PARA LA UNIDAD 1

TABLA No. III.5

NO.	EQUIPO	H.P.	FACTOR DE POTENCIA %	EFICIENCIA %	POTENCIA REAL KW	POTENCIA REACTIVA KVAR	POTENCIA APARENTE KVA	OPERACION
1	BOMBA DE AGUA DE ALIMT. A LA CALDERA "A"	2250	90.5	95	1766.84	830.54	1952.31	100 %
2	BOMBA DE AGUA DE ALIMT. A LA CALDERA "B"	2255	90.5	95	1766.84	830.54	1952.31	100 %
3	BOMBA DE AGUA DE CIRC. SIST. MIXTO HUMEDO "A"	600	88.2	93.5	478.71	255.78	542.76	100 %
4	BOMBA DE AGUA DE CIRC. SIST. MIXTO HUMEDO "B"	600	88.2	93.5	478.71	255.78	542.76	RESERVA
5	BOMBA DE AGUA DE CIRC. SIST. MIXTO SECO "A"	900	89	94	714.26	365.92	802.52	100 %
6	BOMBA DE AGUA DE CIRC. SIST. MIXTO SECO "B"	900	89	94	714.26	365.92	802.52	100 %
7	BOMBA DE CONDENSADO "A"	500	88	93.2	400.22	216.01	454.79	100 %
8	BOMBA DE CONDENSADO "B"	500	88	93.2	400.22	216.01	454.79	RESERVA
9	COMPRESOR DE AIRE DE INSTMTOS. "A"	250	86	92	202.72	120.29	235.72	100 %
10	VENTILADOR DE TIRO INDUCIDO "A"	1250	94.5	89.8	1038.42	359.41	198.86	100 %
11	VENTILADOR DE TIRO INDUCIDO "B"	1250	94.5	89.8	1038.42	359.41	198.86	100 %
12	VENTILADOR DE TIRO FORZADO "A"	900	89	94	714.26	365.92	802.53	100 %
13	VENTILADOR DE TIRO FORZADO "B"	900	89	94	714.26	365.92	802.53	100 %
14	VENTILADOR DE CIRCUL. DE GASES "A"	500	88	93.2	400.22	216.01	454.79	100 %
15	VENTILADOR DE CIRCUL. DE GASES "B"	500	88	93.2	400.22	216.01	454.79	100 %
16	TRANSF. TORRE DE ENFTO. 1XB11 (T1)	1500 KVA	85	99.7	1275.00	790.17	1500.00	100 %
17	TRANSF. TORRE DE ENFTO. 1XB12 (T2)	1500 KVA	84	99.7	1260.00	813.88	1500.00	100 %
18	TRANSF. SRVS. PROPIOS 1XB13 (T3)	1250 KVA	85	99.7	1062.50	658.48	1250.00	100 %
19	TRANSF. TORRE DE ENFTO. 1XB21 (T4)	1250 KVA	83.5	99.7	1043.75	687.81	1250.00	100 %
20	TRANSF. TORRE DE ENFTO. 1XB22 (T5)	1250 KVA	84	99.7	1050.00	678.23	1250.00	100 %

C A P A C I D A D T O T A L

16041.00

8496.25

18152.13 KVA.

NOTA: El equipo considerado para la unidad 1 es el mismo que se considera para la unidad 2

C A P I T U L O I V

TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES:

ANALISIS DE ALTERNATIVAS

IV.1 GENERALIDADES.

Se incluyen bajo el concepto general de transformador "a todos aquellos dispositivos estáticos, es decir, sin partes móviles, destinadas a transferir energía eléctrica de un circuito a otro, siendo el enlace entre ambos circuitos, un flujo magnético común.

El transformador no es propiamente una máquina eléctrica, pues el concepto "máquina" presupone siempre partes en movimiento y el transformador es un dispositivo estático, -- además, en las máquinas eléctricas, hay conversión de energía eléctrica en energía mecánica ó bien conversión de --- energía mecánica en energía eléctrica; es decir, siempre - existe un cambio de energía de una clase a otra. En los transformadores por el contrario solamente se modificó la energía eléctrica de unas características determinadas de tensión y corriente en energía eléctrica con características de -- tensión y corriente diferentes.

IV.2 CIRCUITOS TRIFASICOS.

IV.2.1 RESISTENCIA ELECTRICA.

Todos los materiales, incluyendo los conductores, tienen una resistencia eléctrica. Se dice que un material tiene poca resistencia eléctrica cuando éste ofrece una oposición débil al paso de la corriente eléctrica. La unidad de la resistencia electrica es el ohm (Ω). En un circuito trifásico puramente resistivo, la corriente y el voltaje están en fase, por lo que el factor de potencia es unitaria. Así mismo para este caso en particular la poten--

cia consumida en watts por el circuito, será igual, al producto del voltaje eficaz por la corriente eficaz.

$$\text{Potencia real} = P = V_e \cdot I_e = \text{Watts} \quad \dots 4.1$$

IV.2.2 INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA.

Con frecuencia, los inductores reciben el nombre de reactores o bobinas. Las bobinas eléctricas son, básicamente, inductancias diseñadas para producir un campo magnético y se encuentran en motores, transformadores, generadores, relevadores, etc. La inductancia es aquella propiedad de un circuito eléctrico que se opone a un cambio en la corriente. La unidad de la inductancia es el henry (H).

La reactancia inductiva es la resistencia ofrecida al flujo de una corriente alterna, debido a la presencia de una inductancia en el circuito, la reactancia depende de la frecuencia y de la inductancia, y se puede expresar matemáticamente como:

$$X_L = 2\pi fL = \text{ohms} \quad \dots 4.2$$

Las siguientes definiciones son propias de un circuito puramente inductivo.

- La corriente tiene un atraso de 90° eléctricos en relación al voltaje.
- La potencia real es igual a cero.
- La potencia reactiva (VARs) se obtiene a partir del producto de voltaje por la corriente del circuito.

IV.2.3 CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA.

La capacitancia se puede definir como una medida de la cantidad de carga eléctrica que puede almacenar un dispositivo en el dieléctrico (aislamiento) entre dos conductores (placas) cuando se aplica un voltaje dado. La unidad de-

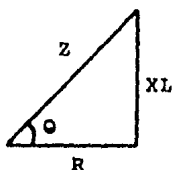
la capacitancia es el farad. El capacitor tiene la propiedad de almacenar energía eléctrica debido al campo electrostático que se establece entre las dos placas. La cantidad de energía almacenada depende de la capacitancia y del cuadrado del voltaje. Cuando se está cargando un capacitor, recibe y almacena energía; pero no la disipa. Cuando la unidad se descarga más tarde, la energía almacenada se libera hasta que el voltaje aplicado al capacitor desciende hasta cero. El capacitor no disipa energía eléctrica, sólo la almacena y luego la libera, esto es diferente al papel que desempeña una resistencia que no puede almacenar energía, sino que sólo puede disiparla en forma de calor. Puesto que no se disipa ninguna potencia en el capacitor, la potencia real en él, es igual a cero. La corriente en un circuito puramente capacitivo se adelanta al voltaje 90° eléctricos y la potencia reactiva (VARs) en dicho circuito se obtiene del producto del voltaje por la corriente.

La reactancia capacitiva es la resistencia al flujo de la corriente alterna debido a la presencia de una capacitancia en el circuito. La reactancia depende de la frecuencia y de la capacitancia y se puede expresar matemáticamente como:

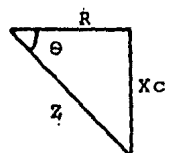
$$X_c = \frac{1}{2\pi fc} \quad \dots 4.3$$

IV.2.4 IMPEDANCIA.

La impedancia es ohms en un circuito de corriente alterna, es la combinación que resulta de la resistencia en ohms y la reactancia capacitiva y/o inductiva en ohms. La impedancia se puede representar por medio del triángulo de impedancias, como:



ó



donde $Z = \sqrt{R^2 + XL^2}$ ó $Z = \sqrt{R^2 + XC^2}$...4.4

en forma vectorial $\dot{Z} = R + jXL$ ó $\dot{Z} = R - jXC$...4.5

donde por definición $\cos \theta = \frac{R}{Z}$ es igual al factor de potencia del circuito.

IV.2.5 CLASIFICACION DE CIRCUITOS TRIFASICOS.

Los sistemas ó redes trifásicos son alimentados por generadores trifásicos. Por lo común los generadores alimentan cargas trifásicas balanceadas, lo cual significa cargas -- con impedancias idénticas en las tres fases. Las cargas de alumbrado y motores pequeños son por supuesto, monofásicas, pero los sistemas de distribución se diseñan para que las fases estén esencialmente balanceadas.

Para un circuito trifásico balanceado se tiene: ver fig. - IV.2.

$\dot{V}_a = \dot{V}_b = \dot{V}_c$...4.6

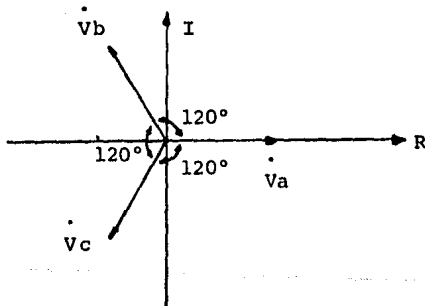


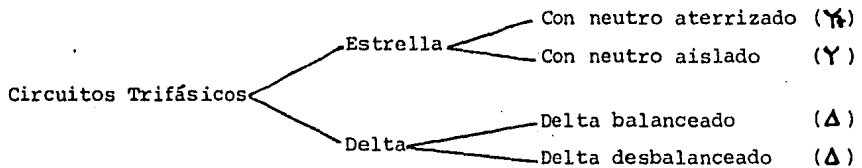
fig. IV.2 Representación en un diagrama fasorial de los -- voltajes balanceados de un generador trifásico.

Si las tensiones en un sistema trifásico están balanceadas y las cargas son iguales, las corrientes también estarán -- balanceadas y por lo tanto:

$\dot{I}_a = \dot{I}_b = \dot{I}_c \therefore \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0$...4.7

En cuanto la distribución de cargas deja de ser equitativa las corrientes dejarán de estar balanceadas, y la suma de ellas será diferente de cero, por lo que existirá una corriente circulando por el cable del neutro.

Existen dos tipos básicos de circuitos trifásicos a saber:



En la fig. IV.3, se muestra la conexión de un circuito trifásico conectado en estrella. Por definición las tensiones entre líneas para dicho circuito son: VAB, VBC y VCA; las tensiones al neutro o por fase son: VAN, VBN, VCN, -- las corrientes por fase son : IA, IB e IC.

Para un circuito conectado en estrella se cumple lo siguiente:

- Las tensiones de línea son $\sqrt{3}$ veces mayores que las tensiones por fase.
- Las corrientes de línea son iguales a las corrientes por fase.

Para el circuito mostrado en la fig. IV.4 conectado en delta, las tensiones de línea son VAB, VBC y VCA que son iguales a las tensiones por fase, las corrientes de línea son: IA, IB e IC. Para un circuito conectado en delta se cumple lo siguiente:

- Las tensiones de línea son iguales a las tensiones por fase.
- Las corrientes de línea son $\sqrt{3}$ veces mayores que las corrientes por fase.

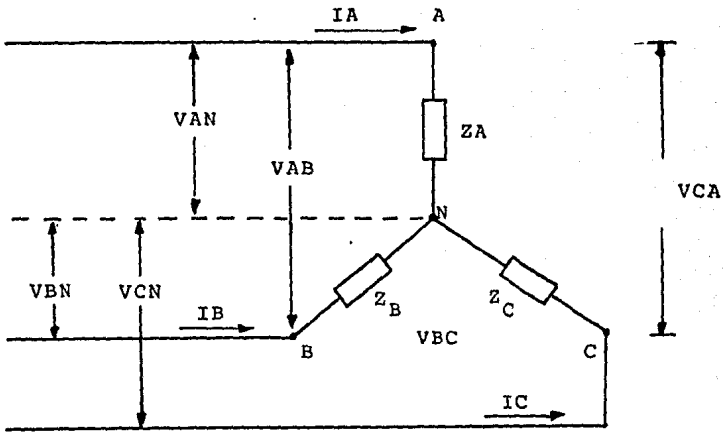


Fig. IV.3 Circuito Trifásico conectado en estrella.

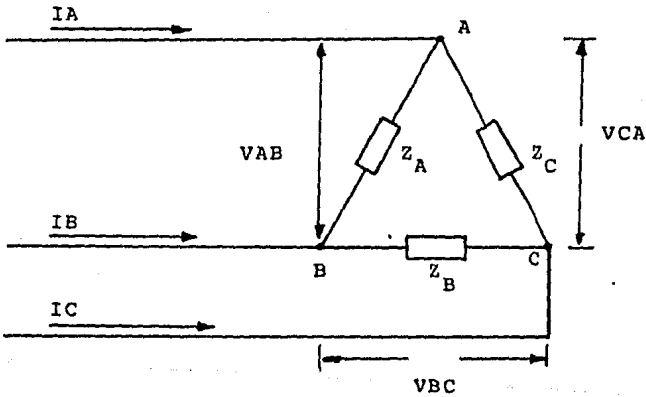


Fig. IV.4 Circuito Trifásico conectado en delta.

IV.2.6 DIAGRAMA UNIFILAR

Cuando se tiene un sistema trifásico balanceado conectado en estrella es posible analizar una sola fase y después - referir los resultados al sistema trifásico original, para ello se considera un diagrama unifilar, el cual consiste en una sola línea a la cual se le aplica una tensión - al neutro y la carga (impedancia) será de una fase solamente.

IV.2.7 POTENCIA EN CIRCUITOS TRIAFASICOS BALANCEADOS

Cuando se habla de un sistema trifásico, se suponen condiciones de balanceo a menos que se especifique otra cosa; y los términos voltaje, corriente y potencia, a menos que se diga lo contrario, se entiende que son voltaje de línea, corriente de línea y potencia total de las tres fases. Por lo tanto no importa si la carga está conectada en estrella o en delta ya que las ecuaciones básicas para el cálculo de las potencias en un circuito trifásico balanceado son: Para la potencia real

$$P = \sqrt{3} \text{ VL IL } \cos \theta \text{ KW [Kilowatts]} \quad \dots 4.8$$

La Potencia reactiva es:

$$Q = \sqrt{3} \text{ VL IL } \sin \theta \text{ KVAR [Kilovars]} \quad \dots 4.9$$

y para los voltamperios ó potencia aparente

$$|S| = \sqrt{3} \text{ VL IL } \quad \text{ó} \quad |S| = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ KVA [Kilovoltamperes]} \dots 4.10$$

IV.3 TEORIA DEL TRANSFORMADOR

VI.3.1 DEFINICION DE TRANSFORMADOR

El transformador es un aparato eléctrico estático que sirve para transferir la energía de un circuito de corriente-alterna a otro, mediante un acoplamiento magnético.

IV.3.2 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES

Para clasificar todos los transformadores que se emplean-prácticamente, pueden seguirse varios criterios.

a) Por el número de fases:

- Monofásicos
- Trifásicos
- Polifásicos

b) Por su construcción:

- Tipo núcleo
- Tipo acorazado

c) Por su tamaño:

- De instrumento o control
- De distribución
- De transmisión

d) Por su aplicación:

- Montaje en poste
- Montaje en plataforma
- Montaje en subestación
- Montaje subterráneo

e) Por el tipo de enfriamiento:

- Tipo seco
- Tipo refrigerante:

- * OA, AA (aceite y aire)
- * FA, AFA (aceite y aire forzado)
- * FAO (aceite, aire y aceite forzado)
- * OW, FOW (aceite, agua, agua y aceite forzados)

En el transformador del tipo núcleo (ver. fig. IV.5), los devanados o bobinas rodean al núcleo de hierro al silicio. Los devanados de bajo voltaje y alto voltaje están cuidadosamente aislados entre sí. Colocando las bobinas de bajo voltaje junto al núcleo, la cantidad de material aislante necesario para aislar correctamente los devanados de alto voltaje se reducen al mínimo (ya que están colocados en la misma rama del núcleo).

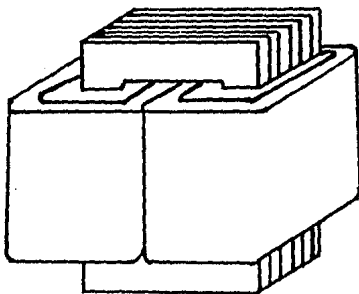


fig. IV.5 Transformador tipo núcleo

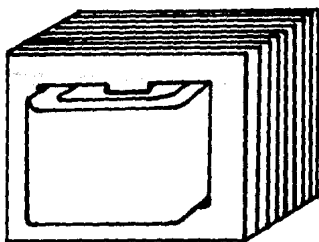


fig. VI.6 Transformador tipo acorazado

La figura IV.6 muestra un transformador del tipo acorazado. En las construcciones de este tipo, el núcleo de -- hierro al silicio rodea a los devanados. Todo el flujo -- pasa por la rama central del núcleo y luego se divide, -- pasando la mitad del flujo a través de cada una de las ra -- mas exteriores. Las bobinas de bajo voltaje se sitúan -- contiguas al núcleo de láminas, colocando entre ellos los devanados de alto voltaje. Con esta forma de colocar -- las bobinas se asegura el aislamiento entre ellas, sin -- que las de alto voltaje queden cerca de la estructura del núcleo y por lo tanto requieren menos aislante.

IV.3.3 EL TRANSFORMADOR IDEAL

La fig. IV.7 representa un transformador ideal con núcleo de hierro en el cual están acoplados dos circuitos por -- inducción magnética. El circuito conectado a la fuente de tensión alterna V_1 , se denomina primario. El prima -- rio recibe su energía de la fuente de corriente alterna, -- y según el grado de acoplamiento magnético entre los dos -- circuitos, la energía se transfiere del primario al secun -- dario en mayor o menor parte.

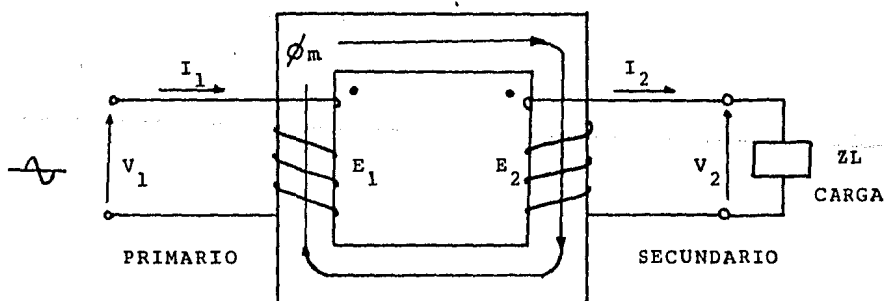


Fig. IV.7 Transformador ideal con núcleo de hierro.

Un transformador de este tipo posee sólo flujo mutuo ϕ_m , -- común a ambas bobinas primaria y secundaria. Cuando V_1 --

es positivo en un momento dado, la corriente primaria I_1 da lugar a un flujo mutuo en el sentido indicado. La tensión primaria inducida E_1 , de acuerdo con la convención de puntos y la ley de Lenz, da lugar a una polaridad positiva en la parte superior de la bobina primaria, que en cada instante se opone a la tensión aplicada V_1 . De manera parecida, en el secundario, para el sentido indicado de ϕ_m que se muestra, la polaridad positiva de E_2 debe ser tal que cree un flujo desmagnetizante que se oponga a ϕ_m .

Una carga conectada en los bornes del secundario da lugar a una intensidad de corriente I_2 que circula en respuesta a la polaridad de E_2 y origina un flujo desmagnetizante.

Incluso cuando el transformador está sin carga circula una pequeña corriente por el primario, I_m , conocida como corriente magnetizante. El valor de I_m es función principalmente de la reluctancia del circuito magnético R_m y del valor máximo del flujo mutuo de magnetización.

IV.3.3.1 RELACIONES BASICAS

De la fig. IV.7 los voltajes inducidos en los embobinados son de acuerdo con la ley de Faraday de inducción electro magnética:

En el embobinado 1 y en función del tiempo.

$$e_1(t) = N_1 \frac{d\phi_m(t)}{dt} \quad \dots 4.11$$

En el embobinado 2

$$e_2(t) = N_2 \frac{d\phi_m(t)}{dt} \quad \dots 4.12$$

Por consiguiente:

$$\frac{e_1(t)}{e_2(t)} = \frac{N_1}{N_2} \quad \dots 4.13$$

Donde: N_1 y N_2 número de espiras o vueltas de los embobinados 1 y 2 respectivamente.

Para el caso del transformador ideal, los embobinados no tienen resistencia y aplicando la ley de voltaje de Kirchoff a los mismos resulta:

$$v_1(t) = e_1(t) \quad \dots 4.14$$

$$v_2(t) = e_2(t) \quad \dots 4.15$$

Como la fmm. neta requerida para establecer flujos en el núcleo es cero:

$$N_1 i_1(t) + N_2 i_2(t) = 0 \quad \dots 4.17$$

de la cual se obtiene:

$$\frac{i_1(t)}{i_2(t)} = -\frac{N_2}{N_1} \quad \dots 4.18$$

El signo negativo indica que la fmm del embobinado 1 es balanceada por la fmm del embobinado 2.

Multiplicando entre sí los lados correspondientes a las ecuaciones 4.16 y 4.18 obtenemos:

$$v_1(t) i_1(t) = - v_2(t) i_2(t) \quad \dots 4.19$$

La cual nos indica que si un embobinado recibe una cierta cantidad de energía de la fuente a la cual está conectado, el otro embobinado entregará la misma cantidad de -- energía a la carga que esté conecta. En valores rms.

$$V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad \dots 4.20$$

La ecuación 4.20 permite establecer una forma de definir la potencia nominal de un transformador en voltamperios-(VA) o Kilovoltamperios (KVA), donde V_1 e I_1 son la tensión y corrientes nominales del primario, respectivamente y V_2 e I_2 son la tensión y corriente nominales del -- secundario, respectivamente.

IV.3.4 EL TRANSFORMADOR REAL

En la fig. IV.8 está representado un transformador real con carga, y con núcleo de hierro. Aunque hay un buen acoplamiento debido al núcleo de hierro, además del flujo mutuo ϕ_m , se producen unos pequeños flujos de dispersión en los arrollamientos del primario y secundario, ϕ_1 y ϕ_2 . El flujo de dispersión primario, ϕ_1 , produce una reactancia inductiva primaria XL_1 . El flujo de dispersión secundario, ϕ_2 produce una reactancia inductiva secundaria XL_2 . Además los arrollamientos del primario y del secundario están devanados con cobre que tiene una cierta resistencia. La resistencia interna del arrollamiento primario es r_1 y la del secundario es r_2 .

Las resistencias y reactancias de los arrollamientos del primario y del secundario, respectivamente, producen caídas de tensión dentro del transformador como resultado de las corrientes del primario y secundario. Aunque estas caídas de tensión son internas, es conveniente representarlás externamente en serie con un transformador ideal como muestra la fig. IV.9. El transformador ideal no tiene caídas de tensión resistivas ni reactivas en sus arrollamientos, por lo tanto para el transformador real, su impedancia interna primaria es:

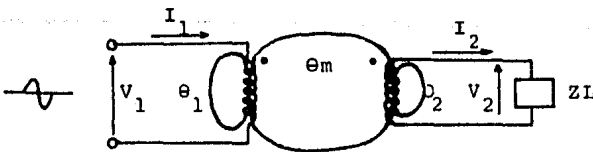


FIG. IV.8 Flujos de dispersión en un transformador con carga

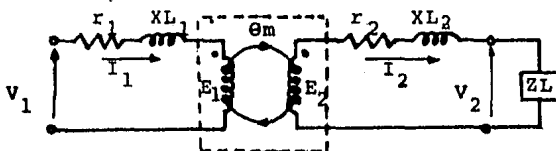


FIG. IV.9 Resistencias y reactancias primarias y secundarias que causan caída de tensión en un transformador real.

$$Z_1 = r_1 + jXL_1 \quad \dots 4.21$$

y su impedancia interna secundaria es:

$$Z_2 = r_2 + jXL_2 \quad \dots 4.22$$

Las fem inducidas en el primario y secundario pueden calcularse a partir de la relación fundamental:

$$E_1 = 4.44 N_1 f B_m A \times 10^{-8} \text{ v} \quad \dots 4.23$$

$$E_2 = 4.44 N_2 f B_m A \times 10^{-8} \text{ v} \quad \dots 4.24$$

donde:

f = frecuencia = 60 (ciclos/seg)

A = area del circuito magnético (cm^2)

B_m = densidad máxima de flujo en el núcleo $\left(\frac{\text{líneas}}{\text{cm}^2} \right)$

N_1 y N_2 , vueltas del primario y secundario respectivamente.

Dado que es difícil calcular B_m las siguientes relaciones permiten el cálculo de las fem inducidas en el primario y secundario:

$$E_1 = V_1 - (I_1 Z_1) = \dot{V}_1 - I_1 (r_1 + jXL) \quad \dots 4.25$$

$$E_2 = V_2 + (I_2 Z_2) = \dot{V}_2 + I_2 (r_2 + jXL) \quad \dots 4.26$$

IV.3.5 CIRCUITOS EQUIVALENTES PARA UN TRANSFORMADOR REAL

Los circuitos equivalentes son útiles para la resolución de problemas relacionados con el rendimiento y la regulación de tensión de un transformador real.

El circuito de la fig. IV.9 puede verse en la fig. IV.10 con la impedancia de carga y la impedancia interna del secundario referidas al primario.

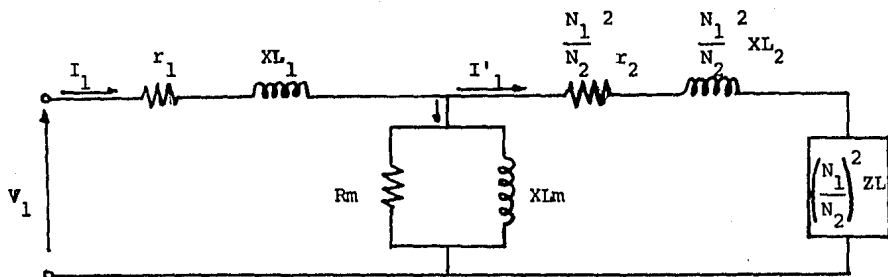


Fig. IV.10 Circuito equivalente de un transformador real

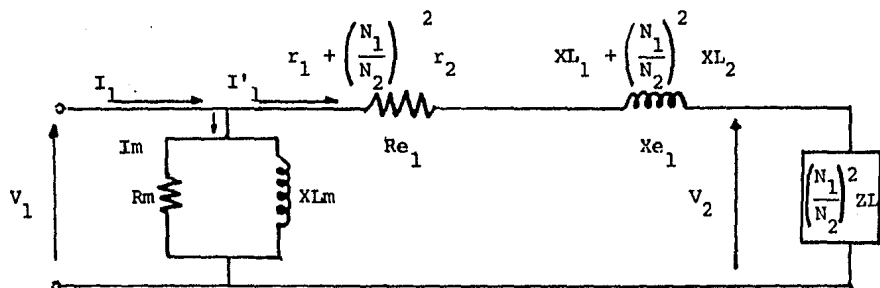


Fig. IV.11 Circuito aproximado con resistencia y reactivas agrupadas.

Obsérvese en la fig. IV.10 que la intensidad en el primario I_1 , es la suma de la corriente magnetizante I_m y la corriente de carga I'_1 . Además R_m representa las pérdidas en el hierro en el transformador equivalente (por histéresis y corrientes parásitas) como consecuencia de la corriente magnetizante, I_m .

Sí el secundario del transformador está en vacío, $I'_1 = 0$ y solo circula $I_1 = I_m$ que produce una pequeña caída de tensión debido a la impedancia del primario Z_1 , esto nos permite agrupar las resistencias y reactivas internas de los circuitos primario y secundario, como muestra la fig. IV.11, para producir los siguientes equivalentes:

$$R_{e_1} = r_1 + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 R_2 = \text{resistencia equivalente referida al primario} \quad \dots 4.27$$

$$X_{e_1} = X_{L_1} + \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 X_{L_2} = \text{reactancia equivalente referida al primario} \quad \dots 4.28$$

$$Z_{e_1} = R_{e_1} + jX_{e_1} = \text{impedancia equivalente referida al primario} \quad \dots 4.29$$

Si el transformador está en carga, la corriente I_1 , es mayor que la corriente magnetizante I_m , y está puede considerarse despreciable, como puede verse en el circuito equivalente de la fig. IV.12

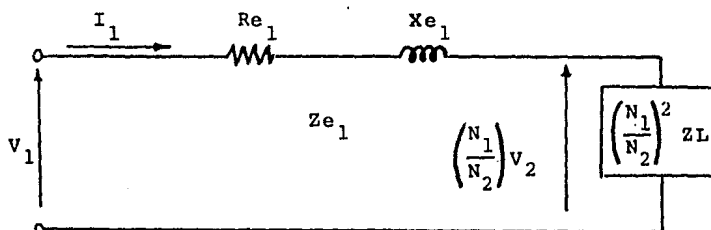


fig. IV.12 Circuito equivalente simplificado.

Por lo tanto para un transformador con carga, la corriente del primario, que depende de la naturaleza de la misma carga, es:

$$I_1 = \frac{V_1}{Z_{e_1} + \frac{N_1}{N_2} Z_L} = \frac{V_1}{(R_{e_1} + jX_{e_1}) + \frac{N_1}{N_2} (R_L + jX_L)}$$

$$= \frac{V_1}{[R_{e_1} + \frac{N_1}{N_2} R_L] + j[X_{e_1} + \frac{N_1}{N_2} X_L]} \quad \dots 4.30$$

en donde $+ jX_L$ representa la reactancia de una carga inductiva y $- jX_L$ representa la reactancia de una carga capacitiva.

IV.3.6 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR

La relación de vueltas de un transformador $\left(\frac{N1}{N2}\right)$ determina la relación entre los voltajes en las terminales del primario y secundario $\left(\frac{V1}{V2}\right)$, cuando la corriente de carga es cero. Así mismo cuando se conecta una carga al transformador; la corriente de carga encuentra a su paso una impedancia aparente dentro del transformador, lo que causa -- que no se cumpla la relación $\frac{N1}{N2} = \frac{V1}{V2}$.

Esta impedancia interna consiste de dos componentes: una reactancia, debido al flujo de dispersión en los devanados del transformador, y una resistencia equivalente que presenta las pérdidas debidas al flujo de la corriente de carga (pérdidas por efecto joule y por corrientes parásitas). La impedancia se expresa en general en %, y es -- igual a la impedancia ohmica, expresada como un porcentaje de ohms normales.

Los ohms normales para un circuito transformador son definidos como la corriente nominal (por fase) dividida entre el voltaje nominal (línea a neutro).

IV.4 CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES

De acuerdo a lo indicado en la tabla No. III.5, la capacidad requerida para el funcionamiento a plena carga de los servicios auxiliares de la C.T. Lerdo Unidad 1, es de --- 18,000 KVA aproximadamente (misma capacidad para la uni-dad 2).

De acuerdo a la guía de diseño de C.F.E. para transformadores de potencia de 10,000 KVA y mayores, la potencia de los transformadores de servicios auxiliares, se selecciona en base OA (transformador sumergido en aceite, con enfriamiento natural, ya que es la referencia a la cual se comparan los demás tipos de enfriamiento). Además del en

friamiento OA se selecciona un paso de enfriamiento FA -- (aire forzado por medio de ventiladores y radiadores) --- para contar con un 33%* de potencia extra, con el objeto de cubrir posibles incrementos en los servicios auxiliares, así como los arranques de los motores mayores, en -- este caso las bombas de agua de alimentación a la calde-- ra.

Por lo tanto la capacidad del transformador de servicios-auxiliares para la unidad uno será la siguiente:

BASE OA = 18,000 KVA = 18 MVA con un paso de enfriamiento FA = 18,000 X 1.33* = 24 MVA con aislamiento de 55°C** con una elevación máxima de temperatura de 65°C** .

Lo anterior se expresa de la siguiente manera:

Capacidad de los transformadores de servicios auxiliares de la unidad 1 para la C. T. Lerdo,
18/24 MVA, OA/FA para 55°C, elevación de temperatura de - 65°C y para la unidad 2:
18/24 MVA, OA/FA para 55°C, elevación de temperatura de - 65°C.

Considerando el arreglo de barras, alimentadas a través - de los transformadores de servicios auxiliares se tendrán dos opciones:

- Con un solo devanado secundario.
- Con doble devanado secundario.

Para la opción de un solo devanado secundario se cuenta - con una sola barra 1A (ver diagrama unifilar No. 1) la - cual alimenta a todos los servicios auxiliares de una unidad (unidad uno o dos). En el caso de fallar el trans-- formador de servicios auxiliares, los servicios son ali-- mentados a través del transformador de arranque.

* Dato obtenido del libro Distribution and Transmission ver: Bibliografía.

** Ver norma ANSI C 57.12

Con la opción del doble devanado secundario se cuenta con dos barras 1A1 y 1A2 (ver diagrama unifilar No. 2) balanceadas con respecto a la carga de servicios auxiliares, - y que en caso de falla de alguna de las barras, es tam--- bién alimentada a través de un devanado del transformador de arranque.

Para ambas opciones la capacidad de los transformadores - de servicios auxiliares será la misma, 18/24 MVA.

IV.5 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

IV.5.1 GENERALES

Los requerimientos de carga y aumentos de capacidad de -- los sistemas de servicios auxiliares imponen el uso de interruptores con mayor capacidad interruptiva de las co--- rrientes de corto circuito. Los diseños actuales utilizan interruptores de 750 ó 1000 MVA de capacidad interrup tiva, al nivel de tensión de 13.8 KVA.; 500 MVA al nivel de tensión de 6.9 KV., y 250 ó 350 al nivel de tensión de 4.16 KV, tanto para centrales termoeléctricas como nucleo eléctricas.

Las anteriores características nominales son las máximas-- en los interruptores que ofrecen los fabricantes en Méxi- co. Uno de los factores más críticos es la optimación -- de las impedancias de los transformadores de servicios -- auxiliares que deben satisfacer dos criterios de diseño.- Se requieren impedancias altas del transformador para reducir al mínimo los niveles de corriente de falla y la ca pacidad interruptiva de corto circuito en los interrupto- res. Por otro lado la reducción al máximo de las caídas de tensión y el mantener una buena regulación de tensión- requieren bajas impedancias del transformador.

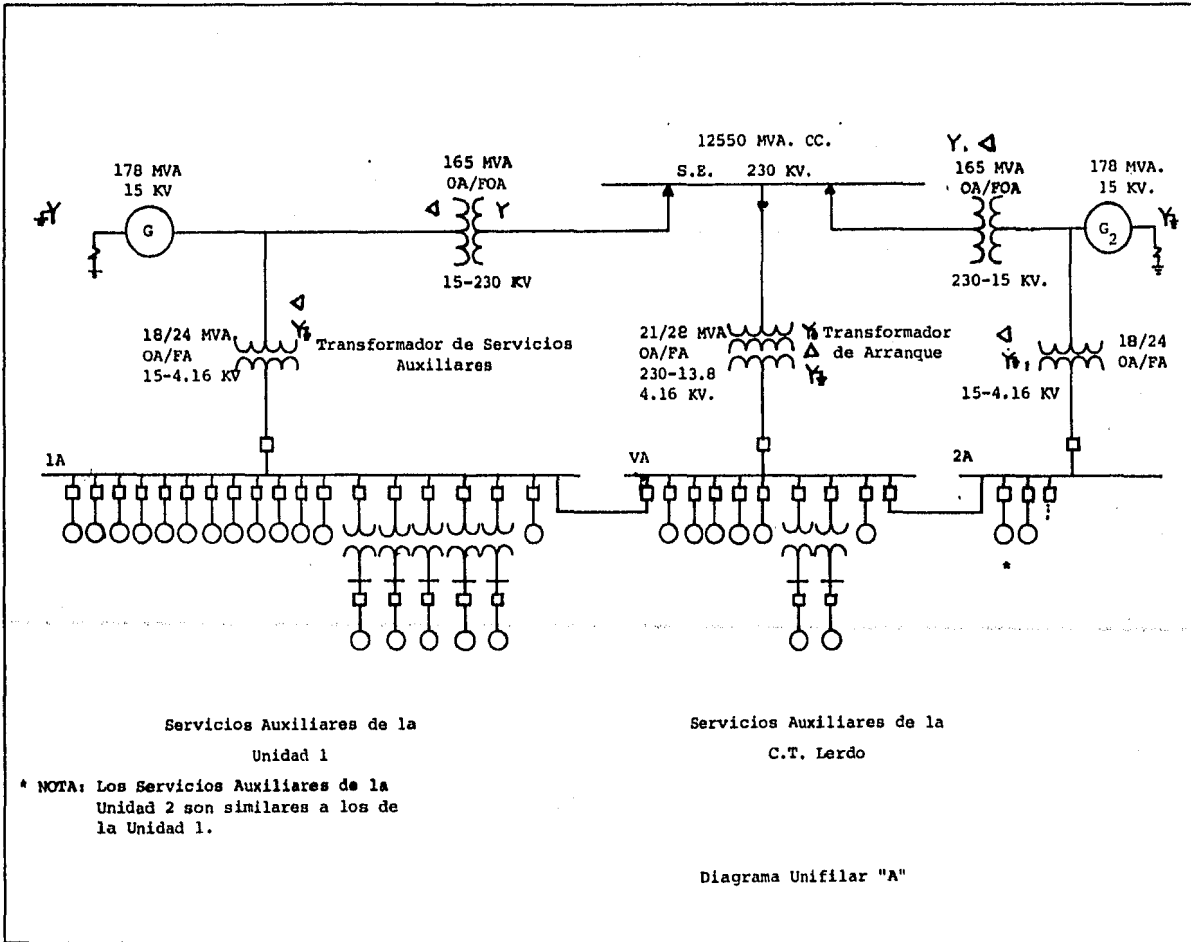
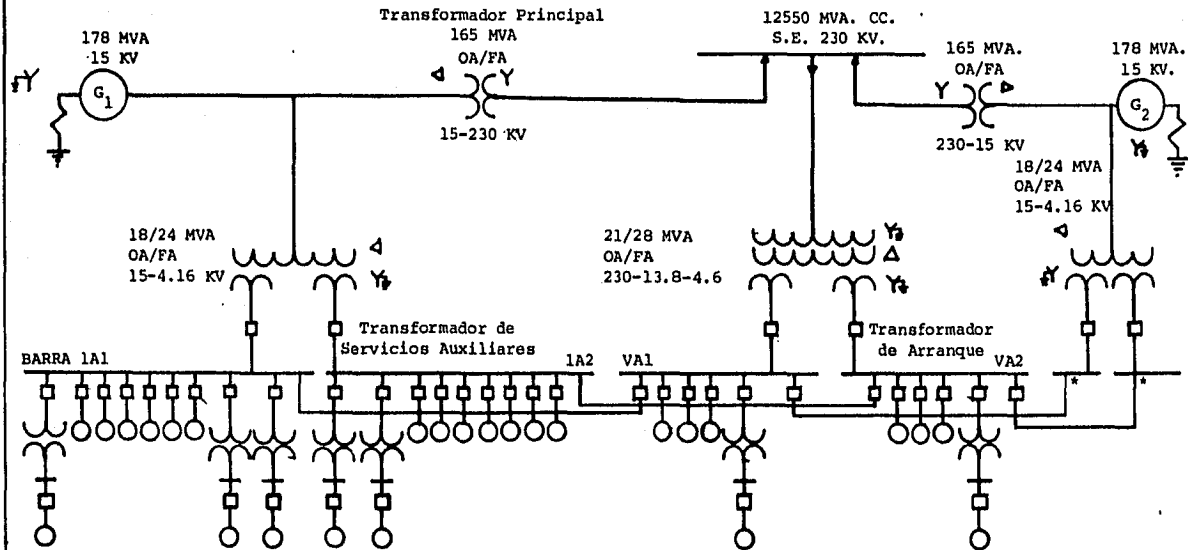


Diagrama Unifilar No. 2



* NOTA: Los Servicios Auxiliares de la Unidad 2 son similares a los de la Unidad 1

Diagrama Unifilar "B"

IV.5.2 CARACTERISTICAS DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Como ya se dijo anteriormente la impedancia de los transformadores son elementos pasivos o limitadores de las corrientes de corto circuito. Para la capacidad de 18 - - MVA, las impedancias típicas para transformadores varían entre el 5% al 7.5%, pudiéndose seleccionar una impedancia mayor al rango anterior, pero a un costo mayor.

Para el estudio de corto circuito se hará uso del método descrito en la norma ANSI C 37.010 - 1979 " American - - Standar Application Guide ", para interruptores de alta - tensión en C. A.

Un corto circuito en un sistema de corriente alterna puede producir la máxima asimetría (componente de C.D.) de la onda de corriente. La onda de corriente asimétrica - decae gradualmente hasta convertirse en una corriente simétrica.

La relación de decaimiento de la componente de C. D. se - determina por una constante de tiempo la cual es función de la razón inductancia - resistencia del circuito en estudio.

$$T_{CD} = \frac{L}{R} \text{ seg.} \quad \dots 4.31$$

La corriente total de falla es igual a :

$$I_{cc} \text{ eficaz} = \sqrt{(ICA \text{ eficaz})^2 + (ICD)^2} \quad \dots 4.32$$

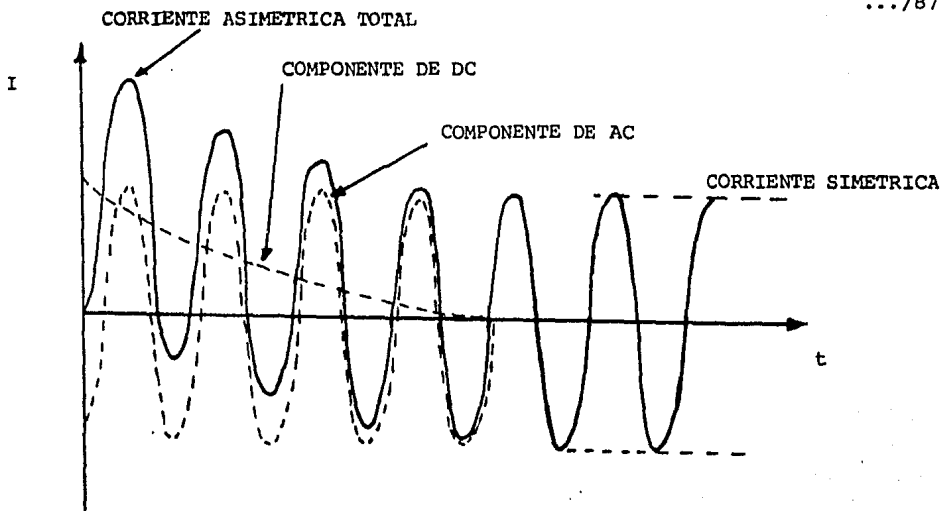


Fig. IV.13 Corriente de Corto Circuito

Otra forma de representar la constante de tiempo es : ---

$$\frac{X}{R} = T_{CD} \text{ seg.} \quad \dots 4.33$$

Si la resistencia en la ecuación 4.33 llega a ser cero la componente de C. D. nunca decaerá, y si por ejemplo el -- circuito solo contiene resistencia, es decir el valor de la reactancia es cero, la componente de C. D. decaerá ins tantáneamente. En circuitos alejados de las terminales del generador la razón $\frac{X}{R}$ es muy baja por lo que la componente de corriente directa decae rápidamente.

IV.5.2.1 FACTOR MULTIPLICATIVO (K)

El factor multiplicativo K está en función de las componentes X (reactancia) e R (resistencia) del circuito en estudio, y es utilizado para calcular la corriente de cor to circuito asimétrica total del circuito (componentes de C. A. y C. D.) en valores rms ó eficaces, a partir de la corriente de corto circuito simétrica (valor rms) que se obtiene a partir de las reactancias interruptivas del cir cuito.

IV.5.2.2 SELECCION DE LOS VALORES NOMINALES DE LOS INTERRUPTORES

Los ciclos necesarios para que los interruptores alojados en los tableros blindados (ver capítulo III), interrumpan la corriente de corto circuito consiste en el tiempo requerido para que:

- a) Los relevadores (dispositivos electromecánicos o de estado sólido, usados para protección de los motores y transformadores de subestaciones unitarias), cierran sus contactos.
- b) La bobina de disparo del interruptor actúe el mecanismo de apertura.
- c) El interruptor interrumpa el flujo de la corriente de corto circuito en su cámara.

Durante este tiempo, la corriente de corto circuito produce esfuerzos mecánicos en el interruptor y en otras partes del circuito (por ejemplo barras, conductores, etc.). Estos esfuerzos varían con el cuadrado de la corriente de corto circuito.

Durante el tiempo desde el inicio del corto circuito, hasta la separación de los contactos del interruptor, la corriente decrece en magnitud, por el decaimiento en la componente de C. D. Consecuentemente, la corriente que el interruptor corta ocurre cuatro o cinco ciclos después de la iniciación de la falla, donde el valor de la corriente es máxima (por ejem. el primer ciclo).

Debido a que las corrientes de corto circuito cambian en magnitud con el tiempo, se han establecido dos valores, que el interruptor debe ser capaz de soportar e interrumpir.

- 1) La corriente momentánea, la cual produce esfuerzos me

cánicos en el interruptor y ocurre en el 1er. ciclo, - después de la iniciación de la falla, y su valor máxi mido es: $2.54 \times I$ simétrica.

- 2) La corriente simétrica, que es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el momento de sepa ración de sus contactos.

La capacidad interruptiva se calcula como:

$$\text{Potencia de corto circuito simétrica} = P_{ccsim} = \sqrt{3} \text{ KV } I_{sim} \quad \dots 4.34$$

donde:

Kv = Kilovolts de fase a neutro del circuito

I_{sim} = Corriente de corto circuito simétrica

Para poder indicar la impedancia apropiada para los trans formadores de servicios auxiliares se seguirán los siguien tes criterios para el estudio de corto circuito:

IV.5.2.3. CRITERIOS

- a) Se supondrá una capacidad interruptiva igual a:
- I_{cc} simétrica = 40,000 amperes.
 - I_{cc} momentánea = $2.54 \times 40,000 \doteq 100,000$ amperes pico
 - I nominales = 1250 y 3150 amperes
 - $P_{cc} = \sqrt{3} \times 4160V. \times 40,000 \doteq 250$ MVA (valor en capacidad normalizado)
- que son datos de capacidades para interruptores en va cío, para uso en tableros blindados.
- b) Se utilizará el método E/X corregido para decrementos de la C.A. y C.D. explicado en la norma ANSI C37.010 - 1979 y en la Guía de Diseño de C.F.E. E 2.11.1 "Cálculo de corto circuito en media tensión del Sistema - Auxiliar de Plantas Termoeléctricas".

- c) Para el estudio de corrientes de corto circuito se -- calculará la falla trifásica, ya que impone el caso -- más crítico con respecto a la falla de fase a tierra. Para el caso de una falla de fase a tierra, depende -- de como se conecte el neutro del sistema. Esto es -- para el caso de la Central Termoeléctrica de Lerdo U- 1 y 2, el generador y los transformadores de servicios auxi- liares, tienen sus neutros aterrizados a través de im- pedancias, precisamente para limitar el valor de la - C.C. a un valor menor que la corriente de corto cir- cuito debido a una falla trifásica.
- d) Se tomarán en cuenta las máximas capacidades del sis- tema.
- e) Se toman en cuenta las tolerancias de las impedancias de los transformadores indicadas en la norma ANSI C - 57.12 " General Requiriments for Distribution, Power- and Regulating Transformers ".
- $K = -7.5\%$ (Z) para transformadores de 2 devanados y - reactores.
- $K = -10\%$ (Z) para transformadores de 3 o más devana- dos.
- f) Se considera para la máxima capacidad interruptiva, - la falla en la barra de 4.16 KV.
- g) Se considera la impedancia típica dentro del rango de 5 - 7.5% así como un valor de $Z = 11\%$ para los trans- formadores de servicios auxiliares.

IV.5.2.4 IMPEDANCIAS EN P. U.

Del diagrama unifilar mostrado en la fig."A" y "B" las bases seleccionadas son:

MVA BASE = 100

KV BASE = las correspondientes a cada nivel de tensión.

Cambiando los valores de base de las impedancias, los valores en p. u. son para:

- La impedancia de la red.

$$Z_{\text{red}} = \frac{\text{MVA base}}{P_{cc}} = \frac{100 \text{ MVA}}{12550 \text{ MVA}} = j0.008^* \text{ p. u.}$$

- La impedancia del generador G_1

$$X_{G_1 N} = X_{GV} \left(\frac{\text{MVAN}}{\text{MVAV}} \right) \left(\frac{\text{KVV}}{\text{KVN}} \right)^2$$

$$X_{G_1 N} = j0.162 \left(\frac{100}{178} \right) \left(\frac{15}{15} \right)^2 = j0.091 \text{ p. u.}$$

- La impedancia del transformador principal

$$X_{Tppal} = j0.11 \left(\frac{\text{MVAN}}{\text{MVAV}} \right) \left(\frac{\text{KVV}}{\text{KVN}} \right)^2 \cdot k$$

$$X_{Tppal} = j0.11 \left(\frac{100}{165} \right) \left(\frac{15}{15} \right)^2 0.925 = j0.062 \text{ p. u.}$$

- Para los motores de inducción**, como ejemplo:

1) Bomba de agua de alimentación a la caldera.

a) Capacidad : 2250 H.P. = 2250 KVA.

b) Corriente a rotor bloqueado:

$IRB = 6.5 \text{ I p.c.}$ (Ip.c. = corriente a plena carga).

c) Reactancia subtransitoria en p. u. en base a la tensión del motor:

$$X'd = \frac{1}{IRB} = \frac{1}{6.5} = j0.154 \text{ p. u.}$$

d) Reactancia subtransitoria en p.u. en base a la tensión de barras y MVA Base:

$$X'd = j0.154 \left(\frac{\text{MVAN}}{\text{MVAV}} \right) \left(\frac{\text{KVV}}{\text{KVN}} \right)^2 =$$

$$j0.154 \left(\frac{100}{2.250} \right) \left(\frac{4.0}{4.16} \right)^2 = j6.328 \text{ p.u.}$$

* SOLO SE TRABAJARAN CON VALORES AJUSTADOS A 2 CIFRAS SIGNIFICATIVAS.

** PARA TODOS LOS MOTORES LOS VALORES SE ENCUENTRAN RESUMIDOS EN LA TABLA IV.1

e) Reactancia interruptiva: Se considera el factor-
1.5 X"d para motores de inducción

$$X_{int} = j6.328 \times 1.5 = j9.492 \text{ p.u.}$$

f) Reactancia momentánea: Se considera el factor de
1.0 X"d

$$X_{mom} = j6.328 \times 1.0 = j6.328 \text{ p.u.}$$

- Para las subestaciones unitarias de 1250 y 1500 KVA.
De acuerdo con el párrafo 7.15 de la Norma de Diseño-
de C.F.E. E.2.11.1 se considera una carga de motores-
de inducción en H.P. igual a la capacidad máxima en -
KVA de los transformadores de dichas subestaciones, -
con una reactancia subtransitoria de 0.25 p.u.

a) X"d = j0.25 p.u.

$$X''d = j0.25 \left(\frac{MVAN}{MVAV} \right) \left(\frac{KV V}{KVN} \right)^2$$

$$X''d = j0.25 \left(\frac{100}{1.75} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 = j14.286 \text{ p.u.} \quad \text{para --}$$

S.E. unitarias de 1500 KVA.

$$X''d = j0.25 \left(\frac{100}{1.5} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 = j16.667 \text{ p.u.} \quad \text{para -}$$

S.E. unitarias de 1250 KVA.

b) Reactancias interruptivas: Se considera el factor
3.0 X"d para el grupo motor.

$$X_{int} = j14.286 \times 3.0 = j42.858 \text{ p.u.}$$

$$X_{int} = j16.667 \times 3.0 = j50 \text{ p.u.}$$

- Para los transformadores de las subestaciones unita--
rias de 1500 KVA.

$$X_{T_1} = X_{T_2} = j0.0675 \left(\frac{MVAN}{MVAV} \right) \left(\frac{KV V}{KVN} \right)^2 \times K =$$

$$j0.0675 \left(\frac{1.75}{1.5} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 \times 0.925 = j0.0728 \text{ p.u.}$$

$$X_{T_1} = X_{T_2} = j0.0728 \left(\frac{100}{1.75} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 = j4.16 \text{ p.u.}$$

$$X_{T_1} = X_{T_2} = j4.16 \text{ p.u.}$$

- Para los transformadores de las subestaciones unitarias de 1250 KVA.

$$X_{T_3} = X_{T_4} = X_{T_5} = j0.0675 \left(\frac{1.5}{1.25} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 = 0.925 = 0.0749 \text{ p.u.}$$

$$X_{T_3} = X_{T_4} = X_{T_5} = j0.0749 \left(\frac{100}{1.5} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 = j4.993 \text{ p.u.}$$

IV.5.2.5 RELACIONES X/R

De acuerdo a la guía de diseño C.F.E E2.11.1 y a la Norma ANSI-C37.010 - 1979 Application Guide for A C High - Voltage Circuit, las relaciones típicas para los equipos son (ver figuras: IV.14, IV.15 y IV.16.

- Generador:

$$X/R = 80 \quad X = X_{int.} = 0.091 \text{ p.u.}$$

$$R = X/80 = 0.091/80 = 0.0011 \text{ p.u.}$$

- Para los motores de inducción: por ejemplo BAAC*

$$X/R = 32 \quad X = X_{int.} = 9.492 \text{ p.u.}$$

$$R = X/32 = 9.492/32 = 0.297 \text{ p.u.}$$

- Para las subestaciones unitarias de 1500 KVA

$$X/R = 27 \quad X = X_{int.} = 42.858 \text{ p.u.}$$

$$R = X/27 = 42.858/27 = 1.587 \text{ p.u.}$$

- Para las subestaciones unitarias de 1250 KVA.

$$X/R = 21 \quad X = X_{int.} = 50 \text{ p.u.}$$

$$R = X/21 = 50/21 = 2.381 \text{ p.u.}$$

- Para los transformadores de 1500 KVA. T_1 y T_2

$$X/R = 10 \quad X = X_{int.} = 4.16 \text{ p.u.}$$

$$R = X/R = 4.16/10 = 0.416 \text{ p.u.}$$

- Para los transformadores de 1250 KVA. T_3 , T_4 y T_5

$$X/R = 10 \quad X = X_{int.} = 4.993 \text{ p.u.}$$

$$R = X/R = 4.993/10 = 0.499 \text{ p.u.}$$

* PARA LOS DEMAS MOTORES VER TABLA No. IV.1

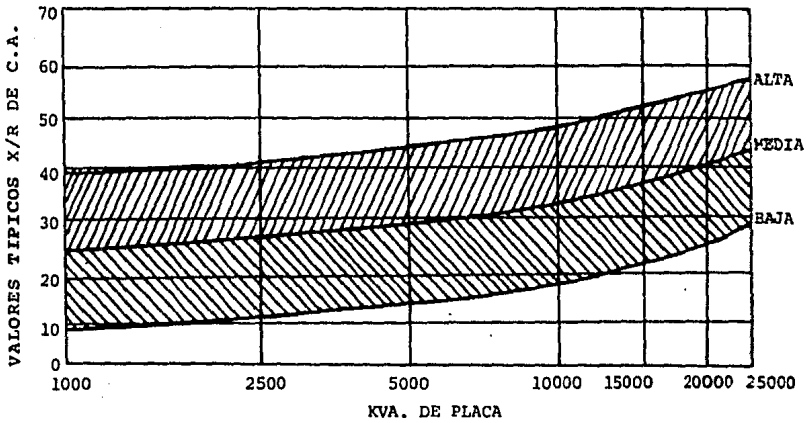


Fig. IV.14 Amplitud de variación de X/R para generadores pequeños y motores síncronos (rotor sólido y polos salientes)

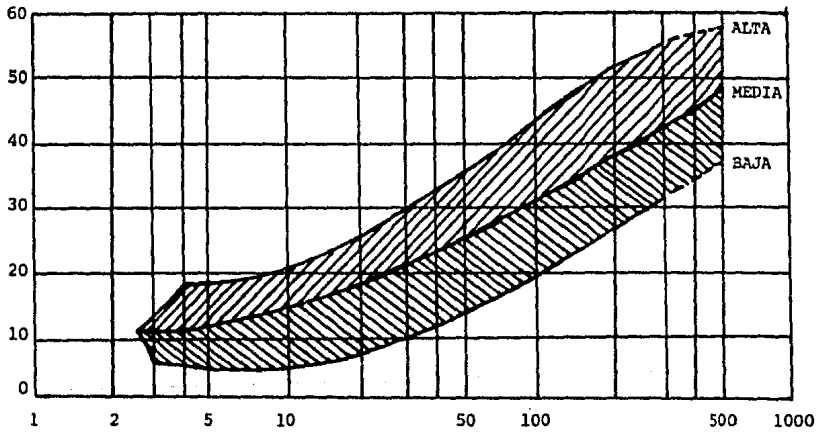


Fig. IV.15 Amplitud de variación X/R para transformadores de potencia.

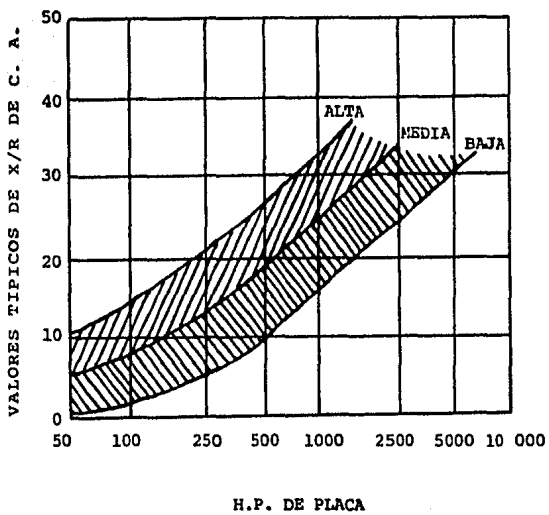


FIG. IV.16 Amplitud de variación X/R para motores de inducción trifásicos.

- Para el sistema.

$$X/R = 10 \quad X = X_{int.} = 0.008 \text{ p.u.}$$

$$R = X/R = 0.008/10 = 0.0008 \text{ p.u.}$$

T A B L A IV.1
VALORES EN P.U.

E Q U I P O	H.P. = KVA.	X _{int.}	X _{nom.}	X/R	R
B.A.A.C.	2250	9.492	6.328	32	0.297
B.S.M.H.	600	35.500	23.066	21	1.690
B.S.M.S.	900	23.667	15.777	24	0.986
B. COND.	500	42.600	28.400	20	2.130
C. AIR. SERV.	250	85.200	56.800	14	6.086
C. AIR. INST.	250	85.200	56.800	14	6.086
V. T. F.	900	23.667	15.778	24	0.986
V. T. I.	1250	17.040	11.360	26	0.655
V. R. G.	500	42.600	28.400	20	2.130
T.T. ENFTO. 1 X B11 (T ₁)	1500	4.16	4.16	10	0.416
T.T. ENFTO. 1 X B12 (T ₂)	1500	4.16	4.16	10	0.416
T.T. ENFTO. 1 X B21 (T ₃)	1250	4.993	4.993	10	0.499
T.T. ENFTO. 1 X B22 (T ₄)	1250	4.993	4.993	10	0.499
T. SERV. PROPIOS (T ₅)	1250	4.993	4.993	10	0.499
S.E. UNITARIAS 1750 KVA		42.858	14.286	27	1.587
S.E. UNITARIAS 1500 KVA		50	16.667	21	2.381
SISTEMA	12550 MVA CC	0.008	0.008	10	0.0008
GENERADOR	178 MVA	0.091	0.091	80	0.0011
TRANSF. PRINCIPAL	165 MVA	0.062	0.062	36	0.0017

IV.6 CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CON UN DEVANADO SECUNDARIO.

IV.6.1 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES Z=5%

Para una falla trifásica la corriente de corto circuito, utilizando las componentes simétricas se obtiene a partir del diagrama de secuencia positiva, por lo tanto aplicando el Método del Bus infinito.

$$I_{cc} = \frac{KVA \text{ BASE}}{\sqrt{3} \text{ KV BASE} \times Z_{eq} \text{ (p.u.)}} \quad \dots 4.35$$

donde: I_{cc} = I_{cc} simétrica

e: I_{cc} asimétrica = $K I_{cc}$ simétrica

donde K está en función de la relación X/R

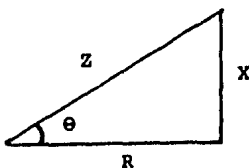
De acuerdo a lo mencionado en el inciso IV.5.2. las impedancias típicas de los transformadores de servicios auxiliares en base a su capacidad y nivel de aislamiento varía de 5% a 7.5%.

Para seleccionar la impedancia adecuada del transformador con un devanado secundario, empezaremos el estudio de corto circuito con una impedancia de 5%.

- Impedancia del transformador en p.u.

Del libro Transmission and Distribution, la resistencia en % para un transformador con clase de aislamiento de 15 KV. y potencia de 18 MVA es: $R = 0.38\%$

Del triángulo de impedancias en $Z = 5\%$



$$\cos\theta = \frac{R}{Z} \text{ y } \text{sen}\theta = \frac{X}{Z}$$

$$\cos\theta = \frac{0.38}{5} = 0.076 \therefore \text{ang } \cos 0.076 = 85.64^\circ$$

$$\text{sen}\theta = \frac{X}{5} = \text{sen } 85.64 = 0.997$$

$$\therefore X = 5(0.997) = 4.98\%$$

$$Z^* = 0.38 + j4.98 \text{ y en p.u. } Z_{0/1} = 0.0038 + j0.0498$$

Cambiando a valor base:

$$Z_{0/1} = Z_{0/1V} \left(\frac{MVAN}{MVAV} \right) \left(\frac{KV V}{KVN} \right)^2 \times K \quad \dots 4.36$$

$$Z_{0/1 N} = (0.0038 + j0.0498) \left(\frac{100}{18} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 \times 0.925$$

$$Z_{Ta_{ux}} = 0.0195 + j0.256 \text{ p.u.}$$

Con respecto a lo indicado en el inciso IV.5.2.3 la capacidad interruptiva en los interruptores será: Iccsimétrica = 40,000 amperes y Iccsim = 100,000 AMP.

Por lo tanto para una falla trifásica en el punto F del diagrama unifilar No. 1 (fig. IV.17) el diagrama de reactancias interruptivas será el mostrado en la fig. IV.18.

La reactancia equivalente de corto circuito será:

$$X_{eq_1} = X_{\text{sistema}} + X_{Tppal.}$$

$$X_{eq_1} = j0.008 + j0.062 = j0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_2} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq_1}} + \frac{1}{X_{G_1}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0.07} + \frac{1}{j0.091}} = j0.04 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_3} = X_{eq_2} + X_{Taux} = j0.04 + j0.256 = j0.296 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_4} = X_9 + X_{19} = j4.16 + j42.858 = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_5} = X_{10} + X_{20} = j4.16 + j42.858 = j47.018 \text{ p.u.}$$

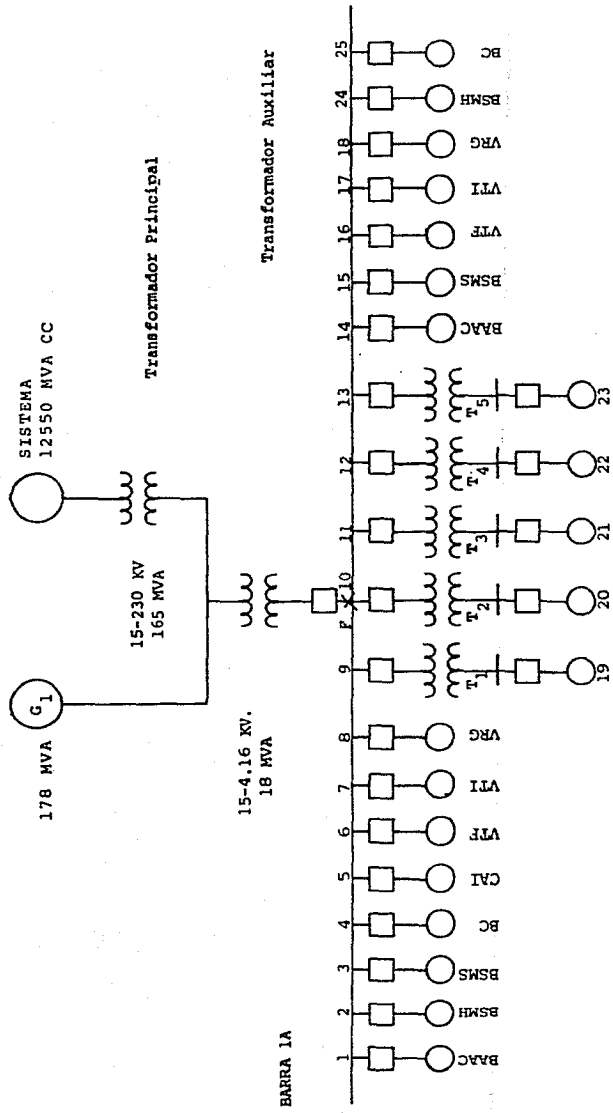
$$X_{eq_6} = X_{11} + X_{21} = j4.993 + j50 = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_7} = X_{12} + X_{22} = j4.993 + j50 = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_8} = X_{13} + X_{23} = j4.993 + j50 = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_9} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_{eq_4}} + \frac{1}{X_{eq_5}} + \frac{1}{X_{eq_6}} + \frac{1}{X_{eq_7}} + \frac{1}{X_{eq_8}} + \frac{1}{X_{14}} + \dots + \frac{1}{X_{18}}} =$$

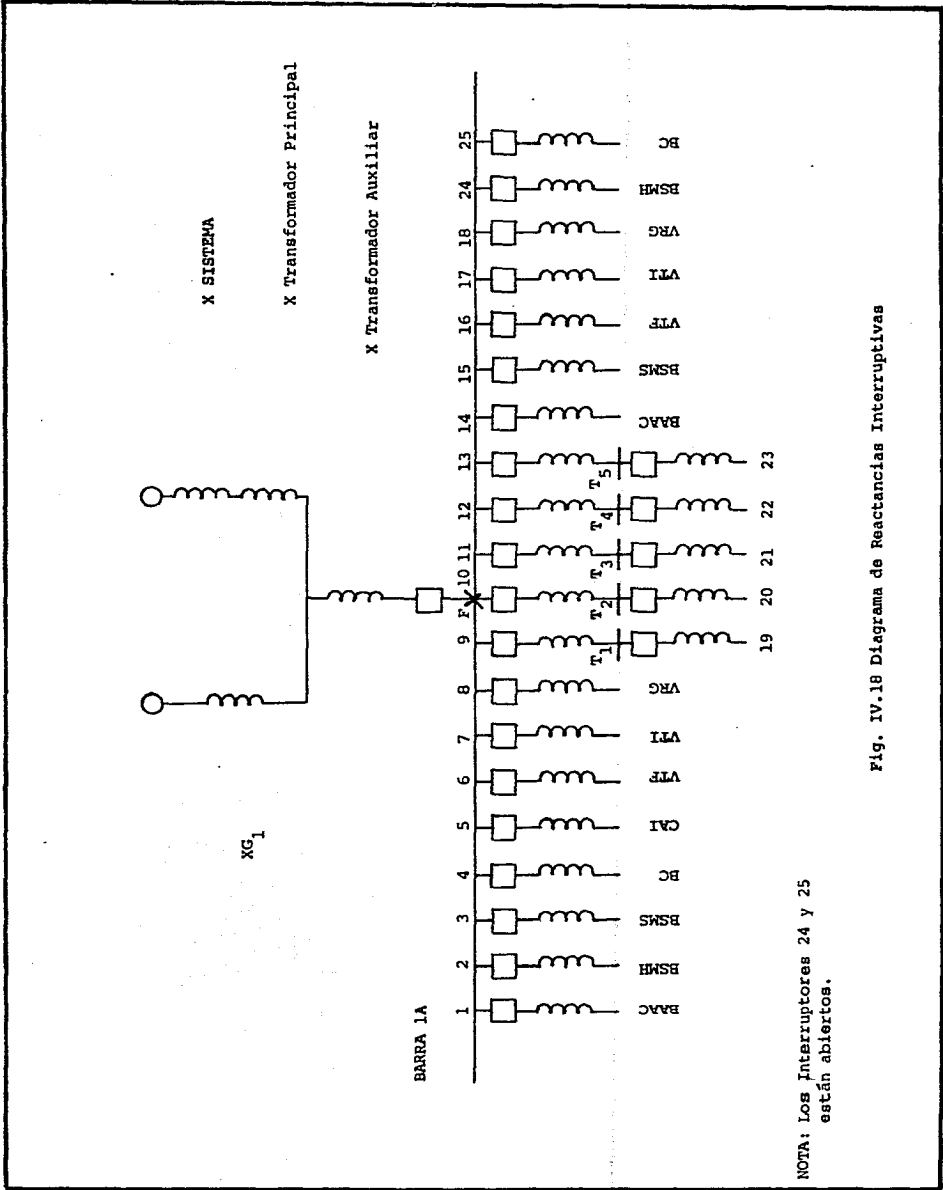
$$\frac{1}{j0.704} = j1.42$$



NOTA: Los Interruptores 24 y 25 están abiertos

Fig. IV.17 Diagrama Unifilar No. 1

Transformador de Servicios Auxiliares con un devanado secundario



NOTA: Los interruptores 24 y 25 están abiertos.

Fig. IV.18 Diagrama de Reactancias Interruptiones

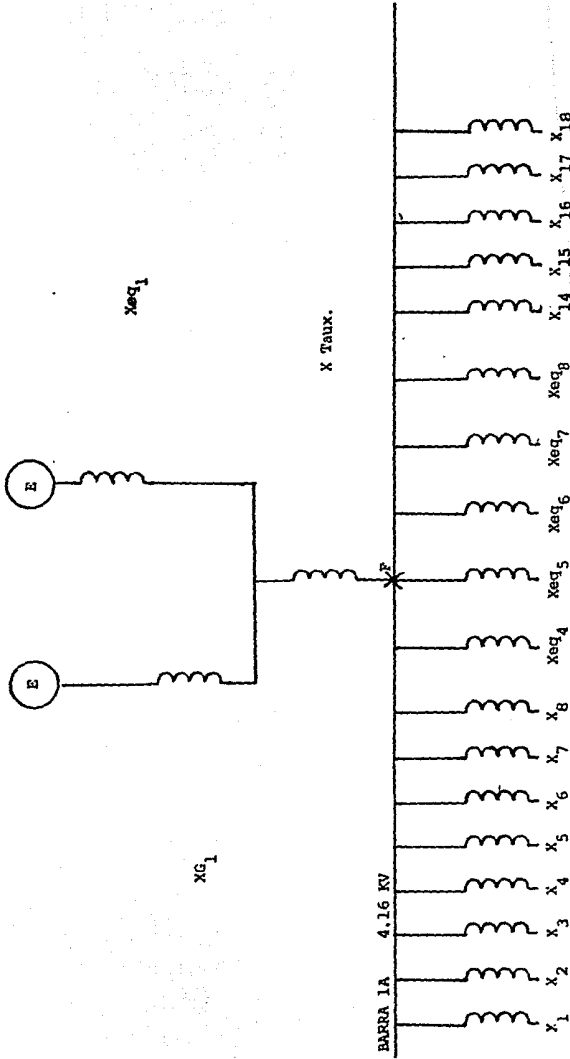


Fig. IV.19 Reducción del diagrama de reactancias interruptivas.

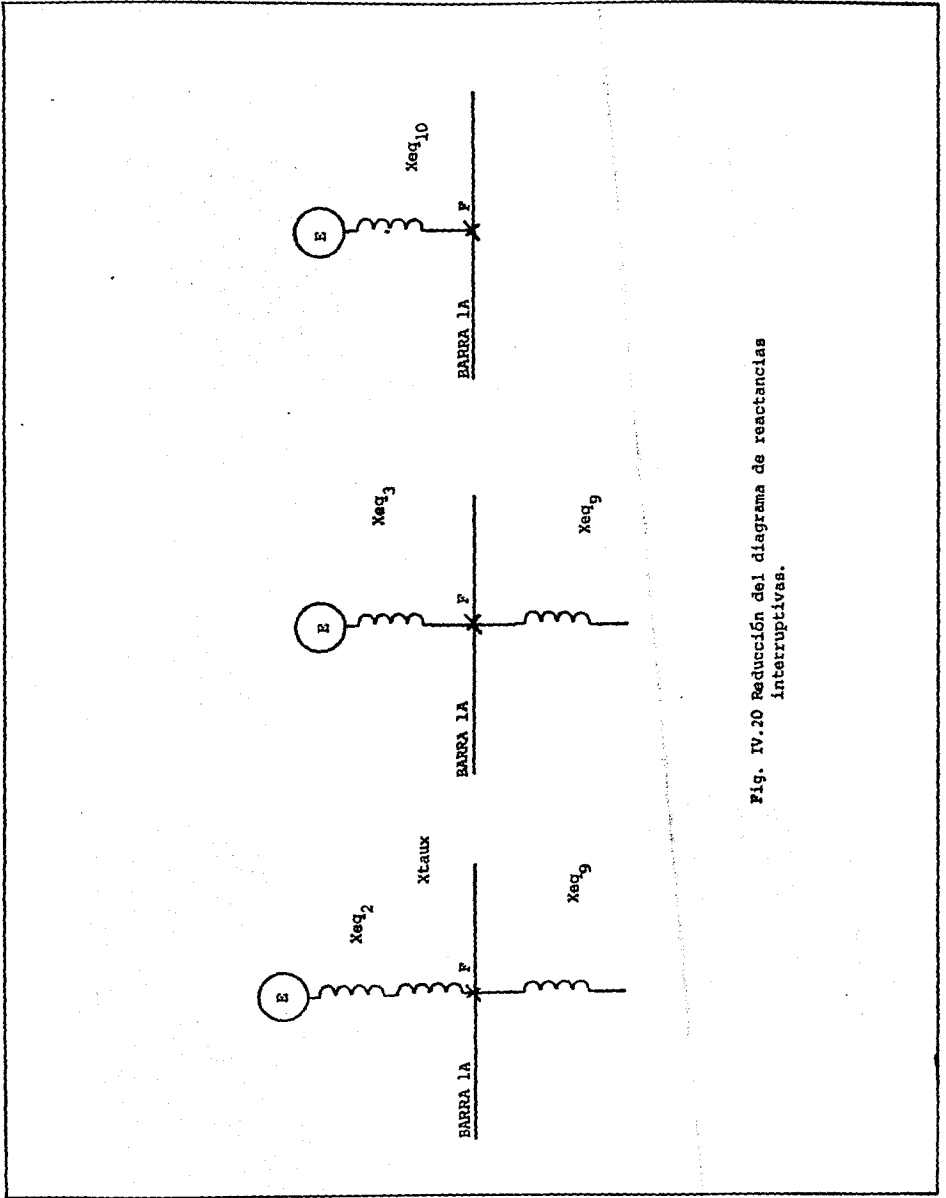


Fig. IV.20 Reducción del diagrama de reactancias interruptivas.

$$X_{eq_{10}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq_3}} + \frac{1}{X_{eq_9}}} = \frac{1}{j0.296 + j1.42} = j0.244 \text{ p.u.}$$

La resistencia equivalente de corto circuito se obtiene - a partir del diagrama de resistencias (ver fig. IV.21)

$$Req_1 = R \text{ sistema} + RT \text{ ppal.} = 0.0008 + 0.0017 = 0.0025 \text{ p.u.}$$

$$Req_2 = \frac{Req_1 \cdot RG_1}{Req_1 + RG_1} = \frac{(0.0025)(0.0011)}{0.0025 + 0.0011} = 0.0008 \text{ p.u.}$$

$$Req_3 = Req_2 + RT_{aux.} = 0.0008 + 0.0195 = 0.020 \text{ p.u.}$$

$$Req_4 = R_9 + R_{19} = 0.416 + 1.587 = 2.003 \approx 2 \text{ p.u.}$$

$$Req_5 = R_{10} + R_{20} = 0.416 + 1.587 = 2.003 \approx 2 \text{ p.u.}$$

$$Req_6 = R_{11} + R_{21} = 0.499 + 2.381 = 2.88 \text{ p.u.}$$

$$Req_7 = R_{12} + R_{22} = 0.499 + 2.381 = 2.88 \text{ p.u.}$$

$$Req_8 = R_{13} + R_{23} = 0.499 + 2.381 = 2.88 \text{ p.u.}$$

$$Req_9 = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{Req_4} + \frac{1}{Req_5} + \frac{1}{Req_6} + \frac{1}{Req_7} + \frac{1}{Req_8} + \frac{1}{R_{14}} + \dots + \frac{1}{R_{18}}}$$

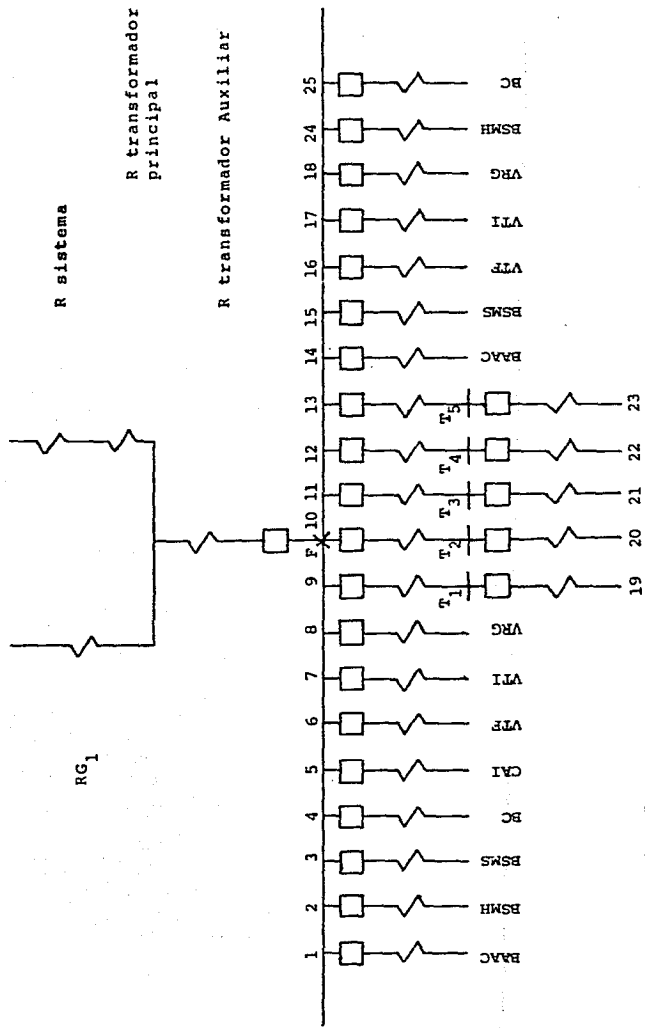
$$\frac{1}{18.050} = 0.055 \text{ p.u.}$$

$$Req_{10} = \frac{1}{\frac{1}{Req_3} + \frac{1}{Req_9}} = \frac{1}{0.020 + 0.055} = 0.015 \text{ p.u.}$$

De la fig. No. IV.24 para interruptor de 5 ciclos

$$\text{el factor de simetría es : } X/R = \frac{0.244}{0.015} = 16.26$$

$$\therefore K = f(X/R) = 1.02$$



NOTA: Los Interruptores 24 y 25 están abiertos

Fig. IV.21 Diagrama de Resistencias

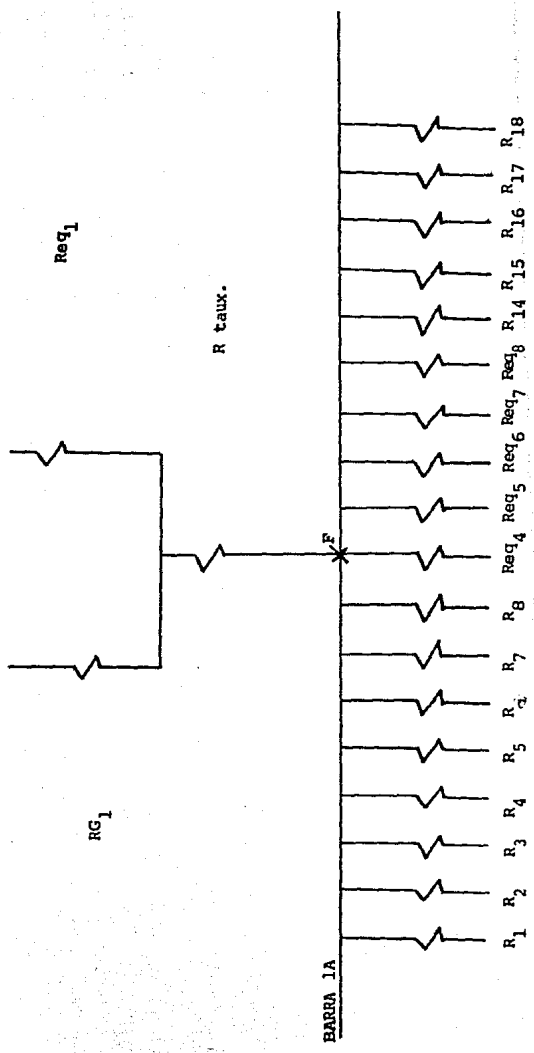


Fig. IV.22 Reducción del diagrama de resistencias

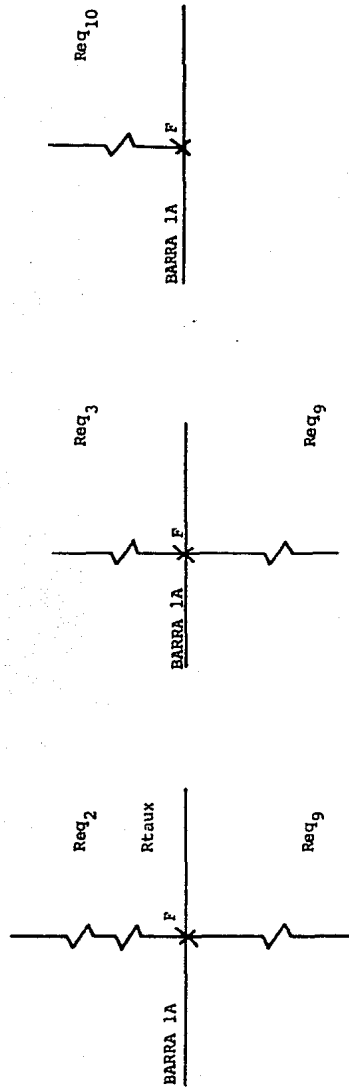


Fig. IV.23 Reducción del diagrama de resistencias

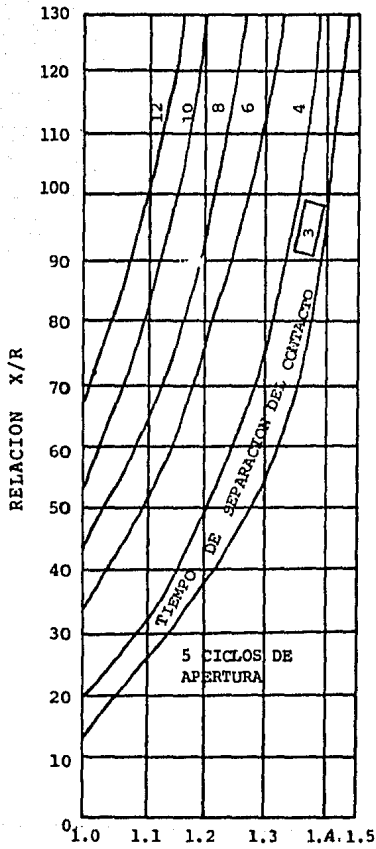


Fig. IV.24 Factores de Simetría

La tensión máxima de operación en el punto de falla es de 1.05 p.u., por lo tanto la corriente de corto circuito simétrica para falla trifásica es:

$$I_{cc} \text{ p.u.} = \frac{1.05 \text{ p.u.}}{X_{eq10} \text{ p.u.}} = \frac{1.05}{0.244} = 4.302$$

La corriente en amperes es:

$$I_B = \frac{MVAB \times 1000}{\sqrt{3} \times KVB} = \frac{100 \times 1000}{1.732 \times 4.16} \doteq 13,879 \text{ AMP.}$$

$$I_{cc} = I_B \times I_{cc} \text{ p.u.} = 13879 \times 4.302 = 59,707.46 \text{ AMP.}$$

La corriente de corto circuito asimétrica es:

$$I_{cc_{ASIM}} = I_{cc} \times K = 59,707.46 \times 1.02 = 60,901.60 \text{ AMP.}$$

$$\text{Valor pico de dicha corriente} = 60,901.60 \times \sqrt{2} = 86,127.88 \text{ AMP.}$$

Dado que ICC en el punto de la falla es mayor que la I interruptiva de los interruptores, se concluye que la impedancia $Z = 5\%$ del Transformador de Auxiliares no es la adecuada.

IV.6.2 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES $Z=7.5\%$

Siguiendo el mismo procedimiento usado con anterioridad, la impedancia del Transformador en valores base será:

$$\cos \theta = \frac{0.38}{7.5} = 0.051 \therefore \text{ang } \cos 0.051 = 87.09^\circ$$

$$\text{sen } \theta = \frac{X}{7.5} = \text{sen } 87.09^\circ = 0.999 \therefore X = 7.5 (0.999) = 7.49$$

$$Z\% = 0.38 + j7.49 \text{ y en p.u.} = Z \text{ 0/1} = 0.0038 + j0.0749$$

$$Z \text{ 0/1N} = (0.0038 + j0.0749) \left(\frac{100}{18}\right) \left(\frac{4.16}{4.16}\right)^2 \times 0.925$$

$$Z_{Taux} = 0.0195 + j0.385 \text{ p.u.}$$

Haciendo uso nuevamente del diagrama de reactancias mostrado en la fig. IV,18 y sustituyendo la nueva impedancia del Taux. la reactancia equivalente para una falla trifásica es:

$$X_{eq_1} = j0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_2} = j0.04 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_3} = j0.04 + j0.385 = j0.425 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_4} = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_5} = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_6} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_7} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_8} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_9} = j1.42 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_{10}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq_3}} + \frac{1}{X_{eq_9}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0.425} + \frac{1}{j1.42}} = j0.327 \text{ p.u.}$$

La resistencia equivalente de corto circuito a partir del diagrama de resistencias es la misma, por lo tanto:

$R_{eq_{10}} = 0.015 \text{ p.u.}$, el factor multiplicativo es:

$$X/R = \frac{0.327}{0.015} = 21.8$$

De la fig. no. IV.24 para interruptor de cinco ciclos el factor $K = 1.075$. La corriente para una falla trifásica es:

$$I_{cc} = \frac{1.05}{0.327} = 3.211$$

La corriente en amperes es:

$$I_{cc} = I_B \times I_{ccp.u.} = 13879 \times 3.211 = 44,565.47 \text{ AMP.}$$

$$I_{cc_{ASIM}} = I_{cc} \times K = 44,565.47 \times 1.075 = 47,907.88 \text{ AMP.}$$

$$\text{Valor pico} = 47,907.88 \times \sqrt{2} = 67,751.97 \text{ AMP.}$$

En vista de que la corriente de corto circuito en el punto de falla es todavía mayor que la corriente de 40 KA -- considerada como máxima para los interruptores, se concluye que dicho transformador requiere un valor de impedan--

cia fuera del rango típico (5 - 7.5%). Por lo tanto se procederá a escoger un valor mayor de impedancia.

IV.6.3. IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES $Z=11\%$ CON UN DEVANADO SECUNDARIO.

Haciendo nuevamente uso del procedimiento aplicado para $Z=5\%$ y $Z=7.5\%$, la impedancia del transformador será:

$$\cos\theta = \frac{0.38}{11} = 0.035 \quad \therefore \text{ang } \cos 0.035 = 87.99^\circ$$

$$\text{sen}\theta = \frac{X}{11} = \text{sen } 87.99^\circ = 0.999 \quad \therefore X = 11(0.999) = 10.99$$

En por ciento:

$$Z \text{ O/O} = 0.38 + j10.99$$

En p.u. y en valores base:

$$Z \text{ O/1} = 0.0038 + j0.1099$$

$$Z \text{ O/1} = (0.0038 + j0.1099) \left(\frac{100}{18} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 \times 0.925$$

$$Z_{\text{Taux.}} = 0.0195 + j0.564 \text{ p.u.}$$

Sustituyendo sólo la nueva impedancia del transformador en el diagrama de reactancias y resistencias, para una -- falla trifásica en el punto F tenemos, la reactancia de c.c. equivalente es:

$$X_{eq_1} = j0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_2} = j0.04 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_3} = j0.04 + 0.564 = j0.64 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_4} = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_5} = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_6} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_7} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_8} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_9} = j1.42 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq_{10}} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq_3}} + \frac{1}{X_{eq_9}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0.604} + \frac{1}{j1.42}} = j0.423 \text{ p.u.}$$

La resistencia de c.c. es:

$R_{eq_{10}} = 0.015 \text{ p.u.}$ por lo tanto el factor multiplicativo es:

$$\frac{X}{R} = \frac{0.423}{0.015} = 28.2$$

De la fig. No. IV.24 para interruptor de cinco ciclos:

$$K = 1.12$$

La corriente de corto circuito simétrica es:

$$I_{cc} = \frac{1.05}{0.423} = 2.482 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc} = 13879 \times 2,482 = 34,447.67 \text{ AMP.}$$

La corriente de corto circuito asimétrica es:

$$I_{cc \text{ asim}} = I_{cc} \times K = 34,447.67 \times 1.12 = 38,581.40 \text{ AMP.}$$

$$\text{Valor pico} = 38,581.40 \times \sqrt{2} = 54,562.33 \text{ AMP.}$$

Como la corriente de corto circuito es menor que la corriente simétrica del interruptor, con el valor de impedancia de $Z = 11\%$ en el transformador de servicios auxiliares y debido a la experiencia dentro de C.F.E. en no adquirir transformadores con altas impedancias debido a que producen grandes caídas de tensión en el sistema de servicios auxiliares, es necesario estudiar una nueva alternativa.

La nueva alternativa para disminuir la corriente de corto circuito en el sistema de los servicios auxiliares de la Central, es colocando un reactor limitador de corriente en el lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares; la impedancia seleccionada para ésta alternativa será 7.5%

IV.6.4 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES CON UN DEVANADO SECUNDARIO, REACTOR Y Z = 7.5%.

Para este caso la relación $\frac{X}{R}$ es desconocida por lo tanto la máxima corriente de corto circuito simétrica del interruptor será el 80% de la corriente de 40 KA.

$$I_{cc} = 40,000 \times 0.8 = 32,000 \text{ AMPERES; en p.u.} = \frac{32,000 \text{ A}}{13,879 \text{ A}} = 2.30 \text{ p.u.}$$

La impedancia en p.u. del transformador de acuerdo al inciso IV.6.2 es:

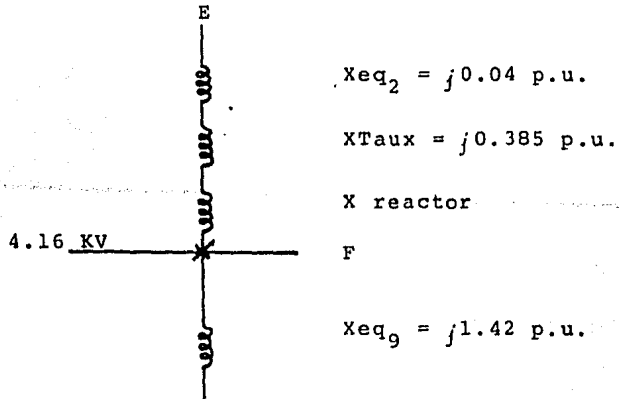
$$Z_{Taux} = 0.0195 + j0.385 \text{ p.u.}$$

La reactancia de corte circuito para una falla trifásica, es:

$$I_{cc} \text{ p.u.} = \frac{E}{X_{p.u.}}$$

$$I_{cc} = 2.30 = \frac{1.05}{X} \text{ p.u.} \therefore X = \frac{1.05}{2.30} = 0.456 \text{ p.u.}$$

El diagrama de reactancias interruptivas incluyendo al reactor es:



Obtenemos: $X_{eq_3} = X_{eq_2} + X_{Taux} = j0.04 + j0.385 = j0.425 \text{ p.u.}$

$$X = \frac{(X_{eq_3} + X_{reactor}) (X_{eq_9})}{X_{eq_3} + X_{reactor} + X_{eq_9}}$$

sustituyendo valores:

$$j 0.456 = \frac{(j0.425 + jX \text{ reactor}) (j1.42)}{j0.425 + jX \text{ reactor} + j1.42}$$

despejando X reactor:

$$j0.456 (j0.425 + jX \text{ reactor} + j1.42) = -0.603 - 1.42 X \text{ reactor}$$

$$- 0.194 - 0.456 X \text{ reactor} - 0.648 = -0.603 - 1.42 X \text{ reactor}$$

$$0.964 X \text{ reactor} = 0.239$$

$$X \text{ reactor} = \frac{0.239}{0.964} = j0.248 \text{ p.u.}$$

La reactancia del reactor a 24 MVA BASE: potencia máxima del transformador:

$$X \text{ reactor} = j0.248 \left(\frac{24}{100} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 = 0.0595 \approx j0.06 \text{ p.u.}$$

Como para el estudio de corto circuito $X = 0.925$ para --- transformadores de 2 devanados y reactores.

$$X \text{ reactor} = \frac{0.06}{0.925} = j0.0648 \approx j0.065 \text{ p.u.}$$

$$X \text{ reactor} \% = 6.5\%$$

La reactancia en ohms/fase es:

$$X \text{ reactor} = X \text{ p.u.} \left(\frac{\text{KV}^2}{\text{MVA}} \right) = 0.065 \frac{(4.16)^2}{24} = 0.047 \ \Omega / \text{fase}$$

La corriente nominal del reactor es:

$$I \text{ del reactor} = \frac{24 \ 000 \ \text{KVA}}{\sqrt{3} \cdot 4.16 \ \text{KV}} = 3330 \ \text{AMP.}$$

La potencia del reactor es:

$$\text{KVA} = 0.003 (X \text{ reactor} \ \Omega / f) (I_{\text{nom}})^2$$

$$= 0.003 (0.047) (3330)^2 = 1563.5 \ \text{KVA} \quad 1.6 \ \text{MVA.}$$

La reactancia del reactor a 1.6 MVA es:

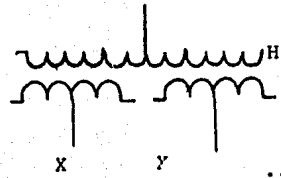
$$X \text{ reactor} = 0.065 \left(\frac{1.6}{24} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 = 0.0043 \text{ p.u.}$$

$$X \text{ reactor} = 0.43 \%$$

IV.7 CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CON DOBLE DEVANADO SECUNDARIO.

IV.7.1 IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES: - -
 H-X = 7.5%, H-Y=7.5%, X-Y = 15%.

Las impedancias en % del transformador son:



$$Z_H = \frac{1}{2} (Z_{H-X} + Z_{H-Y} - Z_{X-Y}) \quad \dots 4.37$$

$$Z_X = \frac{1}{2} (Z_{H-X} + Z_{X-Y} - Z_{H-Y}) \quad \dots 4.38$$

$$Z_Y = \frac{1}{2} (Z_{H-Y} + Z_{X-Y} - Z_{H-X}) \quad \dots 4.39$$

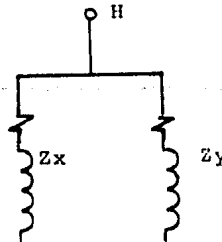
Sustituyendo valores en las ecuaciones anteriores, tenemos:

$$Z_H = \frac{1}{2} (7.5 + 7.5 - 15) = 0$$

$$Z_X = \frac{1}{2} (7.5 + 15 - 7.5) = 7.5$$

$$Z_Y = \frac{1}{2} (7.5 + 15 - 7.5) = 7.5$$

El circuito equivalente es:



y la capacidad para cada devanado secundario es:

$$\frac{18 \text{ MVA}}{2} = 9 \text{ MVA}$$

De acuerdo con el inciso IV.6.2 las impedancias en valores base serán:

$$Z_x \text{ 0/1 N} = (0.0038 + j0.0749) \left(\frac{100}{9}\right) \left(\frac{4.16}{4.16}\right)^2 \times 0.9 = 0.038 + j0.749 \text{ p.u.}$$

$$Z_y \text{ 0/1 N} = 0.038 + j0.749 \text{ p.u.}$$

Del diagrama No. IV.26 las corrientes de corto circuito en el punto F, considerado el punto más crítico son obtenidas como:

$$X_{eq1} = j0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq2} = j0.04 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq3} = X7 + X11 = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq4} = X8 + X12 = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq5} = X9 + X13 = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq6} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \dots + \frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_{eq3}} + \frac{1}{X_{eq4}} + \frac{1}{X_{eq5}}} = \frac{1}{-j0.332} = j3.005 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq7} = X20 + X24 = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq8} = X21 + X25 = j54.993 \text{ p.u.}$$

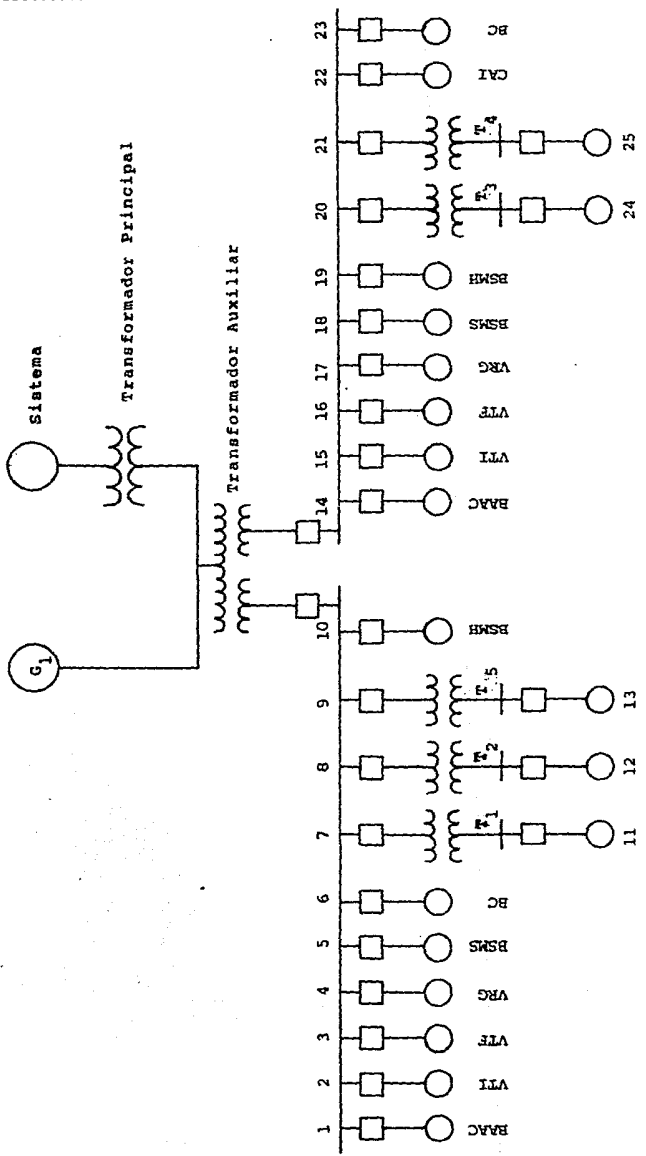
$$X_{eq9} = \frac{1}{\frac{1}{X_{14}} + \dots + \frac{1}{X_{19}} + \frac{1}{X_{eq7}} + \frac{1}{X_{eq8}} + \frac{1}{X_{22}} + \frac{1}{X_{23}}} = \frac{1}{-j0.372} = j2.688 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq10} = X_{eq6} + X_{Taux} = j3.005 + j0.749 = j3.754 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq11} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq2}} + \frac{1}{X_{eq10}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0.04} + \frac{1}{3.754}} = \frac{1}{-j25.26} = j0.04 \text{ p.u.}$$

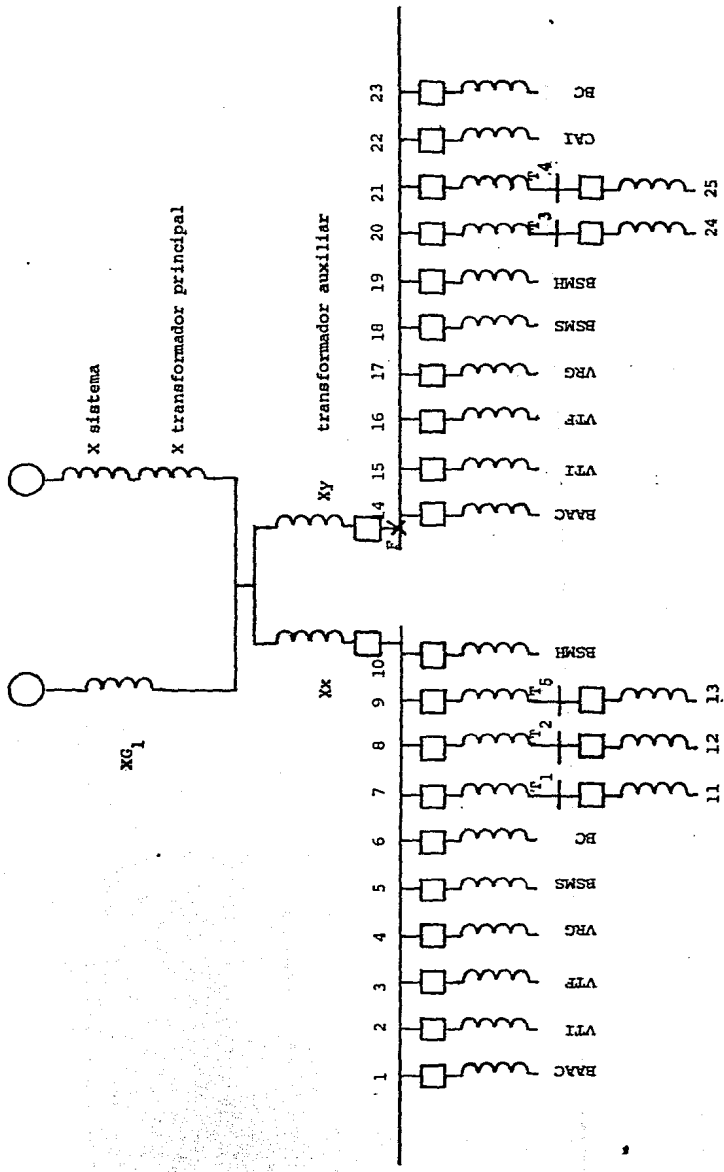
$$X_{eq12} = X_{eq11} + X_{Taux} = j0.04 + j0.749 = j0.789 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq13} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq12}} + \frac{1}{X_{eq9}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0.789} + \frac{1}{j2.688}} = \frac{1}{-j1.639} = j0.610 \text{ p.u.}$$



NOTA: Los Interruptores 6 y 10
están abiertos

Fig. IV.25 Diagrama Unifilar No. 2
Transformador de servicios auxiliares con
doble devanado secundario.



NOTA: Los Interruptores 6 y 10 están abiertos

Fig. IV.26 Diagrama de reactancias interruptivas

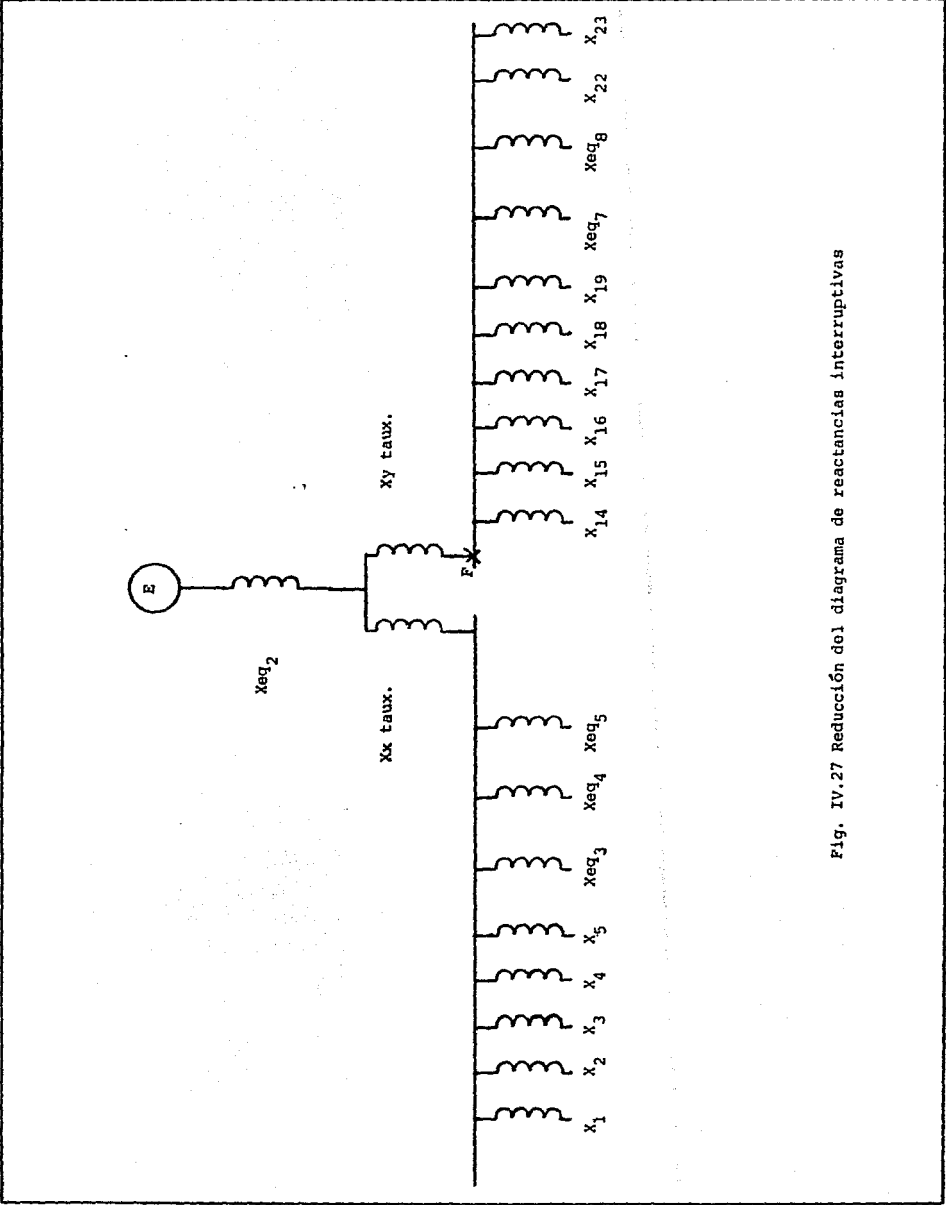


Fig. IV.27 Reducción del diagrama de reactancias interruptivas

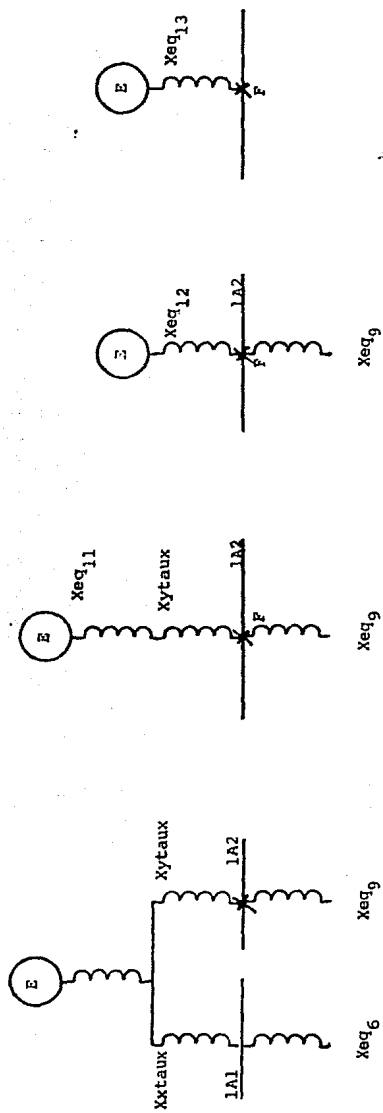


Fig. IV.28 Reducción del diagrama de reactancias interruptivas

La resistencia equivalente de corto circuito se obtiene a partir del diagrama de resistencias (ver fig. IV.29)

$$\text{Req}_1 = R_{\text{sistema}} + R_{Tppal} = 0.0008 + 0.0017 = 0.0025 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_2 = \frac{\text{Req}_1 \cdot R_{G1}}{\text{Req}_1 + R_{G1}} = \frac{(0.0025)(0.0011)}{0.0025 + 0.0011} = 0.0008 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_3 = R_7 + R_{11} = 0.416 + 1.587 = 2.003 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_4 = R_8 + R_{12} = 0.416 + 1.587 = 2.003 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_5 = R_9 + R_{13} = 0.499 + 2.381 = 2.88 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_6 = R_{20} + R_{24} = 0.499 + 2.381 = 2.88 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_7 = R_{21} + R_{25} = 0.499 + 2.381 = 2.88 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_8 = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \dots + \frac{1}{R_5} + \frac{1}{\text{Req}_3} + \frac{1}{\text{Req}_4} + \frac{1}{\text{Req}_5}} = \frac{1}{8.737} = 0.114 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_9 = \frac{1}{\frac{1}{R_{14}} + \dots + \frac{1}{R_{19}} + \frac{1}{\text{Req}_6} + \frac{1}{\text{Req}_7} + \frac{1}{R_{22}} + \frac{1}{R_{23}}} = \frac{1}{9.311} = 0.107 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_{10} = R_{XTaux} + \text{Req}_8 = 0.038 + 0.114 \text{ p.u.} = 0.152 \text{ p.u.}$$

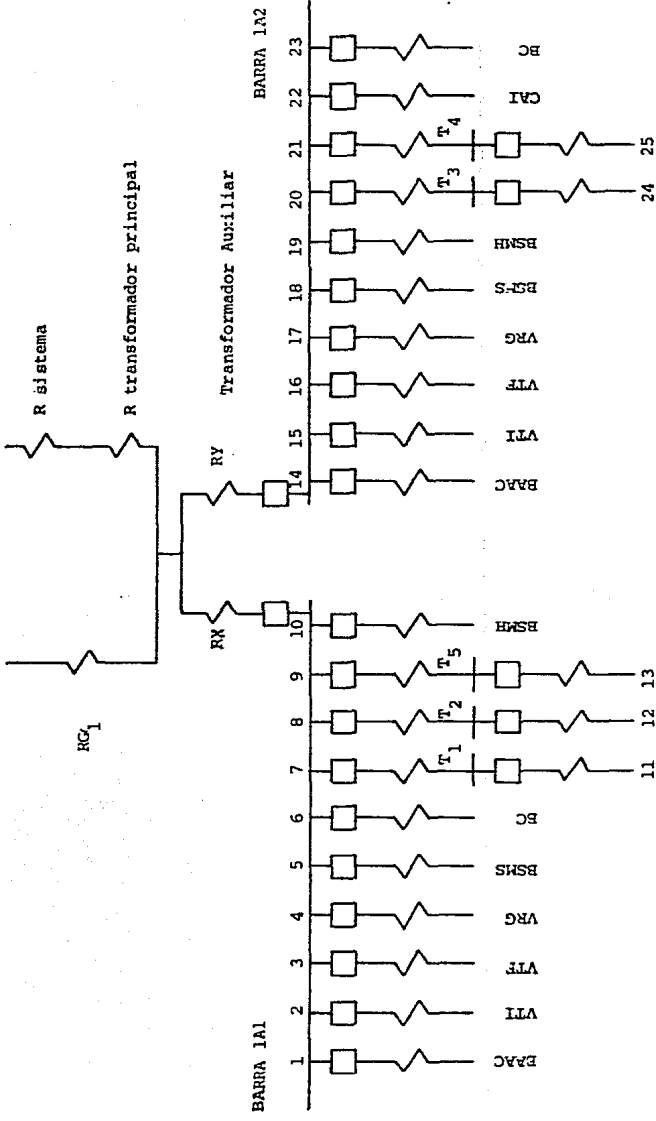
$$\text{Req}_{11} = \frac{1}{\frac{1}{\text{Req}_{10}} + \frac{1}{\text{Req}_2}} = \frac{1}{\frac{1}{0.152} + \frac{1}{0.0008}} = 0.0008 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_{12} = R_{yTaux} + \text{Req}_{11} = 0.038 + 0.0006 = 0.0388 \text{ p.u.}$$

$$\text{Req}_{13} = \frac{1}{\frac{1}{\text{Req}_{12}} + \frac{1}{\text{Req}_9}} = \frac{1}{\frac{1}{0.0388} + \frac{1}{0.107}} = 0.028 \text{ p.u.}$$

De la fig. No. IV.24 para interruptor de 5 ciclos.

$$\text{El factor de simetría es : } \frac{X}{R} = \frac{0.610}{0.028} = 21.78$$



NOTA: Los Interruptores 6 y 10 están abiertos.

Fig. IV.29 Diagrama de Resistencias.

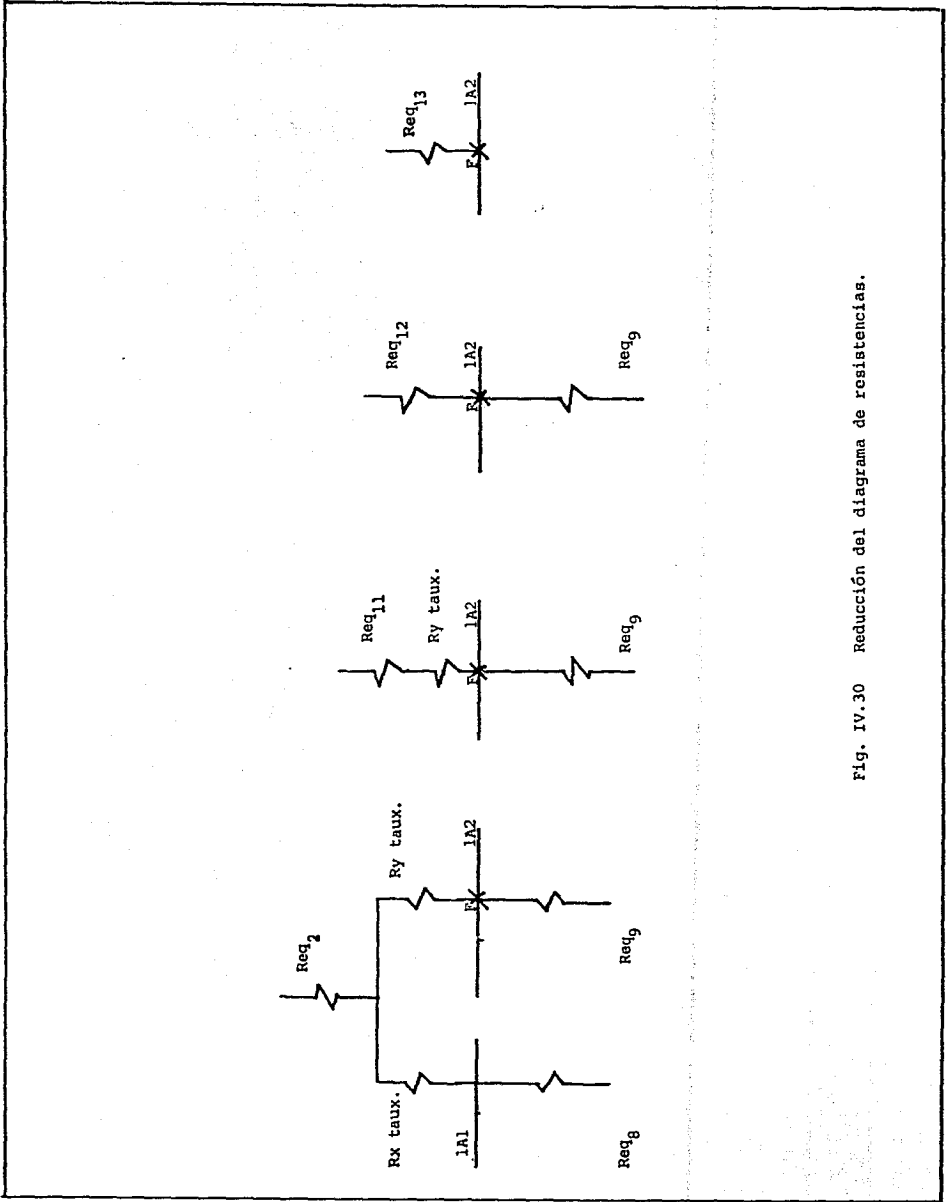


Fig. IV.30 Reducción del diagrama de resistencias.

$$\therefore K = \frac{X}{R} = 1.08$$

La corriente de corto circuito simétrica para falla trifásica es:

$$I_{cc} \text{ p.u.} = \frac{1.05 \text{ p.u.}}{X_{eq_{13}} \text{ p.u.}} = \frac{1.05}{0.610} = 1.721 \text{ p.u.}$$

La corriente en amperes es:

$$I_B = \frac{MVAB \times 1000}{\sqrt{3} \times KVB} = \frac{100 \times 1000}{\sqrt{3} \times 4.16} = 13,879 \text{ AMP.}$$

$$I_{cc} = I_B \times I_{ccp.u.} = 13879 \times 1.721 = 23,885.76 \text{ AMP}$$

La corriente de corto circuito asimétrica es:

$$I_{ccasim} = I_{cc} \times K = 23,885.76 \times 1.08 = 25,796.62 \text{ AMP.}$$

y su valor pico es:

$$I_{cc_{asim}} = 25,796.62 \times \sqrt{2} = 36,481.92 \text{ AMP.}$$

Para este caso la capacidad interruptiva queda muy holgada; lo que nos permite reducir la impedancia del transformador a un valor menor a 7.5% de impedancia por devanado-secundario.

IV.7.2. IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.

$$H - X = 6.5\% \quad H - Y = 6.5\% \quad X - Y = 13\%$$

Siguiendo el mismo procedimiento del inciso IV.6.1 y IV.7.1 obtenemos:

$$\cos\theta = \frac{0.38}{6.5} = 0.058 \quad \therefore \text{ang } \cos 0.058 = 86.57^\circ$$

$$\text{sen } 86.67^\circ = 0.999$$

$$X = 6.5 (0.999) = 6.49\%$$

$$Z_X \text{ O/1N} = (0.0038 + j0.0649) \frac{100}{9} \frac{4.16}{4.16} \cdot 0.9 =$$

$$0.038 + j0.649 \text{ p.u.}$$

$$ZY_{0/1N} = 0.038 + j0.649 \text{ p.u.}$$

Como sólo cambia la impedancia del transformador auxiliar siguen siendo válidas las siguientes equivalencias:

$$X_{eq1} = j0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq2} = j0.04 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq3} = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq4} = j47.018 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq5} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq6} = j3.005 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq7} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq8} = j54.993 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq9} = j2.688 \text{ p.u.}$$

sustituyendo el nuevo valor de impedancias:

$$X_{eq10} = X_{eq6} + X_{xT.aux.} = j3.005 + j0.649 = j3.654 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq11} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq2}} + \frac{1}{X_{eq10}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0.04} + \frac{1}{j3.654}} = j0.04 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq12} = X_{eq11} + X_{yT.aux.} = j0.04 + j0.649 = j0.689 \text{ p.u.}$$

$$X_{eq13} = \frac{1}{\frac{1}{X_{eq12}} + \frac{1}{X_{eq9}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0.689} + \frac{1}{j2.688}} = 0.548 \text{ p.u.}$$

La resistencia equivalente es la misma

$$R_{eq13} = 0.028 \text{ p.u.}$$

El factor de simetría es igual a :

$$\frac{X}{R} = \frac{0.548}{0.028} = 19.57 \approx 20$$

por lo tanto $K = 1.05$ aproximadamente.

La corriente de corto circuito para una falla trifásica - en el punto F es: tomando 2 tap's de + 2.5% del transformador:

$$I_{cc} \text{ p.u. } = \frac{1.05}{0.548} = 1.916 \text{ p.u.}$$

En amperes:

$$I_{cc} = I_B \times I_{cc} \text{ p.u.} = 13879 \times 1.916 = 26,592.16 \text{ AMP.}$$

La corriente de corto circuito asimétrica es:

$$I_{cc} \text{ asim.} = 26,592.16 \times 1.05 = 27,921.77 \text{ AMP.}$$

y su valor pico es:

$$I_{cc} \text{ asim.} = 27,921.77 \times \sqrt{2} \doteq 39,487.34 \text{ AMP.}$$

De lo anterior se puede observar que en este caso la capacidad interruptiva da un margen para posibles incrementos en los equipos de servicios auxiliares de la central.

IV.8 ESTUDIO DE CAIDA DE TENSION Y REGULACION.

IV.8.1 GENERALES.

Para mantener al mínimo las caídas de tensión y mantener una buena regulación del transformador es necesario que sus impedancias sean tan bajas como sea posible.

Los cálculos de caída de tensión y regulación generalmente se derivan de una simple aplicación de la ley de Ohm.

La tensión adecuada en cada barra o bus del sistema de distribución en la Planta o Central, es considerada como uno de los factores mas esenciales para el correcto funcionamiento de los servicios auxiliares de la misma.

La condición de operación de arranque es considerada im--

portante especialmente cuando la Central se haya en un lugar remoto y la potencia de arranque es suministrada a -- través de un sistema de potencia débil o a través de una -- línea de transmisión larga y de capacidad limitada. Para satisfacer la condición de operación de arranque en la -- Central se cuenta con el Transformador de Arranque.

Usualmente durante la operación a plena carga, la poten-- cia es suministrada a través de los transformadores de -- servicios auxiliares.

IV.8.2 ARRANQUE DE MOTORES

En aplicaciones de planas de potencia, el tipo de arranque a tensión plena en los motores, es usado a fin de obtener simplicidad y economía en el equipo de arranque. - Todos los motores de inducción y síncronos modernos están diseñados para resistir la aplicación de tensión plena -- estando parados sin dañar los devanados del motor.

Cuando son estudiadas las características de arranque de un motor de inducción del tipo industrial, para propósitos generales está visto que el motor absorbe una gran cantidad de corriente reactiva (corriente con un gran ángulo - de atraso, ver capítulo III) durante su periodo de arranque. Si el tamaño del motor es bastante grande comparado con la capacidad de la fuente de alimentación, esta corriente de arranque pudiera crear algunos efectos indeseables, tales como luz parpadeante y caída de contactores - en el sistema auxiliar. Por esta razón en los cálculos de caída de tensión, el arranque del motor más grande conectado a la barra o bus del sistema de servicios auxiliares es estudiado. Generalmente la mínima tensión durante el arranque para un motor mayor de 250 H.P. es del 80% del voltaje normal. Cuando el motor es arrancado con -- una tensión menor a la mínima permitida, tardará en acelerar y esto pudiera causar sobrecalentamiento en el mismo - o que no pudiera arrancar del todo.

IV.8.3 FACTORES PARA SER CONSIDERADOS EN EL ARRANQUE DEL MOTOR

Los siguientes factores deben ser tomados en consideración en el arranque del motor:

- a) La tensión de la barra o bus durante el arranque no debe caer lo suficientemente bajo para causar la interrupción del funcionamiento de los motores y la desconexión de los arrancadores de los Centros de Control de Motores (CCM'S). Un motor con el 70% de la tensión aplicada tiene solamente un 49% de sus características de par a tensión nominal de placa. Así un motor con 200% de par máximo de tensión pararía si operando a plena carga la tensión cae hasta el 70%.
- b) La caída de tensión puede causar fluctuaciones en el alumbrado y aún originar la desconexión de los controles del motor.
- c) Puesto que el tiempo de aceleración aumenta con valores de tensión por abajo de la tensión nominal, el calentamiento del rotor puede llegar a ser un serio problema. La curva térmica límite (rotor bloqueado y arranque) y las curvas de corriente de arranque coincidirán o aún se traslaparán si la tensión es demasiado baja.

IV.8.4 FUNCIONAMIENTO DE MOTORES

Si un motor es arrancado en una barra o bus del sistema de distribución de servicios auxiliares, en paralelo con otros motores funcionando, los motores en operación, serán afectados por la caída de tensión de la barra.

El grado de efecto sobre los motores en operación depende de su carga. La corriente para un motor ligeramente cargado tenderá a cambiar considerablemente menos que en un motor pesadamente cargado sobre un amplio rango de tensión.

nes. Un motor completamente cargado tenderá a absorber KVA constantes. La velocidad y el factor de potencia no cambian apreciablemente con variaciones de tensión de línea despreciables.

La salida en KW permanece relativamente constante cuando la tensión baja, pero la corriente de entrada aumenta. - Así a un 80% de tensión, la corriente de motores en operación completamente cargados aumenta a aproximadamente 125%. Esta corriente adicional fluyendo a través de la impedancia de alimentación del sistema (transformador de servicios auxiliares en este caso) resulta en una caída de tensión.

En cálculos a mano los KVA constantes de los motores en operación son convertidos a impedancia, considerando una tensión asumida en la barra y después combinados con la impedancia del motor en proceso de arranque, para encontrar la impedancia de carga equivalente.

Los motores absorben mucha corriente (5 - 7 veces la corriente nominal, dependiendo de los KVA a rotor bloqueado) durante su arranque y como el factor de potencia de estas corrientes es muy bajo (de 0.1 a 0.20); la totalidad de las necesidades de KVA es potencia reactiva (Q).

En cálculos a mano, los motores en proceso de arranque son representados por sus impedancias correspondientes a los KVA a rotor bloqueado.

IV.8.5 METODO DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION

Los cálculos de caída de tensión pueden variar de una simple relación de impedancia a cálculos de computadora - un tanto complejos; para determinar el efecto de cargas en operación y motores en proceso de arranque.

Un método simple para cálculos y razonablemente exacto -- para los sistemas radiales (Los sistemas de las Centrales Termoelectricas lo son) es el de relación de impedancia.* Este método se basa en las relaciones de impedancia del circuito en por ciento o en p.u., en el cual las relaciones de impedancia de diferentes segmentos de circuito, determinan las magnitudes de tensión en por ciento o p.u. Es decir se supone una corriente de 1.0 p.u. fluyendo a través del circuito entero bajo consideración. Por supuesto, la caída de tensión causada por esta corriente será directamente proporcional a la impedancia del circuito.

IV.8.5.1 CONSIDERACIONES DEL METODO DE RELACION DE IMPEDANCIA

Las siguientes consideraciones son tomadas en cuenta por el método de relación de impedancia.

- 1) Mínimas capacidades del Sistema.
- 2) Las tolerancias en las impedancias de los transformadores de servicios auxiliares son las siguientes:
 $K = 7.5\%$ (Z) para transformadores de 2 devanados.
 $K = 10\%$ (Z) para transformadores de 3 devanados.
- 3) Se supone una tensión de 0.95 p.u. para la barra en operación normal.
- 4) Se supone una tensión de 0.80 p.u. para la barra en operación normal con el motor mayor en proceso de arranque.

IV.8.6 CALCULOS

Se analizarán los siguientes casos:

- 1) Transformador de servicios auxiliares con un devanado secundario, $Z = 7.5\%$ y reactor.

* Método usado por C.F.E.

- 2) Transformador de servicios auxiliares con doble devanado secundario ZH-X = 6.5%, ZH-Y = 6.5%, ya que son los dos casos en los cuales se cumple con la condición de capacidad interruptiva, y que están dentro del rango típico de impedancias (5 - 7.5%) para transformadores de 18/24 MVA, OA/FA.

IV.8.6.1 TRANSFORMADOR CON Z = 7.5%, UN DEVANADO SECUNDARIO Y REACTOR

En este caso el diagrama unifilar correspondiente está -- representado en la fig. IV.17 donde todos los servicios auxiliares son alimentados a través de una sola barra o bus 1A.

Por consiguiente de la tabla III.5 y conforme al modo de operación (100% ó reserva) la capacidad del sistema es:

CAPACIDAD = 18152.13 KVA.

La impedancia del transformador de servicios auxiliares - es p.u. es: a 100 MVA base y 4.16 KV.

$$Z_{0/1}_N = Z_{0/1} \left(\frac{MVAN}{MVAV} \right) \left(\frac{KVv}{KVN} \right)^2 \times K$$

donde:

$$Z_{0/1} = 0.075$$

$$MVAN = 100$$

$$MVAV = 18$$

$$KVv = KVN = 4.16$$

$$K = 1.075 \text{ (para transformadores con 2 devanados)}$$

del inciso IV.6.2 $R = 0.38\%$ por lo tanto:

$$Z_{0/1} = 0.0038 + j0.0749$$

sustituyendo valores:

$$\dot{Z}_1 \text{ 0/1} = 0.0038 + j0.0749 \left(\frac{100}{18} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 \times 1.075$$

$$\dot{Z}_1 \text{ 0/1} = 0.023 + j0.447 \text{ p.u.}$$

La impedancia del reactor se obtiene a partir de los datos del inciso IV.6.4 y considerando su resistencia despreciable.

X reactor = 0.43% a 1.6 MVA y 4.16 KV.

a 100 MVA y a 4.16 KV con K = 1.075

$$\dot{Z}_2 \text{ O/1} = 0.043 \left(\frac{100}{1.6} \right) \left(\frac{4.16}{4.16} \right)^2 \times 1.075$$

$$\dot{Z}_2 \text{ O/1} = 0.289 \text{ p.u.}$$

La determinación de la tensión en el BUS 1A. es a partir de:

a) La impedancia en operación normal

$$\dot{KVA}_1 = 18152.13 \angle 27.90^\circ$$

$$\dot{KVA}_1 = 16041 + j8496.25$$

$$\dot{Z}_3 \% = \frac{100 \text{ MVA BASE} \times 100}{\text{MVA}}$$

$$\dot{Z}_3 \% = \frac{100 \times 100}{18.152} = 550.93$$

$$\dot{Z}_3 \text{ O/1} = 5.51 \angle 27.90^\circ$$

corrigiendo para el 95% del voltaje nominal en la barra $V = 0.95 \text{ p.u.}$

$$\dot{Z}_3 \text{ O/1} = 5.51 (0.95)^2 = 4.973 \angle 27.90^\circ$$

$$\dot{Z}_3 \text{ O/1} = 4.395 + j2.327$$

b) Impedancia en operación normal del BUS1A menos la impedancia de la Bomba de Agua de Alimentación a la caldera (BAAC).

$$\dot{KVA}_2 = \dot{KVA}_1 - \dot{KVABAAC}$$

$$\dot{KVA}_2 = (\dot{KW}_1 + j\dot{KVAR}_1) - (\dot{KWBAAC} + j\dot{KVARBAAC})$$

$$\dot{KVA}_2 = (KW_1 - KWBAAC) + j(KVAR_1 - KVARBAAC)$$

De la tabla III.5 las potencias de la BAAC son:

$$KVABAAC = 1766.84 + j830.54$$

Por lo tanto:

$$\dot{KVA}_2 = (16041 - 1766.84) + j(8496.25 - 830.45)$$

$$\dot{KVA}_2 = 14274.16 + j7665.80$$

$$\dot{KVA}_2 = 16202.35 \angle 28.23^\circ \quad \therefore MVA_2 = 16.202$$

$$\dot{Z}_4 \% = \frac{100 \times 100}{16.202} = 617.20$$

$$\dot{Z}_4 0/1 = 6.172 \angle 28.23^\circ$$

Corrigiendo para el 95% del voltaje nominal en la barra $V = 0.95$ p.u.

$$\dot{Z}_4 0/1 = 6.172 (0.95)^2 = 5.57 \angle 28.23^\circ$$

$$\dot{Z}_4 0/1 = 4.907 + j2.635$$

- c) Impedancia de Arranque de la Bomba de Agua de Alimentación a la Caldera (BAAC).

Los KVA a rotor bloqueado se calculan a partir de:

$$KVA_{RB} = \frac{V \cdot IRB \cdot \sqrt{3}}{1000}$$

$V = 4000$ V. (Tensión nominal del motor)

La corriente a rotor bloqueado IRB se obtiene a partir de la letra de diseño del motor, para este caso es letra F - (ver tabla III.2) pero para efectos de cálculos se toma el valor de 6.5 veces la corriente a plena carga.

$$IRB = 6.5 \cdot Ip.c.$$

$$Ip.c. = \frac{KVAp.c.}{\sqrt{3} \cdot KVp.c.} = \frac{1952.31}{\sqrt{3} \cdot 4} = 282 \text{ amp.}$$

$$IRB = 6.5 \cdot 282 = 1833 \text{ amp.}$$

$$KVA \text{ RB} = \frac{4000 \times 1833 \times \sqrt{3}}{1000} = 12699$$

Durante el arranque los motores de inducción presentan un factor de potencia muy bajo, por lo tanto considerando un f.p. de 0.1 tenemos que:

$$\cos \theta = \text{f.p.} \quad \therefore \theta = \arccos 0.1 = 84.26^\circ$$

$$KVA \text{ RB} = 12699 \angle 84.26^\circ$$

$$MVA \text{ RB} = 12.699 \angle 84.26^\circ$$

$$Z_5 \ \% = \frac{100 \times 100}{12.699} = 787.46$$

$$Z_5 \ \% = 7.87 \angle 82.26^\circ$$

$$Z_5 \ 0/1 = 0.787 + j 7.83$$

- d) Impedancia en operación normal BUS 1A menos la impedancia de la BAAC y el arranque de esta.

Corrigiendo para el 80% del voltaje nominal en la barra o bus $V = 0.80$ p.u. la impedancia $Z_4 \ 0/1$.

$$Z_4 \ 0/1 = (4.907 + j2.635) (0.80)^2 = 3.140 + j1.686$$

$$Z_4 \ 0/1 = 3.564 \angle 28.23^\circ$$

Se corrige el 80% debido a que es la mínima tensión en la barra al arrancar la BAAC.

Reduciendo las impedancias de operación normal y arranque de la BAAC a una impedancia equivalente tenemos:

$$\begin{aligned} Z_4 \ 0/1 \ 80\% + Z_5 \ 0/1 &= (3.140 + j1.686) + (0.787 + j7.83) \\ &= 3.927 + j9.516 = 10.294 \angle 67.57^\circ \end{aligned}$$

$$\dot{Z}_6 \text{ 0/1} = \frac{\dot{Z}_4 \text{ 0/1 } 80\% \cdot \dot{Z}_5 \text{ 0/1}}{\dot{Z}_4 \text{ 0/1 } 80\% + \dot{Z}_5 \text{ 0/1}}$$

$$\dot{Z}_6 \text{ 0/1} = \frac{(3.564 \angle 28.23^\circ) (7.87 \angle 84.26^\circ)}{10.294 \angle 67.57^\circ}$$

$$\dot{Z}_6 \text{ 0/1} = \frac{28.048 \angle 112.49^\circ}{10.294 \angle 67.57^\circ}$$

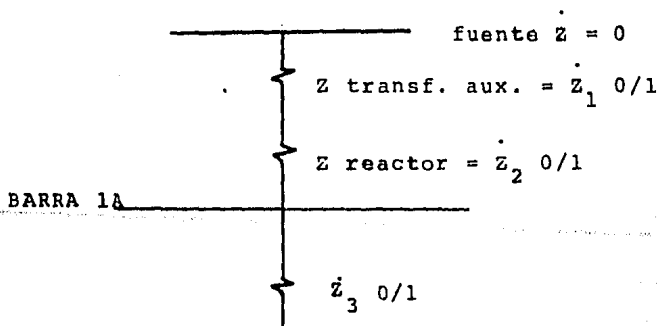
$$\dot{Z}_6 \text{ 0/1} = 2.725 \angle 44.92^\circ$$

$$\dot{Z}_6 \text{ 0/1} = 1.93 + j1.924$$

- e) Determinación de la tensión en la Barra o BUS 1A alimentado del transformador de servicios auxiliares con carga en operación normal.

Si suponemos que la fuente genera a una tensión constante alimentando al transformador de servicios auxiliares, la impedancia de dicha fuente es cero.

Para determinar la tensión en la barra 1A se considera el siguiente diagrama de impedancias:



La impedancia equivalente es:

$$\dot{Z}_7 \text{ 0/1} = \dot{Z}_1 \text{ 0/1} + \dot{Z}_2 \text{ 0/1} + \dot{Z}_3 \text{ 0/1}$$

$$\dot{Z}_7 \text{ 0/1} = (0.023 + j0.447) + j0.289 + (4.395 + j2.327)$$

$$\dot{Z}_7 \text{ 0/1} = 4.418 + j3.063$$

$$Z_7 \ 0/1 = 5.375 \angle 34.73^\circ$$

La tensión en la Barra 1A es:

$$V_{p.u.} = \frac{Z_3 \ 0/1}{Z_7 \ 0/1} = \frac{4.973}{5.375} = 0.925 \text{ p.u. } \approx 0.93 \text{ p.u.}$$

La tensión asumida es del 95% y la calculada es del 93%.

Por lo que la impedancia del transformador junto con el reactor son aceptables.

En este caso no se consideran las caídas de tensión en las barras ni en los cables de los equipos, debido a que por norma estas caídas de tensión no deben ser mayores al 1% del voltaje en el lado secundario del transformador.

El resultado de 0.93 p.u. se interpreta de la siguiente manera:

El voltaje en la barra debe ser de 4160 V. a este voltaje se le resta la caída de tensión debida a cables, barras etc.

$$4160 \times 0.01 = 41.6 \text{ V.}$$

$$4160 - 41.6 \text{ V} = 4118.4 \text{ V}$$

El voltaje para operación del grupo motor en operación normal debe ser del 95% de 4000 V. que es el voltaje nominal de los motores, entonces:

$$4000 \times 0.95 = 3800 \text{ V.}$$

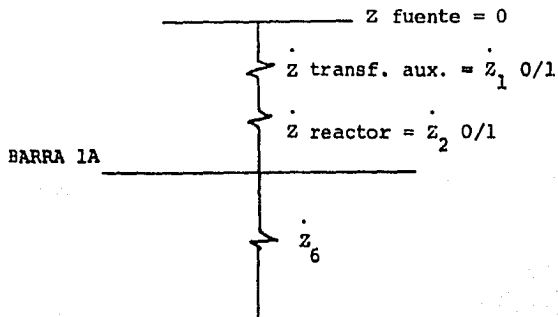
Por lo tanto el 93% de 4118.4 V. es:

$$4118.4 \times 0.93 = 3830$$

y hay una diferencia a favor de 30 volts para la operación del motor.

- f) Determinación de la tensión en la Barra o Bus 1A, -- alimentado del transformador de servicios auxiliares -- cuando arranca la BAAC con la demás carga en operación normal.

El diagrama de impedancias para este caso es:



La impedancia equivalente es:

$$\dot{Z}_8 \text{ 0/1} = \dot{Z}_1 \text{ 0/1} + \dot{Z}_2 \text{ 0/1} + \dot{Z}_6 \text{ 0/1}$$

$$\dot{Z}_8 \text{ 0/1} = (0.023 + j0.447) + (j0.289) + (1.93 + j1.924)$$

$$\dot{Z}_8 \text{ 0/1} = 1.953 + j2.66$$

$$\dot{Z}_8 \text{ 0/1} = 3.30 \angle 53.71^\circ$$

La tensión en la barra 1A es:

$$V_{p.u.} = \frac{|\dot{Z}_6| \text{ 0/1}}{|\dot{Z}_8| \text{ 0/1}} = \frac{2.725}{3.30} \approx 0.825 \text{ p.u.} \approx 0.83 \text{ p.u.}$$

La tensión asumida es del 80% y la calculada es del 83% por lo que se acepta el valor de la impedancia -- del transformador $Z = 7.5\%$ y la reactancia del reactor = 0.43%

IV.8.6.2 TRANSFORMADOR CON DOBLE DEVANADO SECUNDARIO Y $Z_H-X=6.5\%$ -- $Z_H-Y=6.5\%$.

En este caso el diagrama unifilar correspondiente está re

presentado en la fig. IV.25, donde los servicios auxiliares son alimentados a través de dos barras o buses - 1A1 y 1A2.

Para ambas barras la capacidad es la mitad de la capacidad total del transformador de servicios auxiliares, es decir para la barra 1A1 se tendrá una capacidad máxima de 12 MVA y mínima de 9 MVA, así mismo para la barra 1A2 la capacidad máxima y mínima será de 12 y 9 MVA respectivamente.

La capacidad conforme al modo de operación (100% o reserva) para cada barra tratando de que estén equilibradas es:

BARRA 1A1

	KVA.	KW.	KVAR.
1.- BAAC	1952.31	1766.84	830.54
2.- VTF	802.53	714.26	365.92
3.- VTI	1098.86	1038.42	359.41
4.- VRG	454.79	400.22	216.01
5.- BSMH	RESERVA	RESERVA	RESERVA
6.- BSMS	802.53	714.26	365.92
7.- TRANSF. T1	1500.00	1275.00	790.17
8.- TRANSF. T2	1500.00	1260.00	813.88
9.- TRANSF. T5	1250.00	1050.00	678.23
10.- BC	RESERVA	RESERVA	RESERVA
	<u>9332.00</u>	<u>8219.00</u>	<u>4420.00</u>

BARRA 1A2

1.- BAAC	1952.31	1766.84	830.54
2.- VTF	802.53	714.26	365.92
3.- VTI	1098.86	1038.42	359.41
4.- VRG	454.79	400.22	216.01
5.- BSMH	542.76	478.71	255.78
6.- BSMS	802.53	714.26	365.92
7.- TRANSF. T3	1250.00	1062.50	658.48
8.- TRANSF. T4	1250.00	1043.75	687.81

9.- B. C.	454.79	400.22	216.01
10.- C. A. I.	235.72	202.72	120.29
	<u>8820.13</u>	<u>7822.00</u>	<u>4076.25</u>

La impedancia del transformador de servicios auxiliares - para cada devanado secundario en base a 100 MVA y 4.16 KV y de acuerdo al inciso IV.7.2

$K = 1.1$ para transformadores de 3 devanados.

$$Z_H - X_{0/1} = 0.0038 + j0.0649$$

$$Z_H - Y_{0/1} = 0.0038 + j0.0649$$

$$Z_{10/1} = (0.0038 + j0.0649) \left(\frac{100}{9}\right) \left(\frac{4.16}{4.16}\right)^2 \times 1.1$$

$$Z_{1X} = 0.046 + j0.793$$

$$Z_{1Y} = 0.046 + j0.793$$

Para calcular la caída de tensión, se hará la siguiente suposición:

- El caso más crítico ocurre cuando la Bomba de Condensado (BC) y la Bomba del Sistema Mixto Húmedo (BSMH), están alimentados de una misma barra, por lo tanto se presumirá que en la Barra 1A1 la carga está en operación normal y en la barra 1A2 la carga opera normalmente con la BAAC en proceso de arranque.

- a) La impedancia en operación normal para la Barra 1A1 - es:

$$KVA_1 = 9332 \angle 28.27^\circ$$

$$KVA_1 = 8219 + j4420$$

$$Z_{10/1} = \frac{100 \times 100}{9.332} = 1071.58$$

$$Z_{10/1} = 10.72 \angle 28.27^\circ$$

corrigiendo para el 95% del voltaje nominal en la barra.

$$\dot{Z}_2 \text{ 0/1} = 10.72 (0.95)^2 = 9.674 \angle 28.27^\circ$$

$$\dot{Z}_2 \text{ 0/1} = 8.52 + j4.581$$

Para la barra 1A2

$$\dot{KVA}_2 = 8820.13 \angle 27.52^\circ$$

$$KVA_2 = 7822 + j4076.25$$

$$\dot{Z}_3 \text{ 0/0} = \frac{100 \times 100}{8.820} = 1133.78$$

$$\dot{Z}_3 \text{ 0/1} = 11.34 \angle 27.52^\circ$$

corrigiendo para el 95% del voltaje nominal en la barra:

$$\dot{Z}_4 \text{ 0/1} = 1134 (0.95)^2 = 10.234 \angle 27.52^\circ$$

$$\dot{Z}_4 \text{ 0/1} = 9.076 + j4.729$$

corrigiendo para el 80% del voltaje nominal en la barra:

$$\dot{Z}_5 \text{ 0/1} = 11.34 (0.8)^2 = 7.258 \angle 27.52^\circ$$

$$Z_5 \text{ 0/1} = 6.437 + j3.354$$

- b) Impedancia en operación normal de la barra 1A2 menos la impedancia de la bomba de agua de limentación a la caldera (BAAC)

$$KVA_3 = KVA_2 - KVA_{BAAC}$$

$$KVA_3 = (KW_2 - KW_{BAAC}) + j(KVAR_2 - KVAR_{BAAC})$$

$$\dot{KVA}_{BAAC} = 1766.74 + j830.54$$

$$\dot{KVA}_3 = (7822 - 1766.84) + j(4076.25 - 830.54)$$

$$\dot{KVA}_3 = 6055.16 + j3245.71$$

$$\dot{KVA}_3 = 6870.20 \angle 28.19^\circ$$

$$\dot{Z}_6 \text{ O/O} = \frac{100 \times 100}{6.870} = 1455.60$$

$$\dot{Z}_6 \text{ O/I} = 14.56 \angle 28.19^\circ$$

Corrigiendo para el 95% del voltaje nominal:

$$\dot{Z}_7 \text{ O/I} = 14.56 (0.95)^2 = 13.14 \angle 28.19^\circ$$

$$\dot{Z}_7 \text{ O/I} = 11.581 + j6.21$$

c) Impedancia de Arranque de la BAAC.

Es igual a la calculada en el inciso IV.8.6.1 subinciso c)

$$\dot{Z}_{RB} \text{ O/I} = 7.87 \angle 84.26^\circ$$

$$\dot{Z}_{RB} \text{ O/I} = \dot{Z}_8 \text{ O/I} = 0.787 + j7.83$$

d) Impedancia en operación normal Barra 1A2 menos la impedancia de la BAAC y el arranque de esta:

Corrigiendo para el 80% del voltaje nominal en la barra 1A2, la impedancia $\dot{Z}_7 \text{ O/I}$.

$$\dot{Z}_7 \text{ O/I } 80\% = 14.56 (0.8)^2 = 9.318 \angle 28.19^\circ$$

$$\dot{Z}_7 \text{ O/I } 80\% = 8.213 + j4.402$$

La impedancia equivalente es:

$$\dot{Z}_7 \text{ O/I } 80\% + \dot{Z}_8 \text{ O/I} = (8.213 + j4.402) + (0.787 + j7.83)$$

$$= 9 + j12.232 = 15.186 \angle 53.65^\circ$$

$$\dot{Z}_9 \text{ 0/1} = \frac{\dot{Z}_7 \text{ 0/1 } 80\% \cdot \dot{Z}_8 \text{ 0/1}}{\dot{Z}_7 \text{ 0/1 } 80\% + \dot{Z}_8 \text{ 0/1}}$$

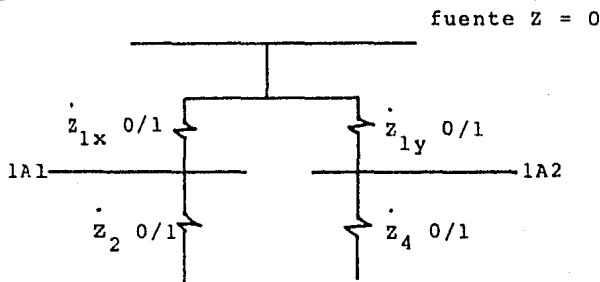
$$\dot{Z}_9 \text{ 0/1} = \frac{(9.318 \angle 28.19^\circ) (7.87 \angle 84.26^\circ)}{15.186 \angle 53.65^\circ}$$

$$\dot{Z}_9 \text{ 0/1} = \frac{73.333 \angle 112.45^\circ}{15.186 \angle 53.65^\circ} = 4.829 \angle 58.8^\circ$$

$$\dot{Z}_9 \text{ 0/1} = 2.501 + j4.131$$

- e) Determinación de la tensión en la barra 1A1 alimentada del transformador de servicios auxiliares con carga en operación normal.

El diagrama de impedancias es:



La tensión en la barra 1A1 es:

$$\dot{Z}_{eq1} \text{ 0/1} = \dot{Z}_{1x} \text{ 0/1} + \dot{Z}_2 \text{ 0/1}$$

$$= (0.046 + j0.793) + (8.53 + j4.581)$$

$$\dot{Z}_{eq1} \text{ 0/1} = 8.566 + j5.374$$

$$\dot{Z}_{eq1} \text{ 0/1} = 10.112 \angle 32.11^\circ$$

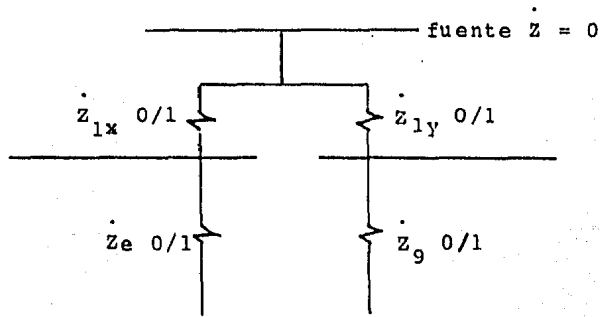
Vp.u. en la barra 1A1

$$Vp.u. = \frac{\dot{Z}_2 \text{ 0/1}}{\dot{Z}_{eq1} \text{ 0/1}} = \frac{9.674}{10.112} = 0.96 \text{ p.u.}$$

Por lo que es correcta la suposición de 0.95 p.u. en dicha barra.

- f) Determinación de la tensión en la barra 1A2 alimentada del transformador de servicios auxiliares con carga en operación normal y cuando arranca la BAAC.

El diagrama de impedancia es:



La tensión en la barra 1A2 es:

$$\dot{Z}_{eq_2} 0/1 = \dot{Z}_{1y} 0/1 + \dot{Z}_9 0/1$$

Sustituyendo valores

$$\dot{Z}_{eq_2} 0/1 = (0.046 + j0.793) + (2.501 + j4.131)$$

$$\dot{Z}_{eq_2} 0/1 = 2.547 + j4.924$$

$$\dot{Z}_{eq_2} 0/1 = 5.544 \angle 62.65^\circ$$

y la tensión en la barra 1A2 se obtiene a partir de:

$$V_{p.u.} = \frac{\dot{Z}_9 0/1}{\dot{Z}_{eq} 0/1} = \frac{4.829}{5.544} = 0.87 \text{ p.u.}$$

para este caso el valor supuesto es de 0.80 p.u. y el calculado es de 0.87 por lo que la capacidad está sobrada para la barra 1A2.

Por lo que se procederá a calcular la nueva impedancia (impedancia máxima) de los servicios auxiliares de la barra 1A2.

Para un Vp.u. = 0.84

$$Vp.u. = 0.84 = \frac{\dot{z}_9 \text{ O/1}}{\dot{z}_{eq2} \text{ O/1}} = \frac{\dot{z}_9 \text{ O/1}}{\dot{z}_9 \text{ O/1} + \dot{z}_{1y} \text{ O/1}}$$

$$\therefore 0.84 [\dot{z}_9 \text{ O/1} + \dot{z}_{1y} \text{ O/1}] = \dot{z}_9 \text{ O/1}$$

$$0.84 \dot{z}_9 \text{ O/1} + 0.84 \dot{z}_{1y} \text{ O/1} = \dot{z}_9 \text{ O/1}$$

$$\dot{z}_9 \text{ O/1} = \frac{0.84 \dot{z}_{1y} \text{ O/1}}{0.16}$$

$$\dot{z}_9 \text{ O/1} = 5.25 \dot{z}_{1y} \text{ O/1}$$

$$\dot{z}_9 \text{ O/1} = 5.25 (0.794 \cancel{86.80})$$

$$\dot{z}_9 \text{ O/1} = 4.16 \cancel{86.80}$$

$$\dot{z}_9 \text{ O/1} = 0.232 + j4.161$$

Esto indica que la peor condición o caso más crítico está en la barra 1A1

- g) Impedancia en operación normal para la barra 1A1 asumiendo que la bomba de condensado y la bomba del ciclo mixto húmedo están en operación en dicha barra.

Los KVA totales en la barra 1A1 serán:

$$\begin{aligned} \dot{KVA}_4 &= \dot{KVA} + \dot{KVABC} + \dot{KVA} \text{ BSMH.} \\ &= (8219 + j4420) + (400.22 + j216.01) + (478.71 + j255.78) \\ &= 9097.93 + j4891.79 \end{aligned}$$

$$\dot{KVA}_4 = 10329.66 \angle 28.26^\circ$$

$$\dot{Z}_{10} \text{ O/1} = \frac{100 \times 100}{10.330} = 968.05 \angle 28.26^\circ$$

$$\dot{Z}_{10} \text{ O/1} = 968. \angle 28.26^\circ$$

Corrigiendo para el 95% del voltaje nominal en la barra:

$$\dot{Z}_{11} \text{ O/1} = 9.68 (0.95)^2 = 8.74 \angle 28.26^\circ$$

$$\dot{Z}_{11} \text{ O/1} = 7.7 + j4.139$$

- h) Impedancia en operación normal de la barra 1A1 menos la de la BAAC.

$$\dot{KVA}_5 = \dot{KVA}_4 - KVABAAC.$$

$$\dot{KVA}_5 = (9097.93 - 1766.84) + j(4891.79 - 830.54)$$

$$\dot{KVA}_5 = 7331.09 + j4061.25$$

$$\dot{KVA}_5 = 8380.85 \angle 28.98^\circ$$

$$\dot{Z}_{12} \text{ O/1} = \frac{100 \times 100}{8.381} = 1193.17 \angle 28.98^\circ$$

$$\dot{Z}_{12} \text{ O/1} = 11.93 \angle 28.98^\circ$$

Corrigiendo para el 80% del voltaje nominal

$$\dot{Z}_{13} \text{ O/1} = 11.93 (0.8)^2 = 7.635 \angle 28.98^\circ$$

$$\dot{Z}_{13} \text{ O/1} = 6.68 + j3.7$$

- i) La impedancia a rotor bloqueado de la BAAC es:

$$\dot{Z}_{RB} \text{ O/1} = 0.787 + j7.83$$

j) La impedancia combinada es:

$$\begin{aligned} Z_{RB} \ 0/1 &= \dot{Z}_{13} \ 0/1 = (0.787 + j7.83) + (6.68 + j3.7) \\ &= 7.467 + j11.53 \\ &= 13.737 \angle 57.07^\circ \end{aligned}$$

$$\dot{Z}_{14} \ 0/1 = \frac{Z_{RB} \ 0/1 \cdot \dot{Z}_{13} \ 0/1}{Z_{RB} \ 0/1 + \dot{Z}_{13} \ 0/1}$$

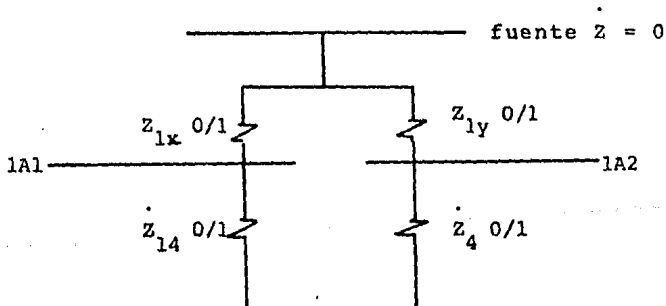
$$\dot{Z}_{14} \ 0/1 = \frac{(7.87 \angle 84.26^\circ) (7.635 \angle 28.98^\circ)}{13.737 \angle 57.07^\circ}$$

$$\dot{Z}_{14} \ 0/1 = \frac{60.087}{13.737} \angle \frac{113.24^\circ}{57.07^\circ}$$

$$\dot{Z}_{14} \ 0/1 = 4.374 \angle 56.17^\circ$$

$$\dot{Z}_{14} \ 0/1 = 2.435 + j3.633$$

k) La tensión en la barra 1A1 cuando arranca la BAAC y - su demás carga esta en operación normal es



La tensión en la barra 1A1 es:

$$\begin{aligned} \dot{Z}_{eq3} \ 0/1 &= \dot{Z}_{1x} \ 0/1 + \dot{Z}_{14} \ 0/1 \\ &= (0.046 + j0.793) + (2.435 + j3.633) \\ &= 2.48 + j4.42 \end{aligned}$$

$$\dot{Z}_{eq_3} \ 0/1 = 5.061 \angle 60.72^\circ$$

$$V.p.u. = \frac{\dot{Z}_{14} \ 0/1}{\dot{Z}_{eq_3} \ 0/1} = \frac{4.374}{5.061} = 0.86 \text{ p.u.}$$

y por lo tanto la capacidad está sobrada.

Los resultados anteriores nos indican que la impedancia de 6.5% en los dos devanados secundarios del transformador de servicios auxiliares no producen caídas de tensión que puedan afectar las condiciones de operación tanto a plena carga como en el arranque del motor mayor (BAAC). Dicha impedancia nos permitirá en un momento dado incrementar la capacidad en los equipos de los servicios auxiliares de la Central.

Lo anterior es debido a que por ser etapa de Anteproyecto los cálculos se realizan con datos aproximados o datos supuestos en la mayoría de los equipos de la Central.

C A P I T U L O V

CARACTERISTICAS TECNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES.

V.1 GENERALIDADES

Después de haber realizado los estudios correspondientes de corto circuito y caída de tensión para seleccionar la capacidad, tipo de enfriamiento, impedancia y número de devanados secundarios, es necesario especificar las demás características eléctricas, así como los accesorios del Transformador de servicios auxiliares, para poder evaluar la mejor alternativa y por lo tanto proceder a adquirirlo.

V.2 ESPECIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES

A continuación se da una descripción detallada de las características y accesorios para los:

V.2.1 TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES (DE UNO O DOS DEVANADOS SECUNDARIOS)

V.2.1.1 ENFRIAMIENTO OA/FA

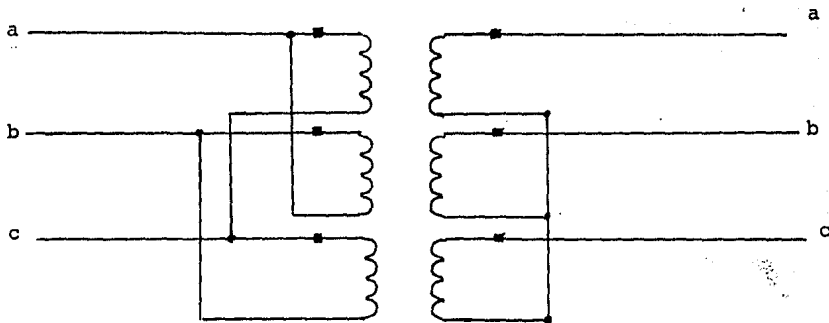
Se trata de transformadores en aceite, con enfriamiento forzado por un grupo de ventiladores. En estos transformadores el aceite circula por convección entre el tanque y los radiadores. Todos los ventiladores se conectan simultáneamente, generalmente controlados por un termostato que detecta la temperatura del aceite en la parte superior o bien temperatura proporcional a la del embobinado. Esta aplicación se recomienda hasta transformadores de 30 MVA.

V.2.1.2 CONEXION TRIFASICA

Delta - Estrella

Esta es la conexión más común en la práctica para transformadores de dos devanados. La conexión delta tiene la ventaja de tener bien definidos los voltajes de cada embobinado, pero requiere aislamiento completo en todo el embobinado. La conexión estrella permite usar aislamiento graduado del neutro hacia la fase pero requiere precauciones en su uso para evitar desbalances excesivos entre los voltajes aplicados a cada embobinado.

Diagrama de Embobinado:



De acuerdo a la norma ANSI C5712.00 se procura siempre -- que el embobinado de alta tensión tenga sus vectores 30° adelante de los embobinados de baja tensión.

V.2.1.3 CAMBIADOR DE DERIVACIONES FIJAS

Por derivaciones fijas definimos aquí aquellas que sólo se pueden cambiar con el transformador desenergizado.

Las derivaciones fijas normalmente tienen pasos de 2.5% - del voltaje nominal del embobinado sobre el cual operan. - El número habitual de derivaciones es 4, o sea el cambiador normal tiene 5 posiciones y abarca un rango total del 10% del voltaje.

Por facilidad de fabricación las derivaciones fijas normalmente están en el embobinado de alta tensión del transformador; donde se manejan corrientes menores.

En transformadores de potencia la manija de operación del cambiador de derivaciones debe quedar fuera del tanque, a una altura tal del piso que se pueda maniobrar sin requerir escalera.

Ocasionalmente hay problemas mecánicos y de fuga de aceite en el punto donde el mecanismo del cambiador atraviesa el tanque.

V.2.1.4 AISLAMIENTOS

El aislamiento en los transformadores, está formado por varios elementos que van colocados para dar un perfecto aislamiento entre las partes componentes del núcleo, entre los devanados, y entre el núcleo y los devanados; así también se prevee un aislamiento entre las partes conductoras y el tanque. El aislamiento empleado para aislar los elementos del núcleo depende de la capacidad del transformador.

La buena operación y vida activa (disponibilidad) de cualquier equipo eléctrico, está en función de la relación que existe entre la temperatura de diseño del equipo y la temperatura a la cual operará normalmente; siendo esta última resultante de la temperatura del medio ambiente más la que se genera en el interior del transformador durante su funcionamiento.

Para seleccionar adecuadamente la temperatura de operación debe conocerse y considerarse lo siguiente:

A) INCREMENTO DE TEMPERATURA PERMISIBLE

Es la temperatura máxima de operación normal permisible por el tipo de aislamiento y está dada por la temperatura generada en el interior del transformador y que por lo tanto excede a la del medio ambiente. Este incremento permisible va de 55° a 150° sobre la temperatura ambiente dependiendo de la clase de aislamiento y la altura de operación del equipo. El medio ambiente y la sobrecarga de los transformadores provoca un aumento de temperatura; esta provoca sobre calentamiento que ocasiona un envejecimiento prematuro y acentuado del aislamiento que puede repercutir en una falla completa de los devanados del transformador.

B) CLASE DE AISLAMIENTO

Clase de aislamiento es el término usado en las normas NEMA y ANSI para especificar la temperatura de operación de los tipos de aislamiento.

C) CORRECCION DE INCREMENTO DE TEMPERATURA

Cuando se hace una prueba a una elevación sobre el nivel del mar que no excede de 1000 metros, no debe hacerse ninguna corrección a la temperatura por la variación de altitud.

Para transformadores enfriados con ventiladores (este caso) se debe hacer la siguiente corrección 1.0% por cada 100 metros arriba de los 1000 metros, sobre su capacidad en MVA.

V.2.1.5 BOQUILLAS Y TERMINALES

Las terminales de conexión de los transformadores son generalmente del tipo de zapatas terminales con conectores. Las boquillas son equipos que aíslan las conexiones exteriores de los embobinados con las partes vivas o conductores del tanque. Su uso son para servicio intemperie.

V.2.1.6 TANQUE

Los transformadores que emplean como medio refrigerante - los líquidos, deben tener su núcleo y devanados necesariamente encerrados en tanques que eviten las pérdidas del - refrigerante.

Estos tanque se construyen de lámina o placas de acero -- soldadas y pueden tener forma circular, ovalada o rectangular. El tanque tiene espacio suficiente para permitir la dilatación y contracción térmica del aceite.

V.2.1.7 RADIADORES

Hay dos tipos: tubular y laminado.

El laminado es el más eficiente en cuanto a la disipación del calor, pero hay pocos fabricantes con el equipo especial para producirlo. El radiador tubular es más pesado y voluminoso, pero también más robusto para el transporte.

Cada radiador debe tener válvulas o cuando menos tapones - de purga en la parte inferior y de venteo en la parte superior.

Las conexiones de los radiadores al tanque deben tener -- válvulas maquinadas, tanto en la parte baja como en la -- parte alta del tanque. Estas válvulas deben permitir -- desmontar radiadores sin tener que vaciar el tanque del - transformador.

V.2.1.8

ACCESORIOS

Dentro de esta clasificación se encuentran los siguientes elementos:

A) REGISTRO DE HOMBRE

Es una tapa o tapas colocadas en la parte superior -- del transformador y se emplea para cambiar conexiones o revisión ocular de las condiciones de los elementos del circuito electromagnético.

B) CONSERVADOR DE ACEITE

La C.F.E. prefiere transformadores con conservador de aceite a los de tanque sellado. Hay dos variantes:-- con respiradero o bien con equipo de nitrógeno. Como el respiradero de sílica-gel tiene problemas de mantenimiento se prefiere el equipo de nitrógeno. Si el conservador tiene bolsa elástica para separa el aceite del aire no se requiere secador de sílica-gel.

Los accesorios del conservador son:

- Indicador tipo magnético de nivel de aceite.
- Dos válvulas de filtrado
- Una válvula de drenado
- Relevador Buchholz con dos contactos independientes: alarma y disparo
- Válvula de corte en la tubería al tanque
- Equipo de nitrógeno con válvula de presión constante y con dos contactos de alarma

C) TERMOMETRO DE ACEITE

Indica la temperatura existente en el aceite y va colocado en la pared exterior del tanque.

D) INDICADOR DE TEMPERATURA EN LOS DEVANADOS

Por razones de aislamiento no puede instalarse un detector de temperatura dentro del embobinado, por lo que se usa un termopozo en la parte superior del tanque. Este termopozo consiste en una resistencia a la que se pasa una corriente de un transformador de corriente tipo boquilla para producir un calentamiento igual al del devanado (Imagen termica). El transformador de corriente es exclusivo para esta función.

E) CONEXION A TIERRA

Deben especificarse dos conectores en puntos diametralmente opuestos del tanque, para recibir cable de cobre de calibre 4/0 AWG.

F) TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BOQUILLA

Pueden aprovecharse las boquillas del transformador para instalar transformadores de corriente sobre de ellas.

G) PLACA DE DATOS

La placa de datos debe de incluir todos los datos del transformador de acuerdo con la norma ANSI C57.12 En los transformadores de tres o más embobinados, es importante que incluyan los datos de prueba de impedancia entre cada par de embobinados.

H) CONTACTORES DE EQUIPO DE ENFRIAMIENTO

Estos contactores deben estar montados dentro de un gabinete sobre el propio transformador, con alambrado de fábrica a los contactos del relevador térmico que actúa sobre ellos.

I) GABINETE DE CONEXIONES

El transformador debe tener un gabinete en el que se-

concentran las conexiones de todos los accesorios. --
 Todas las conexiones deben ser llevadas a tablillas --
 para conexión exterior. Las tablillas para transformadores de corriente deben tener una solera metálica - que permita corto-circuitarlos estando en servicio el transformador.

Por supuesto el gabinete de conexiones debe estar instalado a una altura tal que permita trabajar facilmente dentro de él. La llegada de los cables de fuerza debe de estar provista por abajo y las puertas deben poder asegurarse con candado.

J) OREJAS PARA MANIOBRAS

Estos dispositivos vienen soldados o vaciados en el -- cuerpo del tanque y se emplean para izar o transportar el transformador de un lugar a otro.

K) BASE

El tipo de estas dependen de la capacidad del transformador y están de acuerdo con la forma en que se desee desplazar. En este caso se consideran patines.

V.2.1.9 PRUEBAS

Dentro del alcance de suministro del fabricante se consideran las siguientes pruebas:

1.- MEDICION DE LA RESISTENCIA OHMICA

Esta medición se lleva a cabo a la temperatura ambiente y tiene fundamental importancia para dos propósitos:

- a) Para el cálculo de las pérdidas por efecto joule en los devanados (I^2R).
- b) Para el cálculo de la temperatura en los devanados al terminar la prueba de temperatura cuando ésta se realiza.

2.- RELACION DE TRANSFORMACION

Esta prueba se realiza con el propósito de asegurarse de que los valores nominales de tensión y sus derivaciones están dentro del rango de $\pm 0.5\%$ de éstos valores cuando el transformador está en vacío.

3.- DESPLAZAMIENTO ANGULAR

En transformadores trifásico es más adecuado hablar de desplazamiento que de polaridad, no obstante, es común comprobar dicho desplazamiento angular comprobando la polaridad de cada fase.

Existen tres métodos para comprobar la marca de polaridad:

- a) Comprobación con un transformador patrón
- b) Impulso inductivo con corriente directa
- c) Prueba de voltaje alterno

4.- PRUEBAS DIELECTRICAS

El propósito de estas pruebas es comprobar el buen estado de los aislamientos y la mano de obra, demostrando así que el transformador ha sido diseñado para soportar las pruebas de aislamiento especificadas.

4.1.-MEDICION DE LAS CARACTERISTICAS DEL ACEITE AISLANTE

Las pruebas que se realizan para determinar si las condiciones en las cuales se encuentra el aceite aislante son las adecuadas, son las siguientes:

- a) Tensión de ruptura dieléctrica
- b) Factor de potencia

4.2.-RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La medición de resistencia de aislamiento sirve como -

una indicación para saber si el transformador está ó no en condiciones convenientes para resistir la aplicación de las tensiones correspondientes a las pruebas dieléctricas.

4.3.-PRUEBAS DE IMPULSO

El propósito de estas pruebas es comprobar si el aislamiento del transformador puede soportar las descargas eléctricas a que puede verse sometido; y se debe realizar cuando se solicite y en los devanados que se especifique, estando el transformador sin excitación.

4.4.-PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO

El propósito de esta prueba es comprobar el buen estado del aislamiento entre devanados y entre estos y tierra.

4.5.-PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

Esta prueba tiene como finalidad comprobar el buen estado del aislamiento entre vueltas y secciones de cada devanado del transformador.

4.6.-PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO

El factor de potencia de un aislamiento es una medida de las pérdidas dieléctricas y que usa para probar la condición de aislamiento de los devanados del transformador bajo prueba, detectando la humedad y otras contaminaciones que producen pérdidas en los mismos.

5.- MEDICION DE LAS PERDIDAS DE EXCITACION:

Para obtener los datos que nos permitan conocer las características de saturación del circuito magnético y las pérdidas en el núcleo, es necesario efectuar en el transformador la prueba de circuito abierto.

6.- MEDICION DE LA CORRIENTE DE EXCITACION

Al igual que las pérdidas de excitación, la corriente de excitación depende de la magnitud, frecuencia y -- forma de la onda de tensión que se aplica al transformador, por lo tanto, la medición debe hacerse con sus respectivos valores nominales.

7.- MEDICION DE LA IMPEDANCIA Y PERDIDAS DEBIDAS A LA CARGA

La tensión de impedancia comprende una componente resistiva efectiva, que corresponde a las pérdidas de - carga y una componente reactiva, correspondiente al - flujo de dispersión de los devanados.

La siguiente prueba se considera opcional y no está- considerada dentro del alcance de suministro del fa- brikante:

8.- PRUEBA DE TEMPERATURA

Esta prueba tiene singular importancia debido a que - la vida del aislamiento y por lo tanto del transforma dor depende principalmente de la temperatura a la que se le sujeta y a la duración de la misma.

V.3 CARACTERISTICAS PARTICULARES DE LOS TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES

V.3.1. CON UN DEVANADO SECUNDARIO

- 1.- Nombre de la Instalación: C. T. LERDO U. 1 Y 2.
- 2.- Cantidad de Transformadores: Dos
- 3.- Características Generales: Transformadores trifási--cos, para servicio intemperie; sumergidos en aceite; - 60 HZ; de 18,000 / 24,000 KVA de capacidad; con enfriamiento OA / FA y elevación de temperatura de 55°C; de

dos devanados; devanado de A.T. a 15,000 V. conexión-delta y devanado de B.T. a 4160 V., conexión estrella con neutro fuera del tanque. Altura de la instalación 1144 m.s.N.M.

4.- GARANTÍAS DE FUNCIONAMIENTO:

Capacidad continua y clase de enfriamiento:

CLASE DE ENFRIAMIENTO	CAPACIDAD DE LOS DEVANADOS (KVA) *	
	ALTA TENSION (H)	BAJA TENSION (X)
OA	18,000	18,000
FA	24,000	24,000

* Considerando la altura de operación sobre el nivel del mar.

5.- VALORES DE PRUEBAS DIELECTRICAS:

CARACTERISTICAS	UNIDADES	DEVANADOS	
		ALTA TENSION (H)	BAJA TENSION (X)
Clase de Aislamiento	KV	15	5
Prueba de impulso onda - completa	KV	110	75
Prueba de impulso onda - cortada	KV	130	88
Tiempo mínimo de flameo	μS	2	1.6
Prueba de transitorio de switcheo	KV	---	----
Potencial inducido	KV	34	----
Potencial aplicado	KV	34	19

Características según norma ANSI C57.12

6.- IMPEDANCIAS GARANTIZADAS

De alta tensión a baja tensión H-X = 7.5% BASE 18,000 KVA

7.- BOQUILLAS DE ALTA TENSION, BAJA TENSION Y NEUTRO:

EQUILLAS CARACTERISTICAS	UNIDADES	ALTA TENSION		BAJA TENSION	
		LINEA	NEUTRO	LINEA	NEUTRO
T I P O		CONDENSADOR	----	SOLIDA	SOLIDA
Corriente Nominal	A	PARA MAXIMA CAPACIDAD			
Clase de Aislamiento	KV	15	----	5	5
Nivel básico de aislamiento al Impulso	KV	110	----	75	75
Prueba en baja frecuencia en húmedo	KVrms	45	----	24	24
Prueba en baja frecuencia en seco	KVrms	50	----	27	27
Distancia de fuga a tierra	cm/KV	4.5	----	4.5	4.5

Características según norma ANSI C76.01

8.- TENSION DE ALIMENTACION DE LOS MOTORES DE LOS VENTILADORES:

480 V, 3Ø, 60 HZ

9.- PASO DE ENFRIAMIENTO EN EL CUAL DEBEN GARANTIZARSE -- LAS PERDIDAS EN EL COBRE :

Enfriamiento O A.

10.- CONECTORES DE LAS BOQUILLAS:

CONECTORES CARACTERISTICAS	ALTA TENSION		BAJA TENSION	
	LINEA	NEUTRO	LINEA	NEUTRO
Cantidad	NO	----	TRES	UNO
Tipo	NO	----	CU-CU FLEXIBLE	CU-CU RECTO
Calibre del conductor que recibe el conector	NO	----	CABLE DE CU DE 750 MCM- 3 X FASE	CABLE DE CU 500 MCM

11.- OTROS ACCESORIOS

Resistencia de puesta a tierra para limitar la corriente de C. Circuito en el neutro del secundario del transformador a 500 AMP.

V.3.2 CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS

- 1.- Nombre de la instalación: C. T. LERDO U. 1 Y 2.
- 2.- Cantidad de transformadores: Dos
- 3.- Características Generales: Transformadores trifásicos, para servicio intertempere; sumergidos en aceite; 60 HZ; de 18,000 / 24,000 KVA de capacidad; con enfriamiento OA / FA y elevación de temperatura de 55°C.; de tres devanados, devanado de A. T. a 15,000 V. conexión delta, dos devanados de B. T. a 4160 V., conexión estrella con neutros fuera del tanque. Altura de la instalación 1144 m.s.N.M.

4.- GARANTIAS DE FUNCIONAMIENTO

Capacidad continua y clase de enfriamiento.

CLASE DE ENFRIAMIENTO	CAPACIDAD DE LOS DEVANADOS (KVA)*	
	ALTA TENSION(H)	BAJA TENSION(X) (Y)
O A	18,000	9,000
F A	24,000	12,000

* Considerando la altura de operación sobre el nivel del mar.

5.- VALORES DE PRUEBAS DIELECTRICAS

CARACTERISTICAS	UNIDADES	DEVANADOS	
		ALTA TENSION(H)	BAJA TENSION(X) (Y)
Clase de Aislamiento	KV	15	5
Pruebas de Impulso onda completa	KV	110	75
Prueba de Impulso onda cortada	KV	130	88
Tiempo mínimo de flameo	μ S	2	1.6
Prueba de Transitorio	KV	---	----
Potencial Inducido	KV	34	----
Potencial aplicado	KV	34	19

Características según norma ANSI C57.12

6.- IMPEDANCIAS GARANTIZADAS

De alta tensión a baja tensión H-X = 6.5% BASE 9000 KVA

H-Y = 6.5% BASE 9000 KVA

De baja tensión a baja tensión X-Y = 13% BASE 9000 KVA

7.- BOQUILLAS DE ALTA TENSION, BAJA TENSION Y NEUTRAS:

CARACTERISTICAS BOQUILLAS TIPO	UNIDADES	ALTA TENSION		BAJA TENSION	
		LINEA	NEUTRO	LINEA	NEUTRO
		CONDENSADOR	----	SOLIDA	SOLIDA
Corriente Normal	A	PARA MAXIMA		CAPACIDAD	
Clase de Aislamiento	KV	15	----	5	5
Nivel básico de aislamiento al Impulso	KV	110	----	75	75
Prueba en baja frecuencia en húmedo	KVrms	45	----	24	24
Prueba en baja frecuencia en seco	KVrms	50	----	27	27
Distancia de fuga a tierra	cm/KV	4.5	----	4.5	4.5

Características según norma ANSI 76.01

8.- TENSION DE ALIMENTACION DE LOS MOTORES DE LOS VENTILADORES:

480 V, 3Ø, 60 HZ

9.- PASO DE ENFRIAMIENTO EN EL CUAL DEBEN GARANTIZARSE -- LAS PERDIDAS EN EL COBRE:

Enfriamiento O A.

10.- CONECTORES DE LAS BOQUILLAS

CONECTORES CARACTERISTICAS	ALTA TENSION		BAJA TENSION	
	LINEA	NEUTRO	LINEA	NEUTRO
Cantidad	NO	----	TRES	UNO
Tipo	NO	----	CU-CU FLEXIBLE	CU-CU RECTO
Calibre del conductor que recibe el conector	NO	----	CABLE DE CU DE 750 MCM 3 X FASE	CABLE DE CU 500 MCM

11.- OTROS ACCESORIOS

Resistencias de puesta a tierra para limitar la corriente de corto circuito en los neutros de baja tensión a 500 amperes.

4. CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL REACTOR

1.- Nombre de la Instalación C. T. LERDO U. 1 Y 2.

2.- Cantidad de reactores: Dos

3.- Características Generales : Reactor limitador de corriente de corto circuito a 32,000 amperes; trifásico; para servicio intemperie; sumergido en aceite; con una tensión nominal de 4160 V. y una corriente nominal de 3300 amperes; 60 HZ; altura de la instalación 1144 M.S.N.M.

4.- Garantías de funcionamiento.

Para operar a 24 MVA, con una reactancia de 0.047 --
 Ω /fase, clase de aislamiento 5 KV.

5.- Valores de pruebas dieléctricas:

Prueba de baja frecuencia	21 KV.
Prueba de impulso onda cortada KV cresta	88 KV.
Prueba de impulso onda completa KV cresta	75 KV.
Tiempo mínimo de flameo	1.6 seg.

6.- Boquillas:

Iguales características a las boquillas de B. T. del transformador con un devanado secundario.

7.- Conectores de las boquillas:

Para recibir cable de 750 MCM; 3 X fase.

V.5

EVALUACION DE ALTERNATIVAS

Para la evaluación de las alternativas se sigue el criterio normalizado dentro de C. F. E. que a continuación se explica:

Se someten a concurso las dos alternativas para propósitos de evaluación, en base a:

- Precios unitarios de los transformadores, reactores, accesorios (para transformadores y reactores), partes de repuesto, pruebas y herramientas especiales.
- Precios ajustados para los transformadores y reactores, de sus accesorios, partes de repuesto, fletes -- L. A. B. fábrica al sitio, pérdidas en el núcleo, fierro y cobre, consumo de potencia del sistema de enfriamiento.

- Asimismo en el caso de que varios fabricantes queden en igualdad de circunstancias, se preferirá al fabricante con mejor calidad y experiencia en la fabricación de sus equipos.

Para proteger a los fabricantes que indicaron precios no se dará el nombre comercial de los mismos, sólo se identificarán con letras mayúsculas del abecedario.

En base a lo anterior y además de seleccionar la mejor alternativa desde el punto de vista técnico se seleccionarán los transformadores de servicios auxiliares para el anteproyecto C. T. LERDO U. 1 Y 2.

V.5.1

PRECIOS DE LOS TRANSFORMADORES CON UN DEVANADO SECUNDARIO Y REACTOR.

(MONEDA NACIONAL)

<u>FABRICANTE A</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>UNIDADES</u>	<u>T O T A L</u>
a) Precio unitario del transformador	\$ 23'900,000	2	\$ 47'800,000
b) Precio unitario de los accesorios, refacciones y pruebas	\$ 2'500,000	uno para dos transformadores	\$ 2'500,000
c) Precio total unitario del transformador	\$ 26'400,000	-	---
d) Precio unitario del reactor con gabinete	\$ 6'830,000	2	\$ 13'660,000
e) Precio total requerido	---	-	\$ 63'960,000
Precios Ajustados:			
f) Fletes de los transformadores LAB Fábrica -- LAB SITIO	\$ 336,000	2	\$ 672,020
g) Fletes de los reactores con gabinete	\$ 39,104	2	\$ 78,208
h) Precio de las pérdidas en los transformadores	\$ 7'600,00	2	\$ 15'200,000
i) Precio de las pérdidas del reactor a 100°C	\$ 2'706,880	2	\$ 5'413,760
j) Precio total incluyendo fletes y pérdidas (e+f+g+h+i)			\$ 85'323,988
k) Diferencia en precio			\$ 14'911,968

<u>FABRICANTE B</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>T O T A L</u>
a) Precio unitario del transformador	\$ 31'750,000	2	\$ 63'500,000
b) Precio unitario de los accesorios, refacciones y pruebas	\$ 4'222,000	uno para dos transformadores	\$ 4'222,000
c) Precio total unitario del transformador	\$ 35'972,000	-	---
d) Precio unitario del reactor con gabinete	\$ 6'830,000	2	\$ 13'660,000
e) Precio total requerido	---	-	\$ 81'382,000
Precios Ajustados:			
f) Fletes de los transformadores LAB Fábrica -- LAB SITIO	\$ 386,721	2	\$ 773,442
g) Fletes de los reactores con gabinete	\$ 39,104	2	\$ 78,208
h) Precio de las pérdidas en los transformadores	\$ 8'030,000		\$ 16'000,000
i) Precio de las pérdidas del reactor a 100°C	\$ 2'706,880	-	\$ 5'413,760
j) Precio total incluyendo fletes y pérdidas (e+f+g+h+i)	---	-	\$103'707,410
k) Diferencia en precio			\$ 33'685,350

<u>FABRICANTE C</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>T O T A L</u>
a) Precio unitario del transformador	\$ 27'500,000	-	\$ 55'000,000
b) Precio unitario de los accesorios, refacciones y pruebas	\$ 2'600,000	uno para dos transformadores	\$ 2'600,000
c) Precio total unitario del transformador	\$ 30'100,000	-	---
d) Precio unitario del reactor con gabinete	\$ 6'830,000	2	\$ 13'660,000
e) Precio total requerido	---	-	\$ 71'260,000
Precios Ajustados:			
f) Fletes de los transformadores LAB Fábrica -- LAB SITIO	\$ 363,622	2	\$ 727,244
g) Fletes de los reactores con gabinetes LAB Fábrica LAB SITIO	\$ 39,104	2	\$ 78,208
h) Precio de las pérdidas en los transformadores	\$ 8'810,000	2	\$ 17'620,000
i) Precio en las pérdidas del reactor a 100°C	\$ 2'706,880	2	\$ 5'413,760
j) Precio total incluyendo fletes y pérdidas (e+f+g+h+i)	---	-	\$ 95'879,212
k) Diferencia en precio			\$ 25'077,192

V.5.2

PRECIOS PARA LOS TRANSFORMADORES CON DOBLE DEVANADO SECUNDARIO.

(EN MONEDA NACIONAL)

<u>FABRICANTE A</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>T O T A L</u>
a) Precio unitario del transformador	\$ 25'800,000	2	\$ 51,600.000
b) Precio unitario de los accesorios, refacciones y pruebas	\$ 2'500,000	uno por dos unidades	\$ 2'500,000
c) Precio total unitario del transformador	\$ 28'300,000	-	---
d) Precio total requerido	---	-	\$ 54'100,000
Precios Ajustados:			
e) Fletes de los transformadores LAB Fábrica -- LAB SITIO	\$ 336,010	2	\$ 672,020
f) Precio de las pérdidas en los transformadores	\$ 7'820,000	2	\$ 15'640,000
g) Precio total incluyendo fletes y pérdidas	---	-	\$ 70'412,020
h) Diferencia en Precio			B A S E

<u>FABRICANTE B</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>T O T A L</u>
a) Precio unitario del transformador	\$ 30'500,000	2	\$ 61'000,000
b) Precio unitario de los accesorios, refacciones y pruebas	\$ 3,274,000	uno por dos unidades	\$ 3'274,000
c) Precio total unitario del transformador	\$ 33'774,000	-	---
d) Precio total requerido	---	-	\$ 64'274,000
Precios Ajustados:			
e) Fletes de los transformadores LAB-Fábrica -- LAB SITIO	\$ 386,701	2	\$ 773,402
f) Precio de las pérdidas en los transformadores	\$ 7'880,000	2	\$ 15'760,000
g) Precio total incluyendo fletes y pérdidas (d+e+f)	---	-	\$ 80,807,402
h) Diferencia en precio			\$ 10'395,382

<u>FABRICANTE C</u>	<u>CANTIDAD</u>	<u>UNIDAD</u>	<u>T O T A L</u>
a) Precio unitario del transformador	\$ 29'400,000	2	\$ 58,800,000
b) Precio unitario de los accesorios, refacciones y pruebas	\$ 2'600,000	uno por dos unidades	\$ 2'600,000
c) Precio total unitario del transformador	\$ 32'000,000	-	---
d) Precio total requerido	---	-	\$ 61,400,000
Precios Ajustados:			
e) Fletes de los transformadores LAB Fábrica - LAB SITIO	\$ 363,622	2	\$ 727,244
f) Precio de las pérdidas en los transformadores	\$ 8'950,000	2	\$ 17'900,000
g) Precio total incluyendo fletes y pérdidas (d+e+f)		0	\$ 80'027,244
h) Diferencia en precio			\$ 9'615,224

V.5.3 EVALUACION DE LAS PERDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES Y REACTORES

Las pérdidas en los transformadores se dividen en dos clases: en el cobre y en el núcleo o hierro

En el cobre son las pérdidas por efecto joule (I^2R) en los devanados o bobinas del transformador, estas pérdidas aumentan con la corriente de carga.

Las pérdidas en el cobre se pueden medir con la prueba de corto circuito en el transformador.

Las pérdidas en el núcleo incluyen a las pérdidas por histéresis, por corrientes parásitas y elementos constructivos.

Para conocer las pérdidas en el núcleo se hace uso de la prueba en circuito abierto o en vacío del transformador.

Para poder evaluar las dos clases de pérdidas se hace uso de la siguiente fórmula:

$$Ca = [KPfe + K_1 Pt + K_2 (Zp.u. + Ip.u.) KVA] Q^*$$

Ca = Precio evaluado en pesos m.n.

K = 80,000 pesos / KW

Pfe= Pérdidas en el hierro, por transformador, en KW

K_1 = 60,000 pesos / KW

Pt = Pérdidas totales por transformador en KW

K_2 = 1000 pesos / KW

Zp.u. = Impedancia del transformador en p.u.

Ip.u. = Corriente de excitación en p.u.

*según norma CFE k0000-06 "TRANSF. DE POTENCIA 10 MVA Y MAYORES"

KVA = Capacidad nominal en el primer paso de enfriamiento
en KVA

$$Q = 1$$

Las pérdidas en los reactores se puede decir que son generalmente, pérdidas por efecto joule, ya que para este caso se tiene un reactor tipo seco con núcleo de aire, no se presentan pérdidas en el núcleo o fierro.

La forma utilizada es:

$$Ca = [K_1 Pt + K_2 (Zp.u.) (KVA)] Q$$

donde los índices son iguales que para los transformadores.

De las ofertas de los fabricantes se tomaron los siguientes datos:

Para el caso del transformador con 1 devanado secundario.

a) Fabricante A

$$Pfe = 17 \text{ KW}$$

$$Pt = 78.5 \text{ KW}$$

$$Zp.u. = 0.075$$

$$Ip.u. = 0.01$$

$$KVA = 18,000$$

aplicando la fórmula y sustituyendo valores:

$$Ca = [80,000(17) + 60,000(78.5) + 1000(0.075 + 0.01) \\ 18,000] 1$$

$$Ca = 7'600,000 \times 2 \text{ TRANSF.} = 15'200,000$$

b) Fabricante B

$$P_{fe} = 17.5 \text{ KW}$$

$$P_t = 85 \text{ KW}$$

$$Z_{p.u.} = 0.075$$

$$I_{p.u.} = 0.01$$

$$KVA = 18,000$$

$$Ca = \left[80,000(17.5) + 60,000(85) + 1000(0.075 + 0.01) \right. \\ \left. 18,000 \right] 1$$

$$Ca = 8'030,000 \times 2 \text{ TRANSF.} = 16'060,000$$

c) Fabricante C

$$P_{fe} = 16 \text{ KW}$$

$$P_t = 100 \text{ KW}$$

$$Z_{p.u.} = 0.075$$

$$I_{p.u.} = 0.01$$

$$KVA = 18,000$$

$$Ca = \left[80,000 (16) + 60,000(100) + 1000(0.075 + 0.01) \right. \\ \left. 18,000 \right] 1$$

$$Ca = 8'810,000 \times 2 \text{ TRANSF.} = 17'620,000$$

Para los reactores.

En este caso sólo concursó un fabricante por lo tanto la evaluación de las pérdidas es como sigue:

$$P_t = 45 \text{ KW}$$

$$Z_{p.u.} = 0.0045$$

$$\text{KVA} = 1600$$

$$\text{Ca} = [60,000 (45) + 1000(0.0043) 1600] 1$$

$$\text{Ca} = 2'706,880$$

Para el caso del transformador con doble devanado secundario.

a) Fabricante A

$$\text{Pfe} = 19 \text{ KW}$$

$$\text{Pt} = 82.5 \text{ KW}$$

$$\text{Zp.u.} = 0.065$$

$$\text{Ip.u.} = 0.01$$

$$\text{KVA} = 18,000$$

$$\text{Ca} = [80,000(19) + 60,000(82.5) + 1000 (0.065 + 0.01)$$

$$18,000] 1$$

$$\text{Ca} = 7'820,000 \times 2 \text{ TRANSF.} = 15'640,000$$

f) Fabricante B

$$\text{Pfe} = 17.5 \text{ KW}$$

$$\text{Pt} = 85.5 \text{ KW}$$

$$\text{Zp.u.} = 0.065$$

$$\text{Ip.u.} = 0.01$$

$$\text{KVA} = 18,000$$

$$\text{Ca} = [80,000(17.5) + 60,000(85.5) + 1000(0.065 + 0.01)$$

$$18,000] 1$$

$$\text{Ca} = 7'880,000 \times 2 \text{ TRANSF.} = 15'760,000$$

V.5.4 EVALUACION DE LOS FLETES DE LOS TRANSFORMADORES Y REACTORES

Para la evaluación de los fletes se consideran los datos proporcionados por las tablas de cuotas de la tarifa general para el servicio público de autotransporte de carga regular.

El cálculo del costo de los fletes toma en cuenta las distancias entre los distintos sitios de ubicación de las fábricas de transformadores y la ubicación del sitio de la Central de Lerdo, así como el precio por tonelada / Km.

Distancias desde LAB Fábrica a LAB sitio (C.T. LERDO)

Fabricante A: 1017.5 Kms TOTALES (LAB Fábrica: México, D. F.)
 Fabricante B: 1017.5 Kms TOTALES (LAB Fábrica: México, D. F.)
 Fabricante C: 380.5 Kms TOTALES (LAB Fábrica: Monterrey, N.L.)

Pesos de embarque:

	Transf. con 1 dev. sec.	Transf. con doble dev. sec.
Fabricante A	23.2 TON.	23.2 TON.
Fabricante B	26.7 TON.	26.7 TON.
Fabricante C	36.1 TON.	36.1 TON.

Con los datos anteriores, en la tabla de cuotas, en la columna de tarifa II y con respecto al kilometraje se obtuvieron los siguientes factores:

Para el fabricante A con un kilometraje de 1017.5 Km. el costo del flete es (precio en m.n.).

14,483.20 por tonelada

por lo tanto para las dos alternativas su flete es el mismo

$$14.483.20 \times 23.2 = 336,010.24 \times 2 \text{ TRANSF.} \hat{=} 672.020$$

Para el fabricante B es el mismo factor, es decir 14,483.20 por ton. y por lo tanto para las dos alternativas su flete es:

$$14.483.20 \times 26.7 = 386,701 \times 2 \text{ TRANSF.} = 773,402$$

Para el fabricante C con un kilometraje de 380.5 su factor es: 10,072.62 por tonelada.

Para sus dos alternativas el costo del flete es:

$$10,072.62 \times 36.1 \hat{=} 363,622 \times 2 \text{ TRANSF.} = 727,244$$

V.5.5 CALCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

El objeto de calcular la resistencia de puesta a tierra de los neutros en el lado de baja del transformador de servicios auxiliares (conexión estrella), es con el fin de reducir la corriente de corto circuito de falla a tierra; en las barras o buses del sistema de servicios auxiliares a 500 amperes.

La potencia base seleccionada es de 100 MVA y el voltaje-base igual a $4.16 / \sqrt{3}$ KV.

$$SB = 100 \text{ MVA}$$

$$VB = \frac{4.16 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 2401.84 \text{ V} \approx 2.402 \text{ KV}$$

La corriente base en este caso es:

$$IB = \frac{SB}{\sqrt{3} VB} = \frac{100 \times 1000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 2.402 \text{ KV}} = 13877.32 \text{ Amp.}$$

La impedancia en base a la corriente de falla es:

$$If = \frac{V}{Z} \quad \text{o} \quad If = \frac{V}{(r+jX+R)}$$

en donde "R" es la resistencia a calcular.

Refiriendo la impedancia del transformador a la Base de - 100 MVA y $V_B = 2.402$ KV. se obtiene:

$$Z_{N \ 0/1} = Z_v \ 0/1 \frac{\text{MVA BASE}}{\text{MVA TRANS.}} \left(\frac{V \text{ BAJA tensión}}{V \text{ BASE}} \right)^2$$

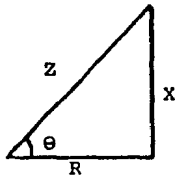
Para el caso del transformador con un devanado secundario:

$$Z_{N \ 0/1} = 0.075 \frac{100}{24} \left(\frac{4.16}{2.402} \right)^2 = 0.937 \text{ p.u.}$$

Esta impedancia está compuesta por una resistencia y una-reactancia ($R = 0.0038$ p.u. y $jx = 0.0749$ p.u.)

$$\therefore X/R = \frac{0.0749}{0.0038} = 19.71 \approx 20$$

luego entonces del triángulo de impedancias



$$\tan \theta = \frac{X}{R} = 20 \text{ y } \text{ang } \tan \theta = 87.13^\circ$$

$$Z_{N \ 0/1} = 0.937 \angle 87.13^\circ$$

$$Z_{N \ 0/1} = 0.047 + j0.935 \text{ p.u.}$$

Debido a que la corriente de falla es 500 amperes:

$$I_f = \frac{I_{cc}}{I_B} = \frac{500}{13877.32} = 0.036 \text{ p.u.}$$

$$\therefore R = \frac{I}{I_f} - Z_{N \ 0/1} \quad \text{ya que } V = 1.0 \text{ p.u.}$$

$$R = \frac{1}{0.036} - (0.047 + j0.935)$$

Considerando únicamente la parte real:

$$R = 27.75 - 0.047 = 27.703 \text{ p.u.}$$

La resistencia base es de:

$$R \text{ BASE} = \frac{V_{\text{BASE}}}{I_{\text{BASE}}} = \frac{2402 \text{ V}}{13877.32 \text{ A}} = 0.173$$

$$R = R_{\text{p.u.}} \times R_{\text{BASE}}$$

$$R = 27.703 \times 0.173 = 4.792$$

$$R = 4.8$$

Para el caso del transformador con doble devanado secundario:

$$Z_{N \text{ O/1}} = 0.065 \frac{100}{9} \left(\frac{4.16}{2.402} \right)^2 = 2.17$$

$$X/R = \frac{0.0649}{0.0038} = 17$$

$$\text{ang tan } 17 = 86.63^\circ$$

$$Z_{N \text{ O/1}} = 2.17 \angle 86.63^\circ \quad Z_{N \text{ O/1}} = 0.127 + j2.166$$

$$y \quad R = 27.75 - 0.127 = 27.623 \text{ p.u.}$$

$$R = 27.623 \times 0.173 = 4.778 \approx 4.8$$

$$R = 4.8$$

C O N C L U S I O N E S

Dada la importancia que exige en la actualidad el diseño eficiente y confiable, de las Centrales Termoeléctricas en nuestro país, y debido también al consumo propio de los servicios auxiliares - con respecto a la producción total de energía, que para este caso en particular, es del 10% por unidad turbogeneradora; es necesario seleccionar cuidadosamente dichos servicios que se requieren para el buen funcionamiento de la Central.

Mejor aún más significativo es diseñar y seleccionar, el equipo y/o dispositivos eléctricos que conforman el sistema de distribución que alimenta y protege el "sistema nervioso" (servicios auxiliares) de la Central, ya que si en él se presenta una deficiencia se puede producir una parálisis completa de la misma.

El sistema de distribución eléctrico que alimenta los servicios auxiliares debe de cumplir con los siguientes requisitos importantes:

Flexibilidad : Es decir el sistema debe de ser capaz - de alimentar todas las cargas o demandas de potencia sin presentarse fallas.

Confiabilidad : Es necesario que dicho sistema sea diseñado para que en un momento dado se presente un bajo índice de fallas, que puedan ser liberadas por las protecciones y/o alimentadores de respaldo, etc.

Continuidad : Partiendo de la base de que nos es posible evitar que ocurran fallas, es necesario adoptar medidas tendientes a reducir los efectos de las mismas por medio

de estudios por ejemplo de corto circui
to, etc.

Economía : Lo que significa que en los diseños se debe de encontrar una solución óptima - entre la confiabilidad y la economía en los criterios usados para la prevención de fallas.

No por hecho de existir ciertas rutinas en cuanto al diseño de - los sistemas de distribución de energía eléctrica, dentro de una Central Termoeléctrica debemos generalizar el arreglo de una manera simplista, ya que por ejemplo en este caso se presentó el - sistema de enfriamiento mixto; para lo cual en base a las conclu siones anteriores y de acuerdo a los estudios realizados dentro del presente trabajo, se recomienda seleccionar para el Antepro yecto C. T. Lerdo U. 1 y 2 transformadores de servicios auxilia res con doble devanado secundario capacidad de 18/24 MVA., enfria miento OA/FA y una impedancia de 6.5% para H - X e H - Y, y de esta manera obtener un sistema que cumpla con los requisitos --- enunciados anteriormente.

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

C A P I T U L O I

- 1.- AGUILAR RODRIGUEZ M.: Criterios de Diseño de Plantas Termoeléctricas, 9, 15-17, 1981. Ed. Limusa.
- 2.- BOLETIN IIE, VOL. 7, NUM. 1: Control de Centrales Termoeléctricas, 33-34, EN/FE 81.
- 3.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Informe de operación, 1984.
- 4.- CONACYT: Información Científica y Tecnológica, 34-37, Agosto 1983.
- 5.- ENRIQUEZ HARPER G.: Elementos de Centrales Eléctricas I, - 33-36, 309-318, 482-484, 1982 VOL. I, Ed. Limusa.
- 6.- ENRIQUEZ HARPER G.: Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencias Eléctrica, 28-34, 1980 VOL. I Ed. Limusa.

C A P I T U L O I I

- 1.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Criterio de Diseño Eléctrico para la C. T. Lerdo U. 1 y 2, 5-30, 1985.
- 2.- AGUILAR RODRIGUEZ M.: Criterios de Diseño de Plantas Termoeléctricas, 35-37, 159, 1981 Ed. Limusa.

3.- CONACYT.: Información Científica y Tecnológica, 9-11, Nov. 1984.

4.- ENRIQUEZ HARPER G.: Elementos de Centrales Eléctricas I, - 428-429; 1982 Vol. I, Ed. Limusa.

C A P I T U L O I I I

1.- AGUILAR RODRIGUEZ M.: Criterios de Diseño de Plantas Termoeléctricas, 339-343; 1981 Ed. Limusa.

2.- ENRIQUEZ HARPER G.: Elementos de Centrales Eléctricas I, -- 681-686, 1982 Vol. I, Ed. Limusa.

3.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Criterios de Diseño Eléctrico para la C. T. Lerdo U. 1 y 2, 5-42, 1985.

4.- KOSOW I. L.: Máquinas Eléctricas y Transformadores, 361-385, 1980, Ed. Reverté.

5.- DUFF JOHN R.: Fundamentos de Corriente Alterna; 358-386, -- 1972.

6.- NEMA: Motor and Generator Standars, Publ. MG-1, 1972.

7.- FINK AND BEATY: Standard Handbook for Electrical Engineers, Cap. 20, 21-30, 41-49, 11a. Edición Mc. Graw Hill.

8.- SIEMENS: Siemens Power Engineering, 35, 43-50, 1981 Vol. III, Special issue.

C A P I T U L O I V

1.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Curso Básico de Transformadores, 1-40 C.F.E.

- 2.- BEEMAN DONALD: Industrial Power Systems Handbook, 1-59; --
1955, 1a. Edición Ed. Mc Graw Hill. Book Company
Inc.
- 3.- ENRIQUEZ HARPER G.: Elementos de Diseño de Subestaciones -
Eléctricas, 179-239; 1979 Preedición, Ed. Limusa.
- 4.- STEVENSON WILLIAM D.: Análisis de Sistemas Eléctricos de -
Potencia, 261-267; 1979 2a. Edición, Ed. Mc Graw
Hill.
- 5.- LUCA M. CARLOS: Plantas Eléctricas, 237-240, 1974, 8a. Edi
ción, Ed. RYSI. S. A.
- 6.- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION: Electrical Transmission
and Distribution Reference Book, 96-100, 133-144,
4a. Edición, Ed. Westinghouse Inc.
- 7.- ANSI C37.010: Application Guide for A C High-Voltaje Circuit
Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis -
1972.
- 8.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Norma de Diseño E.2.11.1.
para el cálculo de Corto Circuito en Plantas Ter
moeléctricas 1982.
- 9.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Norma de Diseño E para el
Cálculo de Caída de Tensión y Regulación en el --
Sistema de Servicios Auxiliares 1982.
- 10.- KOSOW L. I.: Máquinas Eléctricas y Transformadores, 593-617,
Ed. Reverté.

C A P I T U L O V

- 1.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Especificación K0000-06 -

Transformadores de Potencia de 10 MVA y mayores.

- 2.- ANSI C.57.12: General Requirement for Distribution, Power and Regulating Transformers. 1973.
- 3.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Especificación L0000-03 - Comercial General.
- 4.- COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD: Curso Básico de Transformadores 1-40 C. F. E.
- 5.- NEMA TR-1-1974: Transformers, Regulators and Reactors.
- 6.- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION: Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 133-135, 4a. Edición, Ed. Westinghouse Inc.