

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.

INDICE

1.-INTRODUCCION

2.- TEORIA DE PRUEBAS

- 2.1-RESISTENCIA DE AISLAMIENTO
- 2.2-INDICES DE POLARIZACION Y ABSORCION
- 2.3-FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO
- 2.4-INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGAOHMETRO
- 2.5-USO DE LA GUARDA
- 2.6-VOLTAJES RECOMENDADOS PARA LAS PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO
- 2.7-CLASIFICACION DE LOS INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION
- 2.8-METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

3.- PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA

- 3.1-PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL EQUIPO MEU
- 3.2-VARIACION DEL FACTOR DE POTENCIA CON LA TEMPERATURA
- 3.3-MEDICION DE CAPACITANCIA Y RESISTENCIA
- 3.4-PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

4.- PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

- 4.1-TEORIA DE RELACION DE TRANSFORMACION
- 4.2-DESCRIPCION DEL TTR
- 4.3-EVALUACION E INTERPRETACION DE RESULTADOS

5.- PRUEBAS AL SISTEMA DE TIERRAS

- 5.1-RESISTENCIA DE ELECTRODOS ARTIFICIALES
- 5.2-ANALISIS DE RESULTADOS

6.- PRUEBAS DE ACEITE

- 6.1-INTRODUCCION
- 6.2-PRUEBAS DE LABORATORIO
- 6.3-PRUEBAS EN CAMPO

7- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

- 7.1-PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS
- 7.2-PROCEDIMIENTO DE PRUEBA
- 7.3-ANALISIS DE RESULTADOS

8.- PRUEBAS DE TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE

- 8.1- FAVAG
- 8.2- MILLIGRAPH
- 8.3- ANALIZADOR CINCINNATI
- 8.4- ANALIZADOR TR-3000

9.- PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD

9.1- HIGROMETRO DE HIELO SECO

9.2- HIGROMETRO ALNOR

9.3- HIGROMETRO PANAMETRIC

10- APLICACIONES Y PRUEBAS

11- RECOMENDACIONES Y TECNICAS PARA PRUEBAS

11.1-PRUEBAS A SUBESTACIONES COMPACTAS

11.2-PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

11.3-PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES

11.4-PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

11.5-PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

12.-CRITERIOS DE ACEPTACION

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

1.- INTRODUCCION

Las pruebas en campo son necesarias en varias etapas de una construcción o para mantenimiento eléctrico.

Todo equipo eléctrico es probado en fabrica , lo cual da una garantía al comprador, pero frecuentemente es necesario desarmar parte del equipo para su transporte al lugar de la instalación, y por tanto las condiciones de los aislamientos cambian a los prestablecidos en fabrica por lo cual todo equipo eléctrico deberá ser revisado al llegar al sitio de instalación y realizarse las pruebas necesarias, sobre todo en los aislamientos a los cuales les afecta directamente la humedad y algunos no deben se expuestos directamente al ambiente.

Conforme se está ensamblando el equipo se van realizando pruebas hasta el termino del ensamblado , al termino se realizan pruebas finales para la puesta en servicio y con esto tendremos la seguridad de que al momento de la energización el equipo no sufrirá ningún daño .

Todos los valores de las pruebas con los cuales entro en servicio el equipo son registrados y entregados al departamento de mantenimiento, para que al realizar las pruebas periódicas se compare los resultados y así se pueda detectar una falla en los aislamientos antes de que ocurra y poder corregirla.

Normalmente en todas las fabricas no se realizan mantenimientos predictivos , por no conocer los alcances de las pruebas necesarias a cada equipo y de sus componentes eléctricos.

Es por esto que se recomienda realizar pruebas al equipo eléctrico una o dos veces por año para asegurar que no habrá fallas eléctricas.

Para realizar un mantenimiento eléctrico predictivo y preventivo es necesario realizar las pruebas mas importantes con el equipo adecuado, para cada uno de los componentes eléctricos de una instalación industrial. (ver figura 1)

Los equipos necesarios para realizar las pruebas son:

- a) MULTIMETRO
- b) AMPERMETRO DE GANCHO

c) MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

HOJA-2

d) MEDIDOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

e) MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA

f) MEDIDOR DE RELACION DE TRANSFORMACION

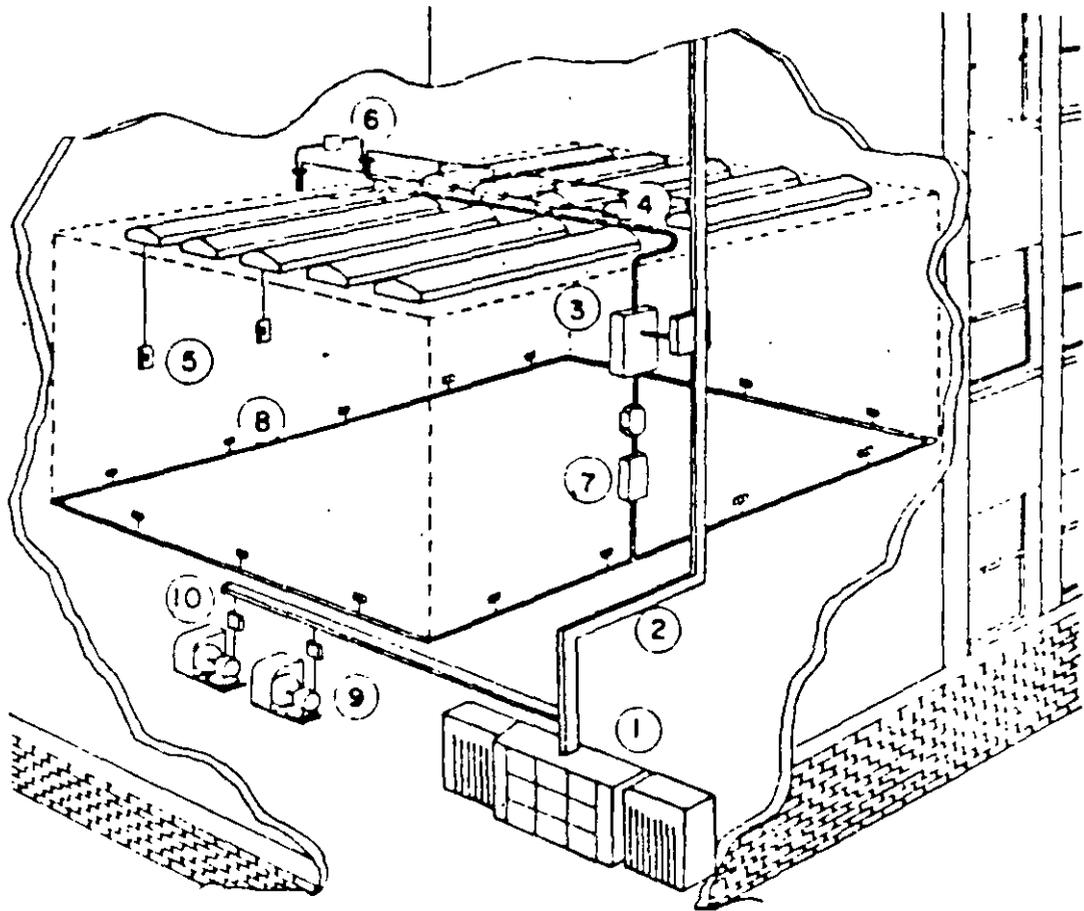
g) MEDIDOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

h) MEDIDOR DE TIEMPOS DE OPERACION

Los beneficios que alcanzamos con un programa planeado de inspección y pruebas son :

- 1) Ahorro económico debido a que se provocan incendios por fallas eléctricas.
- 2) Productividad en la empresa, ya que al detectarse con anticipación cualquier posible falla , la producción no se interrumpe. .
- 3) Continuidad en el servicio eléctrico.
- 4) Ahorro de energía eléctrica .

EQUIPO ELECTRICO EN UNA INSTALACION ELECTRICA INDUSTRIAL



- 1- SUBESTACION COMPACTA
- 2- DUCTOS O BARRAS AISLADAS
- 3- TABLEROS DE ALUMBRADO
- 4- LAMPARAS PARA ALUMBRADO GENERAL.
- 5- APAGADORES.
- 6- TUBERIAS CANALIZACIONES Y ACCESORIOS.
- 7- TABLEROS DE DISTRIBUCION
- 8- CONTACTOS
- 9- MOTORES
- 10- ARRANCADORES Y SEÑALIZACION

2.-TEORIA DE PRUEBAS

2.1- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento determina en forma aproximada el estado que se encuentran los aislamientos.

DEFINICION.- Es la resistencia en megohms que presenta un aislamiento al aplicarse un voltaje de C.D durante un tiempo determinado .

A la corriente que resulta de la aplicación del voltaje de C.D.se conoce como corriente de aislamiento y consta de dos componentes :

- 1) La corriente que fluye dentro del aislamiento.
- 2) La corriente que fluye sobre la superficie.

1)La corriente que fluye dentro del aislamiento esta formada por :

- a) La corriente capacitiva que inicialmente tiene un valor elevado y disminuye con el tiempo.
- b) La corriente de absorción dielectrica la cual inicia con un valor bajo de resistencia de aislamiento y disminuye con el tiempo.
- c) La corriente de conducción , esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante.

2)La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento.-

A esta componente se le conoce como corriente de fuga, esta corriente permanece constante al igual de la corriente de conducción y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

2.2- INDICES DE POLARIZACION Y ABSORCION

La resistencia de aislamiento varia con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento , la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante 10 minutos , tomando lecturas a los 15 , 30 , 45 y 60 segundos y después cada minuto.

Dado que la pendiente de la curva de absorción dielectrica nos indica las condiciones del aislamiento , esta pendiente puede ser expresada por el índice de absorción y polarización.

$$I \text{ absorción} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 60 seg.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 30 seg.}}$$

$$I \text{ polarizac} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 10 min.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 1 min.}}$$

La prueba de índices de absorción y polarización se utiliza normalmente cuando se tienen dudas en los valores de prueba de resistencia de aislamiento en equipos con gran cantidad de aislamiento.

2.3- FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

- 1) Condición de la superficie del aislamiento tales como carbón , polvo y aceite
- 2) Efecto de la humedad : Gran parte de los aislamientos son higroscopicos y por lo tanto absorben humedad ocasionando una reducción en la resistencia de aislamiento.
- 3) Efecto de la temperatura : la resistencia de aislamiento varia inversamente con la temperatura para mayor parte de los materiales aislantes.
Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento , es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura o convertir cada medición a la misma base.
Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación

$$R_c = K_t \times R_t$$
 Rc= Resistencia de aislamiento en megaohms corregida a la temperatura base.
 Rt= Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba.
 Kt= Coeficiente de corrección por temperatura.

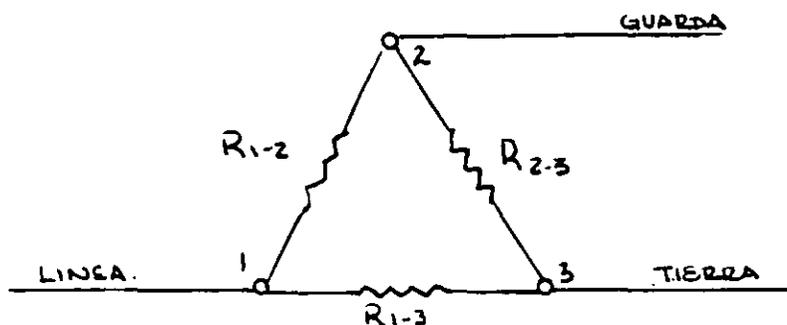
2.4- INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGAOHMETRO

- 1) Coloque el aparato en una base bien nivelada
- 2) Seleccione el voltaje de prueba a utilizar
- 3) Verifique el aparato con las pruebas de cero e infinito
- 4) Aterrice el equipo a probar para eliminar toda carga capacitiva.

- 5) Para evitar errores en la medición, utilice puentes de cobre desnudo.
- 6) Tome la lectura en el tiempo requerido.
- 7) Registre la temperatura de prueba.
- 8) Descargue el equipo probado

2.5- USO DE LA GUARDA

El propósito de esta terminal es contar con un medio para efectuar las mediciones en mayas de tres terminales, en tal forma de que pueda discriminarse el valor de una de las dos trayectorias.



Así en el caso de la figura anterior, utilizando las conexiones indicadas, se medirá la resistencia R_{1-2} directamente ya que las otras dos no entran en la medición por estar conectada la terminal tres a guarda.

2.6 VOLTAJES RECOMENDADOS PARA PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

La medición de resistencia de aislamiento es una prueba donde se aplica potencial de c.d y por lo tanto se debe restringirse a valores apropiados, dependiendo de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones que se encuentre su aislamiento ya que si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales usuales en los equipos de resistencia de aislamiento son de 100, 500, 1000, 2500 y 5000 VCD.

Las lecturas de resistencia de aislamiento , disminuyen al utilizar potenciales más altos, sin embargo para aislamientos en buenas condiciones y perfectamente secos se obtendrán valores muy próximos para diferentes tensiones de prueba, siempre y cuando no sobrepasen el valor nominal de operación del equipo que se esta probando.

VOLTAJES DE PRUEBA RECOMENDADOS

VOLTAJE DEL EQUIPO DE PRUEBA	VOLTAJE NOMINAL DE C.A DEL EQUIPO A PROBAR
100 Y 250 VCD	HASTA 125 V. INCLUYENDO EQUIPOS Y CIRCUITOS DE CONTROL
500 V	DE 125 A 400 V
1000 V	DE 400 EN ADELANTE
2500 A 5000 V	DE 1000 V EN ADELANTE

2.7- CLASIFICACION DE LOS INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION

INDICE DE ABSORCION	INDICE DE POLARIZACION	CLASIFICACION DEL AISLAMIENTO
MENOR DE 1	MENOR DE 1	PELIGROSO
DE 1 A 1.1	DE 1 A 1.5	POBRE
DE 1.1 A 1.25	DE 1.5 A 2 -	DUDOSO
DE 1.25 A 1.4	DE 2 A 3	REGULAR
DE 1.4 A 1.6	DE 3 A 4	BUENO
MAYOR DE 1.6	MAYOR DE 4	EXCELENTE

2.8- METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Existen 3 métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento ;

1) Método de tiempo corto.- Este método es el normalizado y consiste en aplicar el voltaje durante 1 minuto , con objeto de

efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros .

2) Método de tiempo-resistencia o Absorción Dieléctrica.- Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un periodo de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un minuto.

El método proporciona una mejor referencia para evaluar el estado de los aislamientos , en aquellos equipos con características de absorción notable, como son las grandes maquinas rotatorias y transformadores de potencia, sobre todo cuando no existen valores de referencia de pruebas anteriores.

3) Método de Voltajes Múltiples.- Este método tiene su principal aplicación en la evaluación de aislamientos de maquinas rotatorias y transformadores.

Su aplicación requiere el uso de un instrumento con varios voltajes para poder aplicar dos o más voltajes en pasos , por ejemplo; 500 V y después con 1000 V .

Este método se apoya en el hecho de que conforme se aumenta el voltaje de prueba, se aumentan los esfuerzos dielectricos sobre el aislamiento , al aproximarse a superar las condiciones de operación.

La influencia de los puntos débiles del aislamiento en las lecturas de la resistencia adquirira mayor importancia hasta hacerse decisiva al sobrepasar cierto limite, cuando esto ocurre se tendrá una caída pronunciada en el valor de resistencia de aislamiento que se aprecia claramente al graficar las lecturas obtenidas contra el voltaje aplicado.

De preferencia los voltajes aplicados deben estar en la relación de 1 a 5 o mayor. (por ejemplo 500 y 2500 V).

3.-PRUEBAS DE FACTOR DE FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia en la actualidad es la principal herramienta para juzgar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos de equipo eléctrico.

Con estas pruebas podemos detectar :

- Degradación
- Envejecimiento
- Contaminación
- Humedad

Definición.- El factor de potencia de un aislamiento es el coseno del ángulo del voltaje aplicado y la corriente de carga.

En cualquier circuito de corriente alterna el factor de potencia de un dielectrico es :

$$F.P = \frac{P}{EXI} = \text{COS } \theta$$

Para realizar la prueba de factor de potencia existen equipos de la marca Doble Engineering en sus dos modelos tipo MEU y M2H con voltajes de prueba 2.5 KV y 10 KV respectivamente .

De estos equipos se obtienen las mediciones de Watts , Volts , y Amperes .

Con estos instrumentos de prueba se pueden realizar las mediciones en tres formas diferentes para determinar las características de un aislamiento y de esta manera analizar con exactitud la localización de un aislamiento deteriorado, las mediciones que pueden ser seleccionadas son . GROUND , GUARD , Y UST.

Las expresiones empleadas para calcular el % factor de potencia:

$$\text{Para 2.5 KV} \quad \% \text{ F.P} = \frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \times 100$$

$$\text{Para 10 KV} \quad \% \text{ F.P} = \frac{\text{WATTS}}{\text{MILIAMP}} \times 10$$

El equipo de la Doble , puede realizar las mediciones de factor de potencia a voltajes menores de 2.5 KV y utilizamos las siguientes expresiones :

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MVA leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MW leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

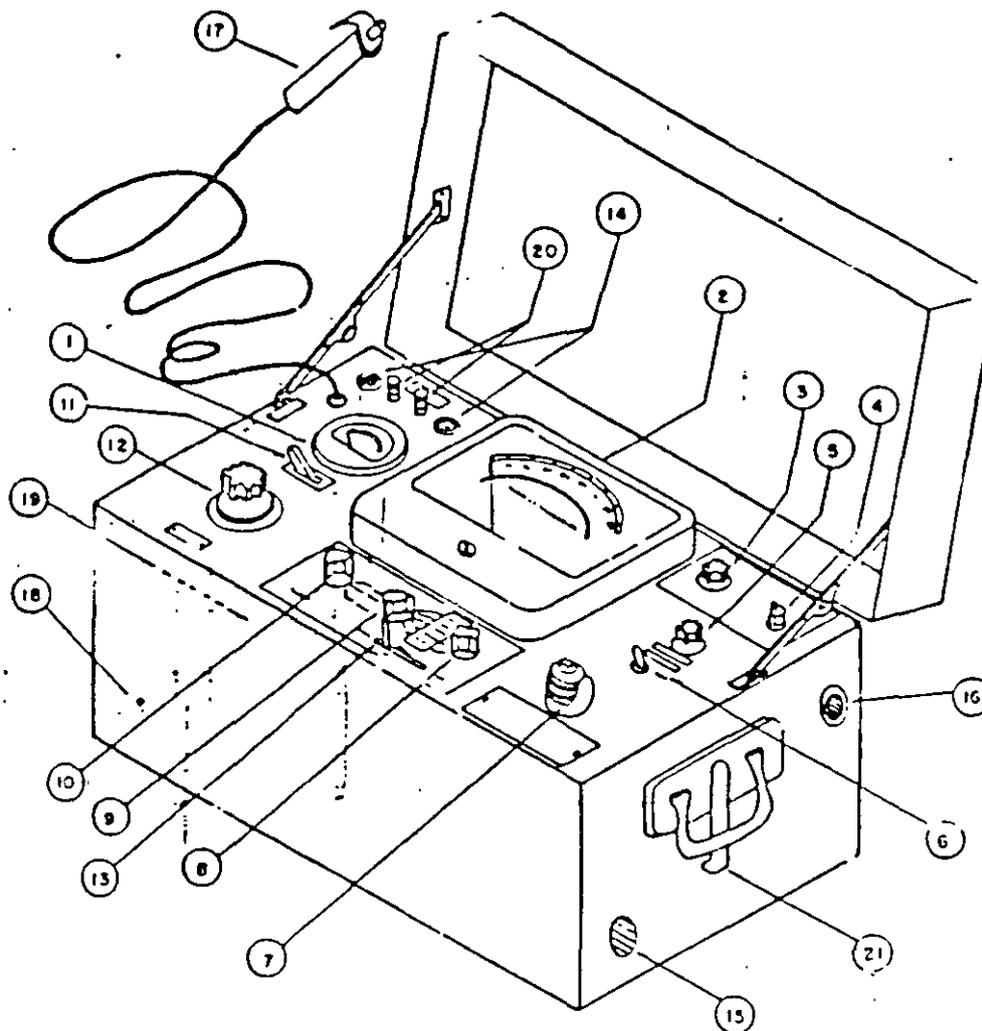
3.1- PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL EQUIPO MEU.

Por seguridad el equipo siempre debe estar aterrizado con una tierra firme con la cual el equipo cuenta.

Se procede a conectar los cables de alta y baja tensión del equipo de prueba al equipo a probar.

Antes de operar el interruptor general, debe verificarse que el reostato para elevar la tensión este en cero , el selector en posición check, los rangos de las escalas en los más altos para MVA y MW , y el interruptor reversible en posición "ON".

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA



PARTES PRINCIPALES DEL MEU

- | | |
|---|---|
| 1.- VOLTMETRO | 18.- ENTRADA PARA CONECTAR SWITCH DE SEGURIDAD. |
| 2.- INDICADOR DE mVA y mW. | 19.- CLAVIJA PARA ALIMENTACION DE C.A. |
| 3.- PERILLA PARA AJUSTE DE MEDICION | 20.- FUSIBLES DE PROTECCION. |
| 4.- L.V. SWITCH. (GROUND, GUARD Y UST). | 21.- PUNTO PARA CONEXION A TIERRA DEL APARATO. |
| 5.- PERILLA DE POLARIDAD | |
| 6.- REV. SWITCH PARA COMPROBACION DE LECTURAS (DIRECTA-FUERA-INVERSA) | |
| 7.- AJUSTE DE MILLIWATTS (mW ADJ). | |
| 8.- PERILLA PARA RANGOS DE mW (MILI-WATTS). | |
| 9.- PERILLA PARA RANGOS DE mVA. (MILI-VOLTAMPERES | |
| 10.- PERILLA PARA RANGOS DE MEDIDA. (HIG, MED Y LOW) | |
| 11.- SWITCH DE ENCENDIDO (ON-OFF) | |
| 12.- PERILLA PARA RANGOS DE VOLTAJE | |
| 13.- SWITCH SELECTOR (mVA, CHECAR Y mW) | |
| 14.- FOCOS PILOTO VERDE Y ROJO. | |
| 15.- ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA DE ALTA TENSION. | |
| 16.- ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA, GUARDA O BAJO VOLTAJE | |
| 17.- SWITCH DE SEGURIDAD | |

Comprobando lo anterior se procede a energizar el equipo a probar para lo cual es necesario cerrar los interruptores de seguridad de mano , al hacer esto la luz verde se apaga y prende la luz roja . Si esto no sucede significa que la polaridad de alimentación de c.a de 127 V , se encuentra invertida , por lo tanto se debe invertir la clavija de alimentación.

Por medio del reostato de tensión se va elevando el voltaje hasta obtener el voltaje requerido , ajustando al mismo tiempo la escala del medidor de MVA y MW por medio de su perilla de ajuste (Meter Adjustment).

El selector se coloca en la posición de MVA y se selecciona el rango más legible y se toma la lectura obtenida , esta se comprueba con el interruptor reversible (Reversin Switch).

El siguiente paso es colocar el sw en la posición de MW y se selecciona el rango más legible, se registra y se comprueba con el interruptor reversible en ambas posiciones, con esto se queda terminada la medición debiéndose regresarse todos los controles a su posición inicial.

3.2- VARIACION DEL F.P CON LA TEMPERATURA

Como el factor de potencia de cualquier equipo varia con la temperatura , es importante que los valores de factor de potencia sean ajustados a una base común para propósitos de comparación , en la siguiente tabla proporcionada por la doble se muestran los valores de corrección por temperatura .

3.3- MEDICION DE CAPACITANCIA Y RESISTENCIA

El equipo de prueba cuenta con la capacidad de realizar las mediciones de capacitancia , cuando el factor de potencia es menor del 15% y puede ser calculado con la siguiente expresión :

$$C = 0.425 \times \text{MVA} \quad (\text{pf a } 2.5 \text{ KV})$$

Otra característica que puede medir el equipo de prueba es la resistencia equivalente en C.A. a través de la siguiente expresión

$$R = \frac{6250}{\text{MW}} \quad \text{Megaohm a } 2.5 \text{ KV}$$

CONVERTING POWER FACTORS
 AT TEST TEMPERATURE TO POWER FACTORS AT 20°C

5

BUSHINGS

ABB	ASEA	BROWN BOVERI		GENERAL ELECTRIC								HAEFELY
Type O + C	All GO Types 25-765 kV	Types CTF, CTKF 20-60 kV	Types CTF, CTKF 85-330 kV	TEST TEMPERATURES		Type B	Type F	Types L, LC, LI, LM	Types OF, OFI, OFM	Types S, SI, SIM (Cpd - Filled)	Types TandU	Types COT, COS, SOT
				°C	°F							
87	79	124	↑ 100	0	32.0	109	93	100	118	126	102	
89	81	122		2	35.6	109	95	100	116	124	102	
91	83	120		4	39.2	109	97	100	115	121	102	
92	85	117		6	42.8	108	98	100	113	119	101	
93	87	115		8	46.4	108	99	100	111	116	101	
94	89	112		10	50.0	107	99	100	110	114	101	0.88
95	92	110		12	53.6	106	99	100	108	111	101	0.90
96	94	106		14	57.2	105	100	100	106	108	101	0.93
98	95	105		16	60.8	104	100	100	104	106	100	0.95
99	98	103		18	64.4	102	100	100	102	103	100	0.98
100	100	100	20	68.0	100	100	100	100	100	100	100	
101	103	98	↓ 100	22	71.6	97	99	99	97	97	100	102
102	105	96		24	75.2	93	97	99	94	93	100	104
103	107	94		26	78.8	90	96	98	91	90	99	107
104	109	91		28	82.4	85	94	97	88	87	99	109
105	112	88		30	86.0	81	92	96	86	81	98	111
106	114	86		32	89.6	77	89	95	81	81	97	113
107	117	84		34	93.2	73	87	94	80	77	97	115
107	119	82		36	96.8	69	84	93	77	74	96	117
108	121	80		38	100.4	65	81	91	74	70	95	119
108	123	78		40	104.0	61	78	89	70	67	94	121
109	126	76		42	107.6	74	87	87	67	64	93	122
110	128	74		44	111.2	70	85	85	63	60	91	124
110	130	72		46	114.8	64	83	83	61	66	89	125
111	131	70		48	118.4	58	82	82	58	53	87	126
111	133	68		50	122.0	52	80	80	56	50	86	127
111	134	66		52	125.6	79	79	79	53	47	84	128
111	136	64		54	129.2	78	78	78	51	44	82	129
111	137	62		56	132.8	77	77	77	49	41	79	130
112	137	60	58	136.4	76	76	76	46	38	77	131	
112	138	58	60	140.0	74	74	74	44	36	75	132	



TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C (BUSHINGS - continued)

LAPP			McGRAW-EDISON	MICAFIL	MICANITE AND INSULATORS CO.		TEST TEMPERATURES		OHIO BRASS				PASSONI VILLA	WESTINGHOUSE		
Class ¹ ERC 15-23 kV	Class PRC 15-69 kV	Class POC 15-765 kV	Type P, PA, PB	Type WTxF	25-69 kV	Above 69 kV	°C	°F	Class G or L 48- 138 kV	Class L 7.5 34.5 kV	Class GK 15- 500 kV	Class 1K 15- 69 kV	Type PTAO, 3 PV.F 25-230 kV	Con- denser, except Type O	Type O O AI OC	Type O + O + C
.90	.81	1.00	.68	—	1.55	1.13	0	32.0	1.54	1.29	.90	.85	.65	1.61	.88	.87
.91	.83	↑	.70	—	1.49	1.11	2	35.6	1.47	1.26	.91	.86	.69	1.52	.89	.89
.92	.86	↑	.72	—	1.43	1.10	4	39.2	1.40	1.24	.91	.87	.74	1.44	.90	.91
.93	.88	↑	.76	—	1.37	1.08	6	42.8	1.34	1.21	.92	.89	.78	1.36	.91	.92
.94	.89	↑	.79	—	1.31	1.07	8	46.4	1.29	1.19	.92	.90	.82	1.30	.93	.93
.95	.92	↑	.82	—	1.25	1.06	10	50.0	1.24	1.16	.93	.92	.86	1.23	.94	.94
.96	.94	↑	.85	—	1.20	1.05	12	53.6	1.18	1.12	.94	.93	.89	1.18	.95	.95
.97	.95	↑	.87	1.00	1.15	1.04	14	57.2	1.14	1.09	.95	.95	.92	1.13	.96	.96
.98	.97	↑	.93	1.00	1.10	1.02	16	60.8	1.09	1.06	.97	.96	.95	1.09	.98	.98
.99	.98	↑	.96	1.00	1.05	1.01	18	64.4	1.04	1.03	.98	.98	.97	1.04	.99	.99
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.00	1.00	↓	1.02	—	.96	.99	22	71.6	.95	.97	1.02	1.02	1.02	.96	1.01	1.01
1.01	1.03	↓	1.10	—	.91	.98	24	75.2	.91	.94	1.04	1.04	1.05	.92	1.02	1.02
1.02	1.05	↓	1.14	—	.87	.96	26	78.8	.88	.91	1.06	1.06	1.07	.88	1.04	1.03
1.02	1.07	↓	1.18	—	.84	.95	28	82.4	.84	.88	1.09	1.08	1.09	.84	1.05	1.04
1.03	1.10	↓	1.24	—	.80	.94	30	86.0	.80	.86	1.11	1.10	1.11	.81	1.06	1.05
1.03	1.11	↓	1.29	—	.77	.93	32	89.6	.77	.83	1.13	1.12	1.13	.77	1.07	1.06
1.04	1.12	↓	1.32	—	.74	.92	34	93.2	.74	.80	1.15	1.14	1.16	.74	1.08	1.07
1.04	1.13	↓	1.36	1.00	.70	.90	36	96.8	.71	.78	1.17	1.15	1.17	.70	1.08	1.07
1.05	1.14	↓	1.41	.99	.67	.89	38	100.4	.68	.75	1.19	1.17	1.18	.67	1.09	1.08
1.05	1.15	↓	1.45	.98	.64	.88	40	104.0	.65	.72	1.21	1.18	1.18	.64	1.09	1.08
1.05	1.15	↓	1.50	.98	.61	.87	42	107.6	—	—	1.22	1.19	1.20	.62	1.10	1.09
1.06	1.15	↓	1.55	.97	.58	.86	44	111.2	—	—	1.24	1.20	1.22	.59	1.11	1.10
1.06	1.15	↓	1.58	.97	.55	.85	46	114.8	—	—	1.26	1.21	1.24	.56	1.11	1.10
1.07	1.14	↓	1.61	.96	.52	.84	48	118.4	—	—	1.27	1.21	1.24	.53	1.10	1.11
1.07	1.13	↓	1.65	.95	.50	.83	50	122.0	—	—	1.29	1.22	1.25	.51	1.10	1.11
1.07	1.11	↓	1.67	.94	—	—	52	125.6	—	—	1.30	1.22	1.26	.50	1.10	1.11
1.08	1.09	↓	1.67	.94	—	—	54	129.2	—	—	1.31	1.22	1.26	.48	1.09	1.11
1.08	1.07	↓	1.67	.90	—	—	56	132.8	—	—	1.33	1.22	1.26	.47	1.08	1.11
1.07	1.06	↓	1.68	.90	—	—	58	136.4	—	—	1.34	1.21	1.26	.46	1.07	1.12
1.07	.95	↓	1.68	.92	—	—	60	140.0	—	—	1.35	1.21	1.25	.45	.96	1.12

¹This curve is applicable to those ERC bushings which were manufactured after March 1967 (S/N 3030 or higher)

91



TABLE OF DIELECTRIC LOSS TANGENTS FOR USE IN
 AT TEST TEMPERATURES POWER FACTORS AT 20°C

TEST TEMPERATURES		INSULATING FLUIDS			
°C	°F	ASKAREL	CONVENTIONAL INSULATING OIL	SILICONE OILS	
				New	Service Aged
0	32.0	—	1.56	—	—
2	35.6	—	1.52	—	—
4	39.2	—	1.48	—	—
6	42.8	—	1.45	—	—
8	46.4	—	1.43	—	—
10	50.0	—	1.38	—	—
12	53.6	—	1.31	—	—
14	57.2	—	1.24	—	—
16	60.8	—	1.16	—	—
18	64.4	—	1.08	—	—
20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00
22	71.6	.90	.91	0.81	0.76
24	75.2	.81	.83	0.66	0.57
26	78.8	.72	.76	0.65	0.50
28	82.4	.64	.70	0.62	0.45
30	86.0	.56	.63	0.54	0.40
32	89.6	.51	.58	0.52	0.37
34	93.2	.46	.53	0.45	0.34
36	96.8	.42	.49	0.42	0.31
38	100.4	.39	.45	0.36	0.29
40	104.0	.35	.42	0.30	0.26
42	107.6	.33	.38	0.26	0.25
44	111.2	.30	.36	0.24	0.23
46	114.8	.28	.33	0.18	0.21
48	118.4	.26	.30	0.16	0.19
50	122.0	.24	.28	0.13	0.18
52	125.6	.22	.26	0.11	0.16
54	129.2	.21	.23	—	—
56	132.8	.19	.21	—	—
58	136.4	.18	.19	—	—
60	140.0	.16	.17	—	—

TMCF-3960

GRADING CAPACITOR ASSEMBLIES FOR GENERAL ELECTRIC 115/230/345-KV ATB BREAKERS			
TEST TEMPERATURES		POWER FACTOR	CAPACITANCE
°C	°F		
17.8	0	.09	.80
19.0	5	.10	.80
12.2	10	.11	.80
9.4	15	.12	.80
6.7	20	.14	.80
4.0	25	.17	.80
1.1	30	.21	.82
1.7	35	.27	.84
4.5	40	.32	.85
7.2	45	.40	.88
10.0	50	.47	.90
12.8	55	.61	.92
15.5	60	.80	.94
18.3	65	.89	.98
20.0	68	1.00	1.00
21.1	70	—	1.01
23.9	75	—	1.04
26.7	80	—	1.06
29.4	85	—	1.10
32.2	90	—	1.12
35.0	95	—	1.15
37.8	100	—	1.19
43.3	110	—	1.25
48.9	120	—	1.32

©1993 Doble Engineering Company
 All rights reserved.

17



TABLE OF MULTIPLIER. USE IN CONVERTING POWER FACTORS AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C

LIQUID-FILLED TRANSFORMERS, SHUNT REACTORS, AND VOLTAGE REGULATORS															
POWER TRANSFORMERS (Above 500 kVA)				DISTRIBUTION TRANSFORMERS (500 kVA and Below)							PTs/VTs, CTs, and MOs				
Askarel-Filled Trans	Oil-Filled Transformers			Silicone	Askarel	Oil-Filled		Silicone	TEST TEMPERATURES		HV/EHV Shunt Reactors (Oil-Filled)	Voltage Regulators (Oil-Filled)	Askarel	Oil-Filled	
	Free Breathing and Older Conservator Types	Sealed, Gas-blanketed and Modern Conservator Types				Prior to 1950	Modern		°C	°F				Modern, Rated 220 kV and Above	All Others
		≤ 161 kV	≥ 161 kV												
-	1.56	1.57	.95	-	-	1.56	1.57	-	0	32.0	95	1.56	-	1.57	1.67
-	1.52	1.50	.96	-	-	1.52	1.50	-	2	35.6	96	1.52	-	1.50	1.61
-	1.48	1.44	.98	-	-	1.48	1.44	-	4	39.2	98	1.48	-	1.44	1.55
-	1.45	1.37	.98	-	-	1.45	1.37	-	6	42.8	98	1.45	-	1.37	1.49
-	1.43	1.31	.99	-	-	1.43	1.31	-	8	46.4	99	1.43	-	1.31	1.43
-	1.38	1.25	.99	-	-	1.38	1.25	-	10	50.0	99	1.38	-	1.25	1.36
-	1.31	1.19	1.00	-	-	1.31	1.19	-	12	53.6	100	1.31	-	1.19	1.30
-	1.24	1.14	1.01	-	-	1.24	1.14	-	14	57.2	101	1.24	-	1.14	1.23
-	1.16	1.09	1.01	-	-	1.16	1.09	-	16	60.8	101	1.16	-	1.09	1.16
-	1.08	1.05	1.00	-	-	1.08	1.05	-	18	64.4	1.00	1.08	-	1.05	1.08
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
90	.91	.96	.99	96	90	.91	.96	.96	22	71.6	99	.91	90	.96	.93
81	.83	.92	.98	92	81	.83	.92	.92	24	75.2	98	.83	81	.92	.86
72	.76	.88	.97	88	72	.76	.88	.88	26	78.8	97	.76	72	.88	.80
64	.70	.84	.96	84	64	.70	.84	.84	28	82.4	96	.70	64	.84	.74
56	.63	.80	.95	80	56	.63	.80	.80	30	86.0	95	.63	56	.80	.69
51	.58	.76	.94	76	51	.58	.76	.76	32	89.6	94	.58	51	.76	.65
46	.53	.73	.93	73	46	.53	.73	.73	34	93.2	93	.53	46	.73	.60
42	.49	.70	.91	70	42	.49	.70	.70	36	96.8	91	.49	42	.70	.56
39	.45	.67	.90	67	39	.45	.67	.67	38	100.4	90	.45	39	.67	.52
35	.42	.65	.89	65	35	.42	.65	.65	40	104.0	89	.42	35	.65	.48
33	.38	.62	.87	62	33	.38	.62	.62	42	107.6	87	.38	33	.62	.45
30	.36	.59	.86	59	30	.36	.59	.59	44	111.2	86	.36	30	.59	.42
28	.33	.56	.84	56	28	.33	.56	.56	46	114.8	84	.33	28	.56	
26	.30	.54	.83	54	26	.30	.54	.54	48	118.4	83	.30	26	.54	
24	.28	.51	.81	51	24	.28	.51	.51	50	122.0	81	.28	24	.51	
22	.26	.49	.79	49	22	.26	.49	.49	52	125.6	79	.26	22	.49	
21	.23	.47	.77	47	21	.23	.47	.47	54	129.2	77	.23	21	.47	
19	.21	.45	.75	45	19	.21	.45	.45	56	132.8	75	.21	19	.45	
18	.19	.43	.72	43	18	.19	.43	.43	58	136.4	72	.19	18	.43	
16	.17	.41	.70	41	16	.17	.41	.41	60	140.0	70	.17	16	.41	

11

Para realizar un analisis de cada una de estas mediciones que realiza el equipo de factor de potencia nos referimos a la siguiente figura , en donde se representan los diferentes circuitos simplificados para cada caso :

EN LA POSICION GROUND (TIERRA).-

Se mide la suma del total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y por tierra , es decir $G + T$

La resistencia de rango R limita a un valor despreciable la corriente que no pasa por el circuito de medicion.

EN LA POSICION GUARD (GUARDA).-

La corriente del cable de guarda es discriminada la derivarse sin pasar por el cicuito de medicion y solamente es medida la corriente que regresa al aparato por su conexi3n a tierra , solo mide T .

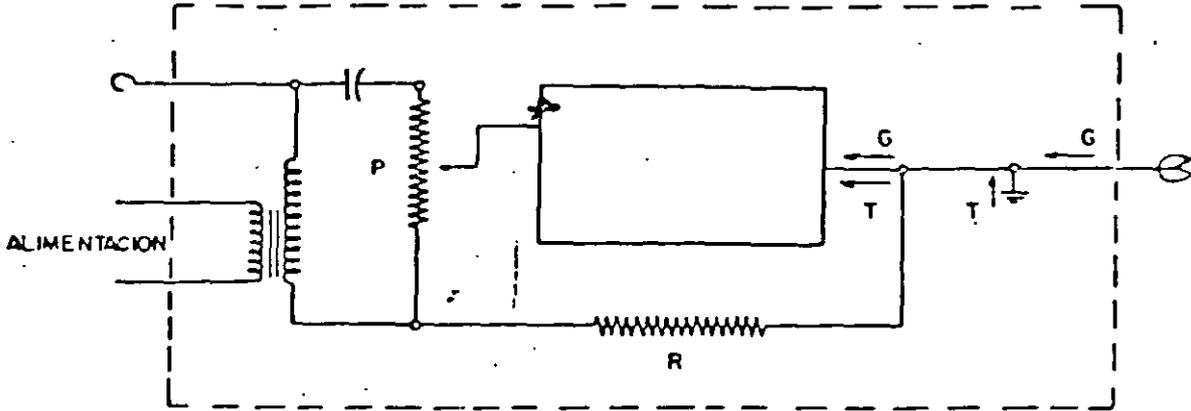
EN LA POSICION UST (MUESTRA SIN CONEXION A TIERRA).-

Se mide solamente la corriente que regresa al aparato por el cable de guarda y queda derivada sin pasar por el circuito de medicion la corriente que regresa por tierra .

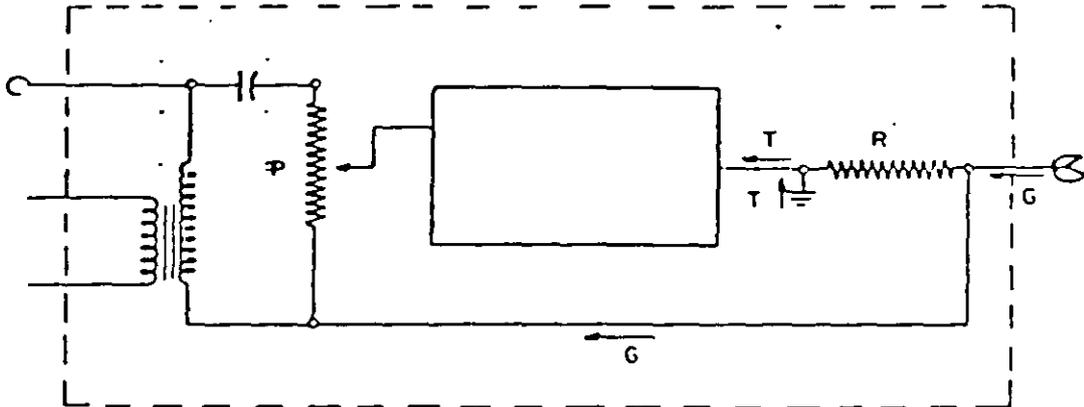
PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

MEDICIONES DEL MEU

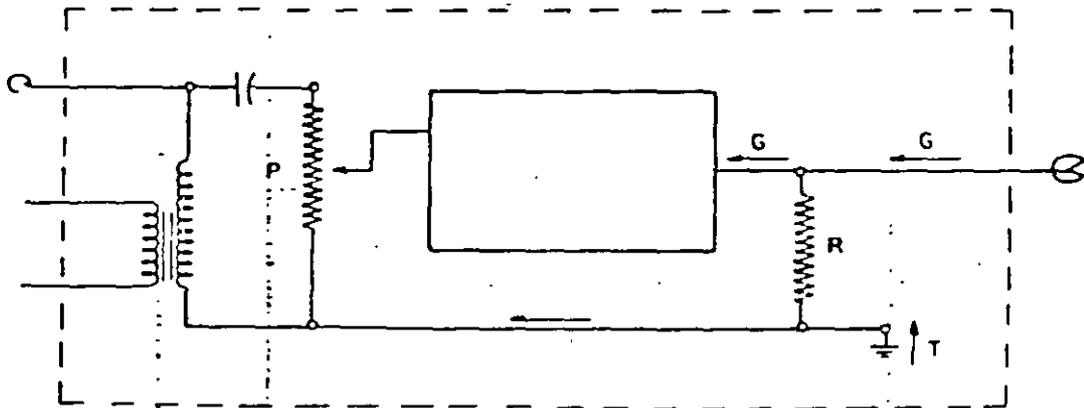
MEDICION EN GROUND



MEDICION EN GUARD



MEDICION EN UST



3.4- PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

HOJA-10

Sabemos que la porcelana es uno de los principales aislamientos en el equipo electrico.

A través del equipo de factor de potencia podemos realizar la prueba de collar caliente la cual nos puede detectar :

HUMEDAD
CONTAMINACION
FISURAS (DAÑOS A LA PORCELANA)

PRUEBA DE COLLAR SIMPLE.-

En las pruebas de collar simple , el collar es energizado por el equipo de prueba y el centro del conductor es aterrizado.

La prueba es usualmente realizada con un collar enredado en la superficie de la porcelana.

Si las perdidas o la corriente son apreciablemente altas , a veces una segunda prueba deberá realizarse ,removiendo el collar teniendo la precaución de que el collar este bien ajustado a la porcelana .

Esta prueba se realiza para poder detectar el punto donde se encuentra la porcelana dañada .

PRUEBAS DE COLLAR MULTIPLE.-

La prueba de collar multiple realiza , uniendo varios collares los cuales son enredados en la porcelana .

La prueba se realiza de la misma manera que la prueba de collar simple , con esta prueba detectamos la condición total de la porcelana .

CRITERIOS DE ACEPTACION DE COLLAR CALIENTE.-

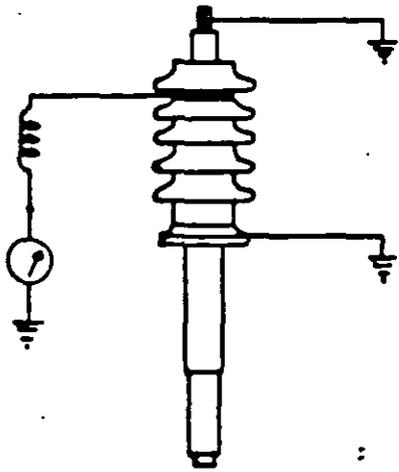
El fabricante del equipo de prueba marca Doble recomienda :

Con voltaje de prueba de 2.5 KV las pérdidas dieléctricas deben ser menores a 9 miliwatts.

Con voltaje de prueba de 10 KV las pérdidas dieléctricas deben ser menores a 0.15 W.

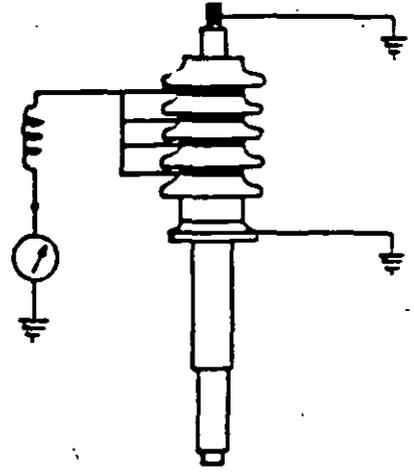
4.- PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

Para conocer la relación de espiras primarias o secundarias en un transformador ,se utiliza el aparato llamado TTR y la forma más satisfactoria de medir la relación de transformador de potencia



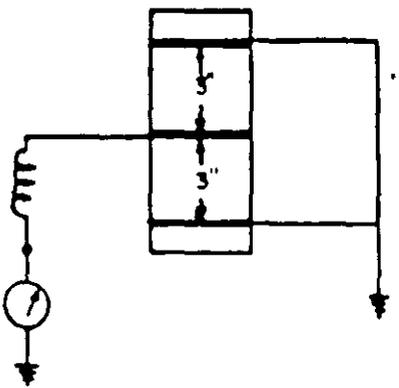
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

FIGURA 1



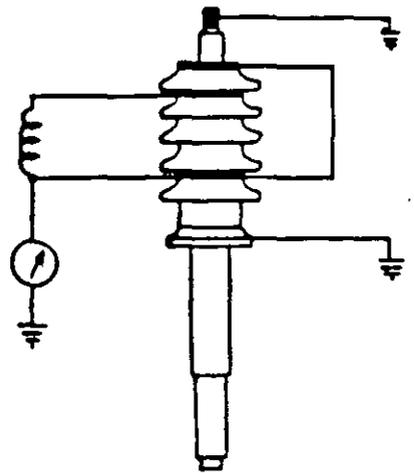
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE MULTIPLE

FIGURA 2



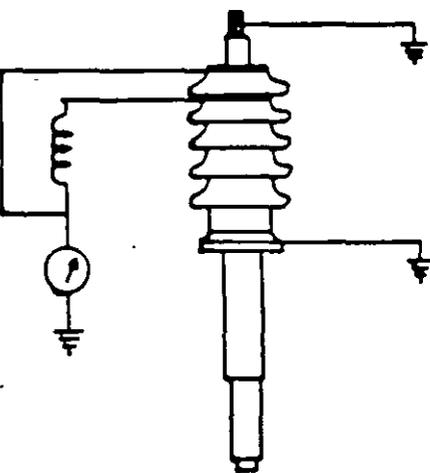
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA TRES ELECTRODOS

FIGURA 3



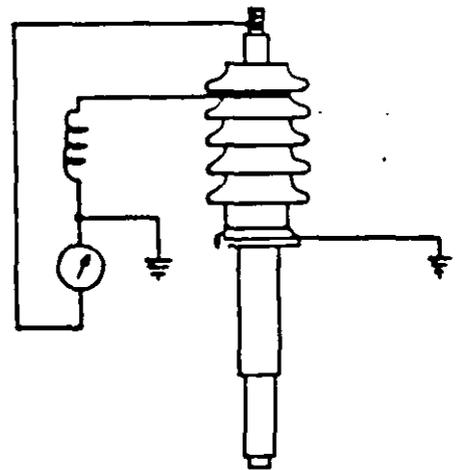
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE DOBLE GUARDA

FIGURA 4 (a)



PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE CON UNA GUARDA

FIGURA 4 (b)



METODO DE UST PARA LA PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

FIGURA 5

o de distribución , es paralelandolo con un transformador patrón de polaridad conocida o sea el TTR .

4.1- RELACION DE TRANSFORMACION

Se define a la relación de transformación como el resultado de dividir el número de espiras de un devanado primario entre el número de espiras del devanado secundario.

Esta relación también se puede expresar como el cociente del voltaje primario entre el voltaje secundario.

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

donde

- a = relación de transformación
- V1 = voltaje del devanado primario
- V2 = voltaje del devanado secundario
- N1 = numero de espiras del devanado primario
- N2 = numero de espiras del devanado secundario

4.2- T.T.R. (TRANSFORMER TEST RATIO)

El T.T.R es el equipo que se utiliza para determinar la relación de transformación. El equipo esta dispuesto de tal manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación variable están excitados por la misma fuente

El aparato esta diseñado para medir una relación de espiras de transformadores cuya relación sea menor o igual a 130 .

Además de permitir conocer la relación de transformación , nos permite conocer la polaridad .-

El TTR consta principalmente de :

- 1) Generador de corriente alterna con excitación
- 2) Cuatro conmutadores conectados en derivación
- 3) Punto decimal
- 4) Detector nulo (D) consistente en un rectificador sincrono y un microamperimetro de c.d con cero central.
- 5) Volmetro de c.a , indicador de tensión de excitación
- 6) Ampermetro de c.a , indicador de la corriente de salida del generador.
- 7) Prensa negra y roja (X1,X2).

- 8) Caimán negro y rojo (H1 y H2)
- 9) Palanca de excitación.

PRUEBAS PARA COMPROBAR LA OPERACION DEL TTR

Comprobación de relación cero :

- 1) Cerrar los tornillos de las prensas contra los cuerpos.
- 2) Cortocircuitar caimanes (H1 y H2)
- 3) Dejar los cuadrantes en cero (00.00)
- 4) Aplicar 8 volts mediante la palanca de excitación
- 5) El detector (D) debe leer al centro.

Comprobación de relación unitaria:

- 1) Atornillar las prensas con sus propios cuerpos.
- 2) Conectar H1 con X1 negras.
- 3) Conectar H2 con X2 rojas.
- 4) Ajustar cuadrantes para leer (1.00)
- 5) Aplicar 8 volts con la palanca de excitación del generador.
- 6) El detector (D) debe leer al centro.

PRINCIPIO DE OPERACION.-

El TTR esta dispuesto de tal manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación ajustable estén excitados de la misma fuente .Cuando la relación de transformación de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario se cumplen las siguientes dos condiciones :

- 1) La relación de tensiones de los dos transformadores son iguales.
- 2) No hay corriente de carga en ninguno de los secundarios.

4.3- EVALUACION E INTERPRETACION DE RESULTADOS

El TTR proporciona la siguiente información :

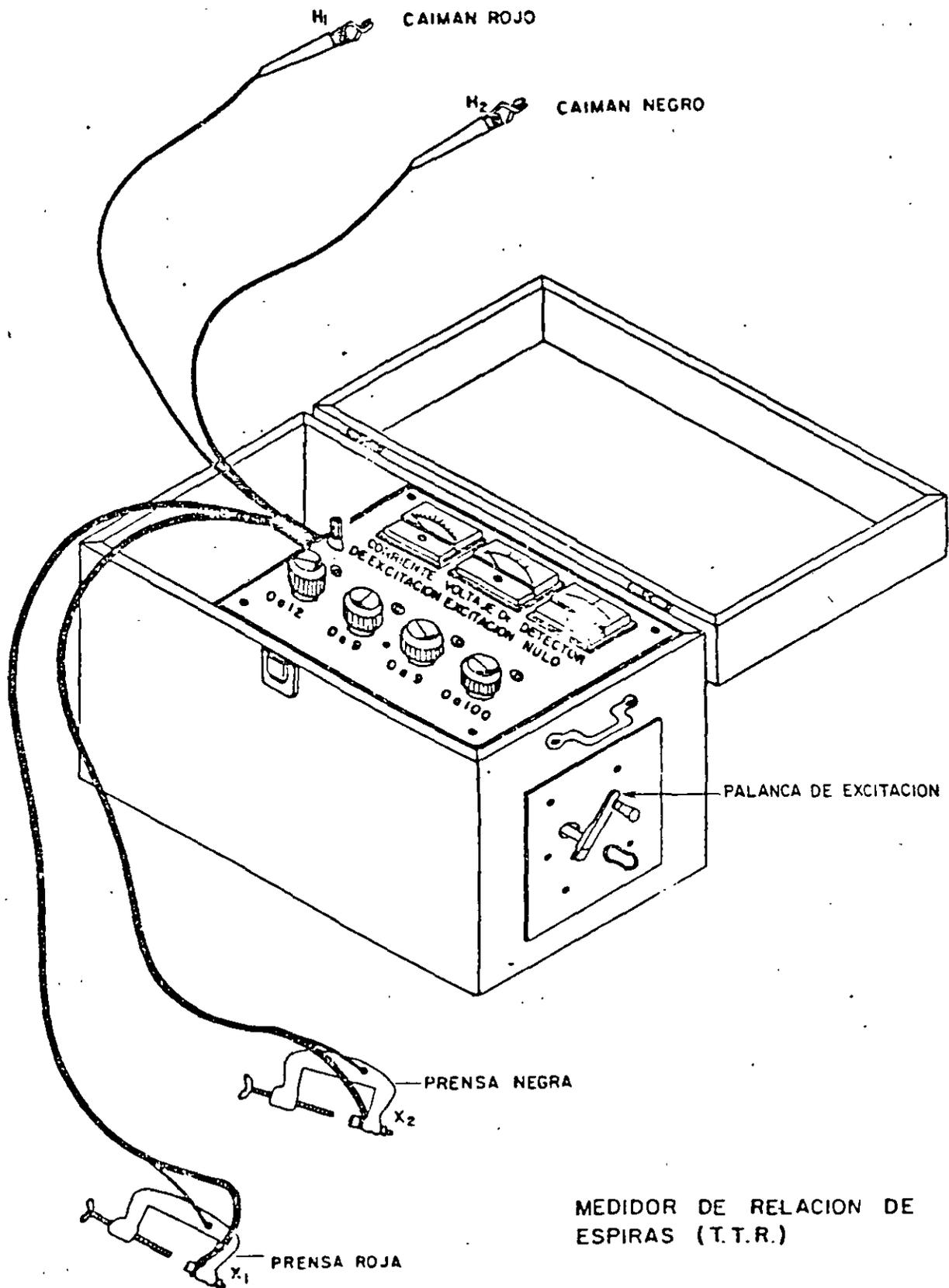
- a) Relación de transformación
- b) Polaridad
- c) Devanados en circuito abierto
- d) Devanados en circuito corto

a) Relación de Transformación: Es leída directamente en los indicadores que varían conforme se va ajustando la relación del transformador de referencia .La relación es directa cuando el devanado de baja tensión es el primario durante la prueba.

Para determinar si el valor obtenido de la relación de transformación es aceptable , se establecen unos limites del valor de relación teórica previamente conocida.

$$\begin{aligned} \text{limite superior} &= \text{relación teórica} \times 1.005 \\ \text{limite inferior} &= \text{relación teórica} \times 0.995 \end{aligned}$$

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION



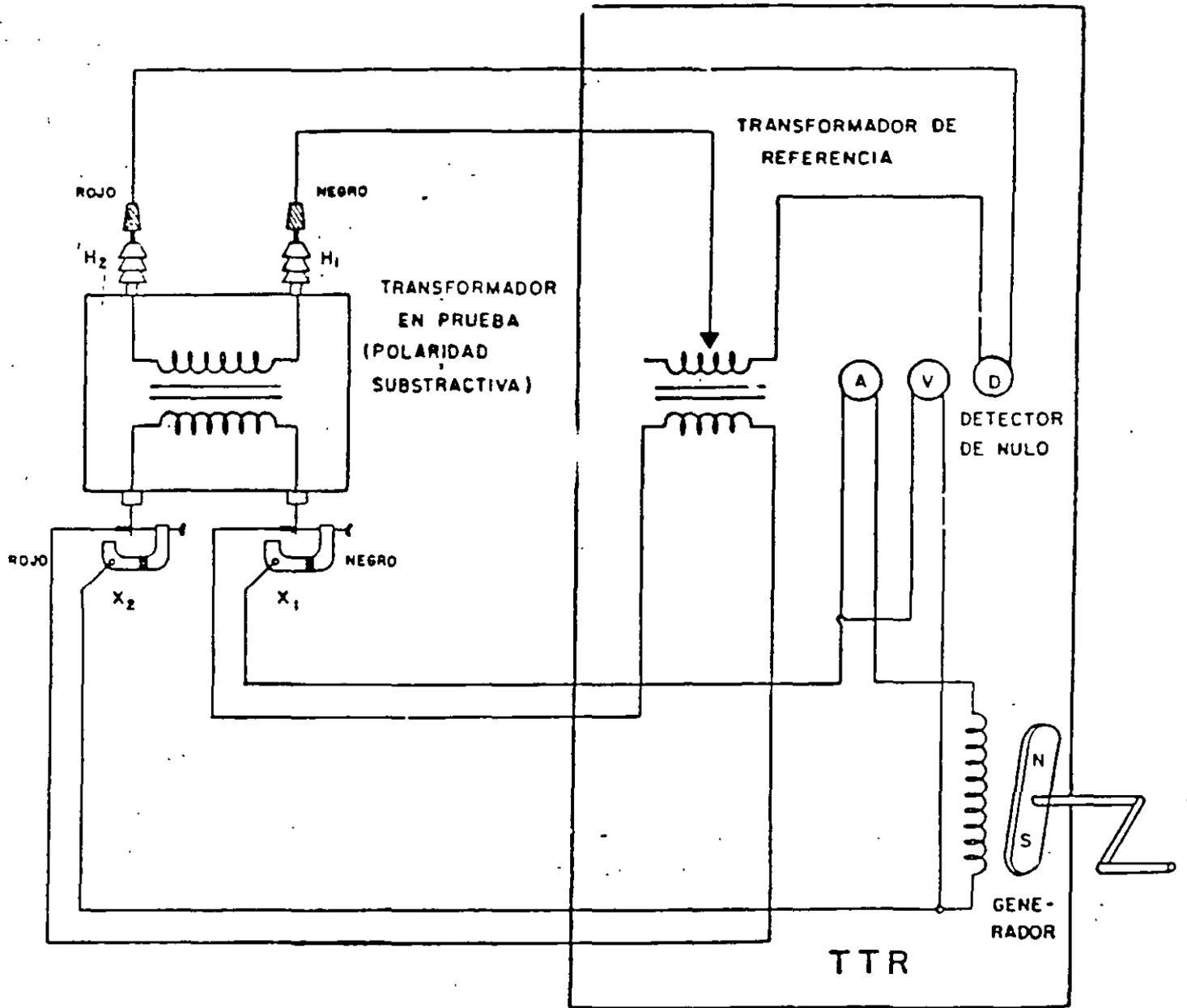


DIAGRAMA ESQUEMATICO SIMPLIFICADO DEL TTR.
(TRANSFORMER RATIO TEST.)

El valor de la relación medida deberá estar dentro de los dos límites antes mencionados.

b) Polaridad.-Se detecta conectando el TTR al transformador bajo prueba normalmente , se ajustan los conmutadores a cero y se gira la manivela un cuarto de vuelta y si el detector nulo se mueve hacia :

izquierda : polaridad sustractiva
derecha : polaridad aditiva

c) Devanados en circuito abierto.

Si durante la prueba para determinar la relación se presentan las siguientes condiciones :

- 1) Excitación normal
- 2) Voltaje normal
- 3) Ausencia de defeción del detector.

Esto es indicativo que en algún punto , un devanado se encuentra abierto.

d) Devanados en corto circuito.

Si durante la prueba para determinar la relación de transformación se presentan las siguientes condiciones :

- 1) Alta corriente de excitación.
- 2) Baja tensión del generador.

Esto es indicativo de que alguno de los devanados se encuentran en corto circuito.

El TTR descrito y en general la información presentada ,esta enfocada hacia transformadores de dos devanados , por lo que se deberán tomar en cuenta las consideraciones adecuadas para transformadores trifasicos con taps o links.

5.- PRUEBAS A SISTEMAS DE TIERRAS

Las instalaciones eléctricas deben de contar con medios efectivos para conectar a tierra todas aquellas partes metálicas del equipo electrico a otros elementos que normalmente no conduzcan corriente y estén expuestos a energizarse si ocurre un deterioro en el aislamiento.

También tiene como objeto limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas y fenómenos transitorios en el propio circuito, así como limitar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal.

Una conexión solida a tierra facilita también la operación de dispositivos de protección , como la protección de sobrecorriente

en caso de fallas a tierra.

Las canalizaciones y cubiertas metálicas de conductores o equipos son conectados a tierra con el objeto de evitar que estas tengan un potencial mayor y presenten riesgos al personal.

Una tierra es un conductor de metal enterrada en el suelo y es utilizada para mantener un potencial a tierra sobre los conductores conectados a esta y para disipar cualquier corriente.

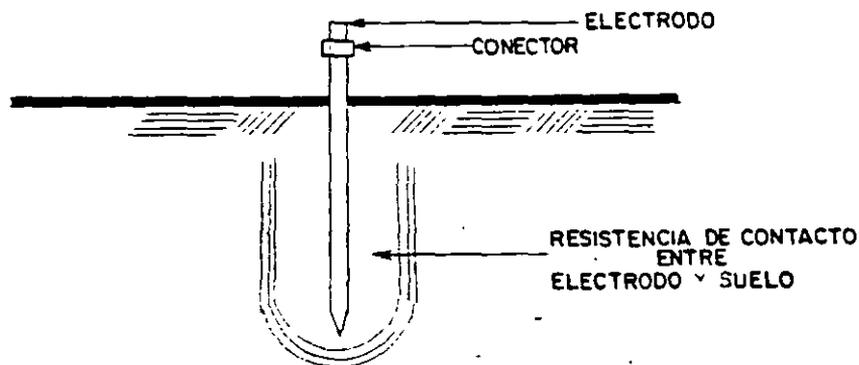
La tierra proporciona :

- Conduce las corrientes de corto circuito
- Previene daños a líneas de potencia
- Mantiene un potencial de referencia para instrumentos de seguridad
- Previene contra la electricidad estática.
- Proporciona seguridad al personal.

5.1- RESISTENCIA DE ELECTRODOS ARTIFICIALES

La resistencia de un electrodo contiene los siguientes componentes

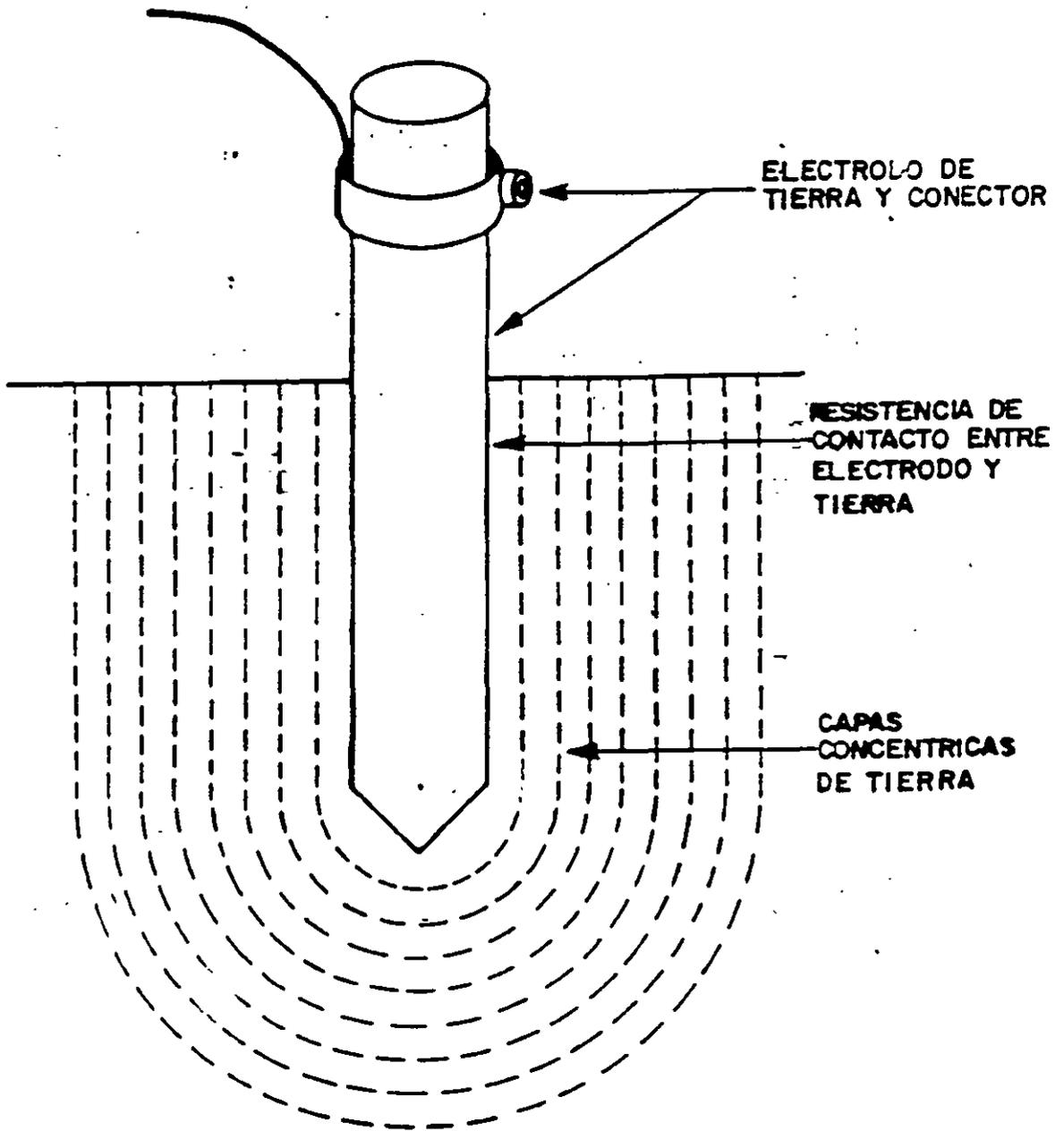
- a) La resistencia del metal y las conexiones a este
- b) La resistencia de contacto del electrodo y el suelo
- c) La resistencia del terreno



a) Los electrodos son usualmente de un material conductor , de un diámetro adecuado y una resistencia despreciable.

b) La resistencia entre electrodo y suelo debe ser despreciable , para esto electrodo debe estar libre de pintura , grasa o cualquier contaminante, el terreno debe estar firmemente compactado.

c) El único componente que permanece constante es la resistencia del terreno. El electrodo puede ser introducido con mayor profundidad para buscar mejores valores de resistencia del terreno.



En teoría la resistencia de tierra se deriva de la siguiente expresión :

$$R = \frac{\rho L}{A}$$

donde : R = resistencia
 ρ = resistividad
 L = longitud
 A = área

Existen varios tipos de megger de tierras para medir la resistencia del sistema de tierras , por su funcionamiento puede ser manual o electrónico.

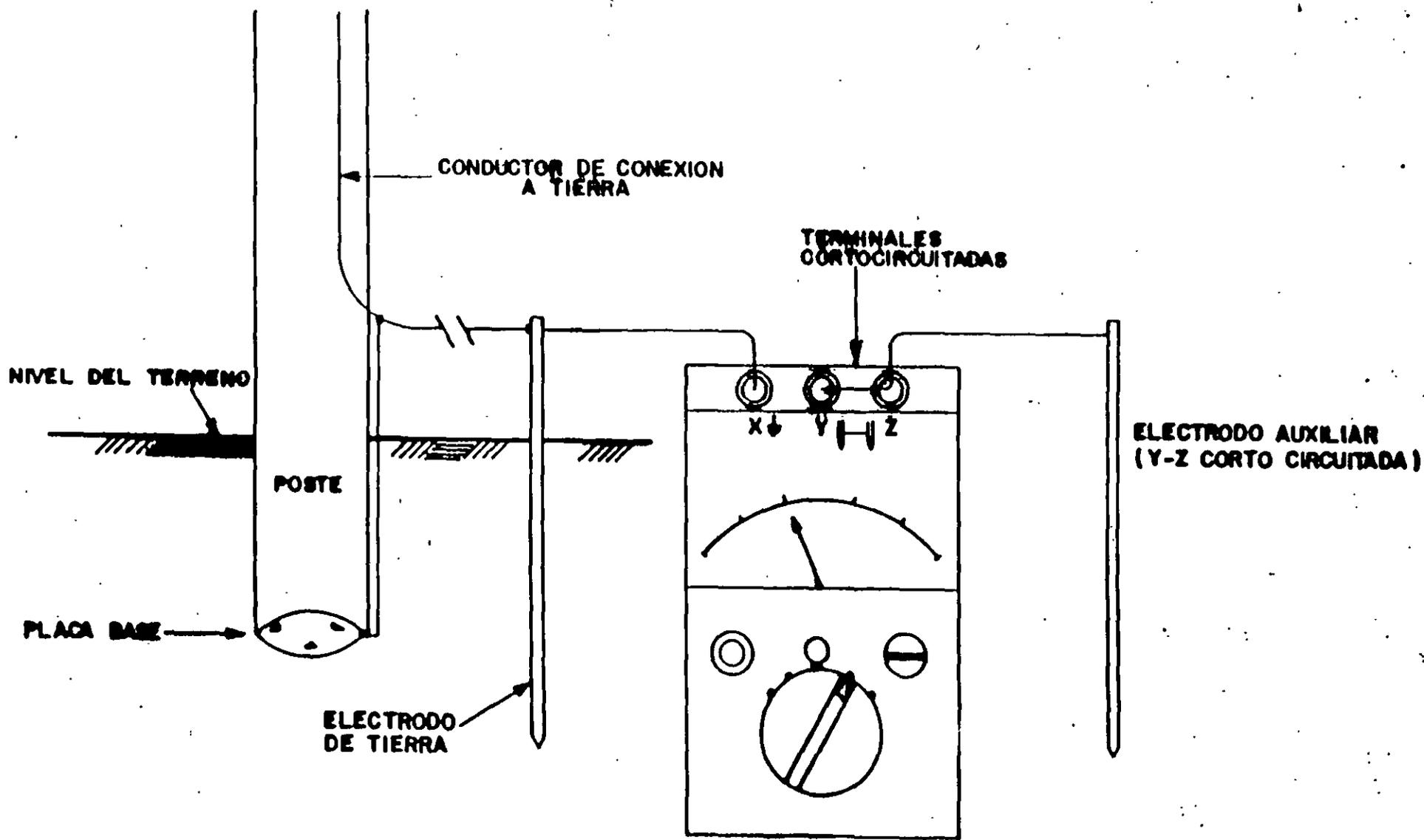
PRINCIPIO GENERAL.-El probador contiene un generador de c.a., impulsado a mano , el cual hace circular una corriente a través de la resistencia bajo prueba conectada entre las terminales C1 y C2 .

La caída de potencial en la resistencia se aplica a las terminales P1 y P2 , provocando una deflección del galvanómetro. Esta caída de potencial se contrarresta con otra igual y opuesta que se produce en una resistencia variable contenida en el aparato de manera que en las condiciones de balance no fluye corriente en el circuito de potencial.

MODO DE PRUEBA .-

El aparato tiene cuatro bornes C1 , P1 ; C2 , P2 conectandose de la siguiente manera :

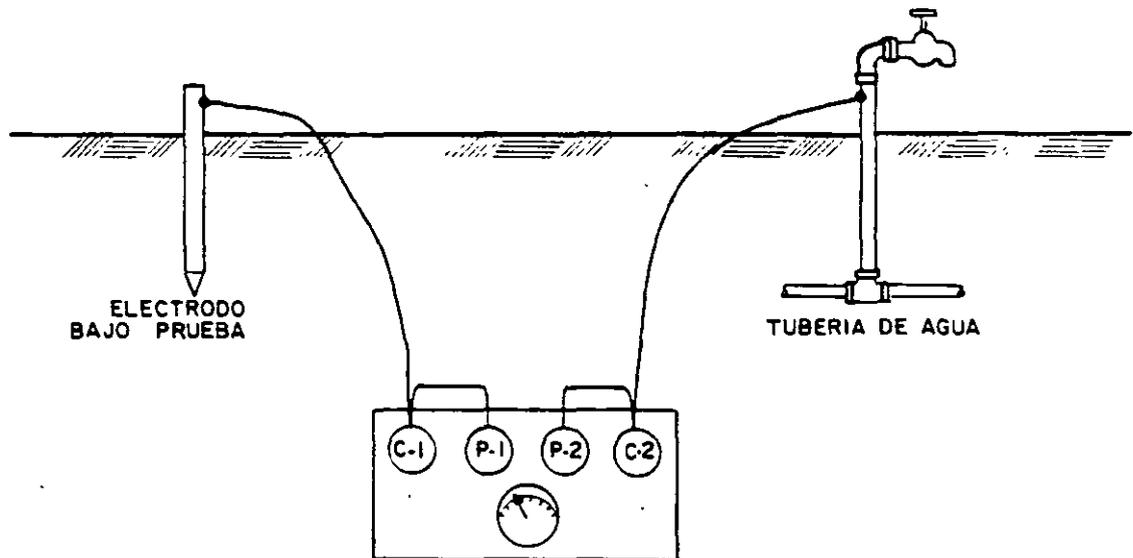
Conectando los electrodos cortos a las terminales P1 y C2 como se muestra en la figura anterior el aparato deberá conectarse a una distancia media entre C1 y P2 .



Para una medición de un sistema de tierras más complejo se deberá aumentar bastante las distancias marcadas anteriormente cuando se dispone de tierras muertas.

En áreas construidas en donde no es posible colocar los electrodos P2 y C2 , se utiliza alguna tierra de baja resistencia , por ejemplo una tubería de agua como se indica en la siguiente figura.

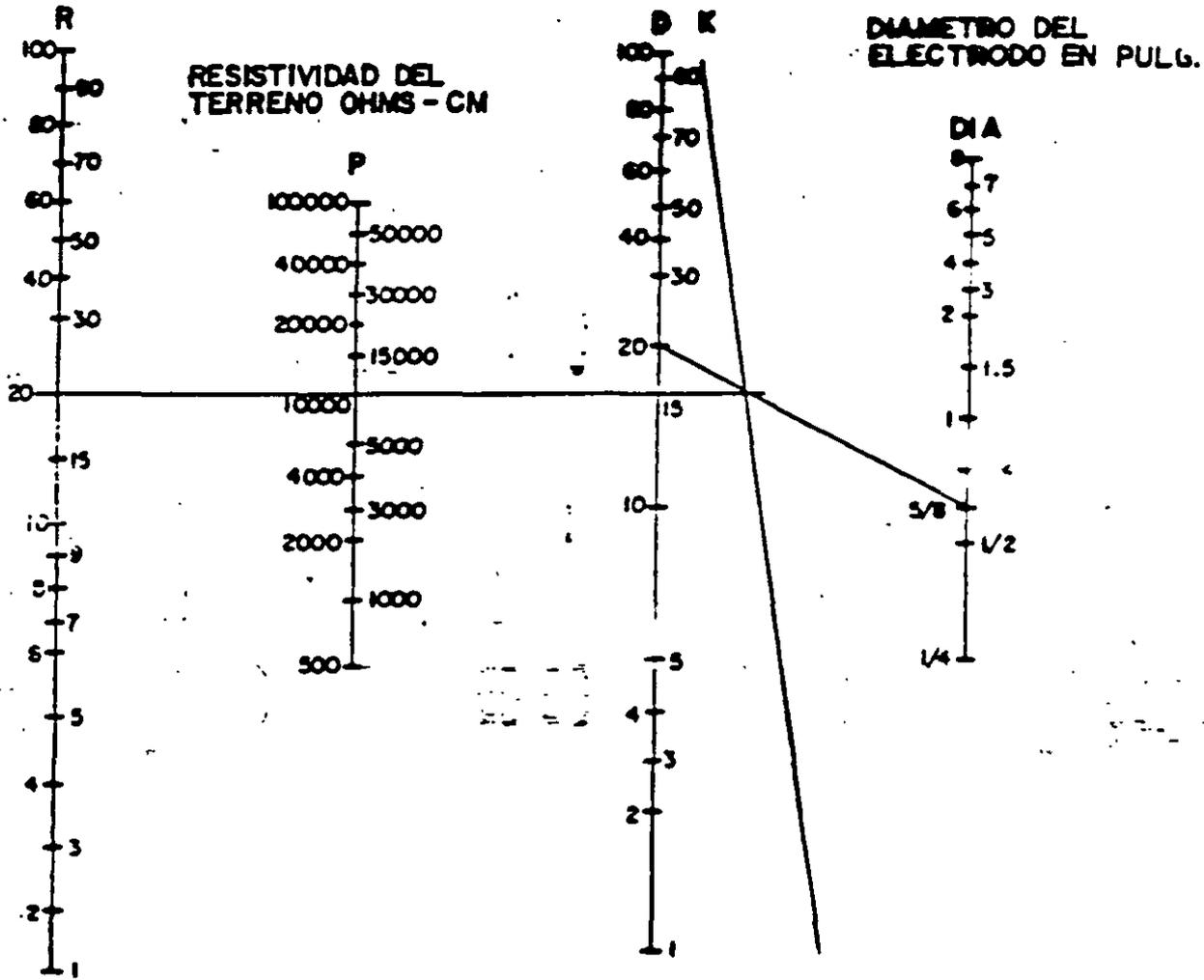
Esta prueba nos da la resistencia de tierra del electrodo de prueba mas la resistencia de la tubería y si esta ultima es despreciable entonces las lecturas se toman como la de resistencia a tierra del electrodo.



Si la tubería está muy cerca del electrodo de prueba , los resultados no son muy buenos por lo cual es más conveniente el método anterior.

RESISTENCIA DEL ELECTRODO DE TIERRA EN OHMS

PROFUNDIDAD DEL ELECTRODO EN PIES



NOMOGRAMA DE CONEXION A TIERRA

5.2- ANALISIS DE RESULTADOS

El valor de resistencia de tierra de los electrodos artificiales no deben ser mayor de 25 ohms (NEC).

Los sistemas de tubería metálica continua y subterráneo para conducción de agua , tienen en general una resistencia a tierra menor a 3 ohms.

Se recomienda probar la resistencia a tierra de los electrodos al instalarlos y repetir pruebas periódicamente.

En subestaciones la resistencia total del sistema de tierras deberá conservar el valor mas bajo posible : los valores aceptables van desde 10 ohms hasta 1 ohm.

Cuando se encuentran valores de resistencia altos se puede mejorar de la siguiente manera :

- 1) Proporcionar más profundidad a electrodos
- 2) Aumentar numeros de electrodos
- 3) Tratamiento del suelo

6.- PRUEBAS DE ACEITE

6.1- Introducción.-

Las cualidades del aceite aislante , utilizados en equipo eléctrico ya sean transformadores de distribución , potencia , interruptores y TCS y TPS es proporcionar :

- a) Aislamiento eléctrico adecuado.
- b) Medio refrigerante
- c) Conductor de calor generado por el aparato
- d) Medio de arrastre de partículas que se forman durante el arqueo.

Para obtener resultados correctos en las pruebas de campo o de laboratorio es necesario realizar un buen muestreo , ya que la influencia de temperatura , humedad y otros contaminantes son decisivas en los resultados .

El muestreo deberá efectuarse en un día soleado , siempre que la temperatura del aceite sea igual o mayor ala del ambiente , con esto se evita la condensación de humedad en el aceite. .

Cuando el tiempo se encuentra nublado o esté lloviendo , siendo la humedad relativa superior al 75% lo mas conveniente es no muestrear.

En la mayoría de los casos los contaminantes no están uniformemente dispersos a través del aceite , por tal motivo se recomienda tomar al muestra del sitio que se presume más contaminado por ejemplo el punto mas bajo del recipiente que contiene al aceite. Debido a que el agua y algunas otras impurezas tienen mayor densidad que el aceite y por tanto existe mayor probabilidad de encontrarse en el fondo del recipiente que los contiene.

Los recipientes de muestreo deben ser botellas de vidrio claro para hacer una mejor inspección visual de impurezas tales como agua y partículas solidas , los tapones de las botellas de vidrio pueden ser de corcho , vidrio , o tapones de rosca .

Los recipientes de vidrio deben estar completamente limpios, aun así deben enjugarse con el aceite que se va a analizar, antes de tomar la muestra definitiva para realizar las pruebas.

Para realizar el muestreo de aceite en equipo electrico se deben tomar las siguientes precauciones:

- 1) Se limpia perfectamente la válvula de muestreo del equipo cuidando de no dejar residuos.
- 2) Cuando exista tubería en el punto de muestreo , debe de retirarse un volumen igual al de la tubería antes de tomar la muestra.
- 3) El aceite no debe exponerse al aire por un tiempo prolongado para evitar contaminación y humedad.
- 4) El recipiente de muestreo debe enjugarse con el aceite que se le va a realizar la prueba
- 5) Se debe evitar la existencia de burbujas en el aceite muestreado , para lograr esto se coloca el recipiente lo más cerca posible de la válvula de muestreo dejando resbalar el aceite por las paredes del recipiente.

Las pruebas que se realizan al aceite básicamente se dividen en pruebas de laboratorio y pruebas en campo.

6.2- PRUEBAS DE LABORATORIO

1) DENSIDAD.- Es una característica inherente al aceite aislante y se define como la relación de los pesos de igual volumen del aceite aislante y agua destilada. La densidad del aceite varia en función de la temperatura , siendo el rango de variación de 0.860 a 0.900.

2) VISCOSIDAD.-La viscosidad es la resistencia que opone el flujo continuo y uniforme , sin turbulencia , inherencia y otros esfuerzos.

Esta característica es necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y de esta forma actuar como refrigerante

La viscosidad tiene como máximo 60 SSU , un aceite con muy baja viscosidad contiene constituyentes volátiles y por ello el punto de inflamación será bajo.

3) APARIENCIA VISUAL.- Esta es una prueba sencilla pero puede ser de gran ayuda , ya que fácilmente se determina el estado de un aceite , este debe ser limpio , transparente y libre de sedimentos.

4) TENSION INTERFACIAL.- Es la medida de fuerza molecular existente entre el aceite aislante y el agua destilada . en un aceite aislante nuevo el valor de tensión interfacial depende del grado de purificación y en un aceite usado indica contaminación

El valor limite mínimo aceptable a 25 C es de 36 dinas-sm.

5) TEMPERATURA DE INFLAMCION E IGNICION.- La temperatura de inflamación del aceite aislante es la temperatura a la cual debe ser calentado para emitir vapores suficientes para formar una mezcla inflamable bajo prueba .

La temperatura de ignición del aceite aislante es la temperatura a la cual debe ser calentado de tal modo que el aceite se encienda y continúe ardiendo , la especificación es de 145 C como mínimo.

Una temperatura de ignición alta con una temperatura de inflamación baja en un aceite usado indicara arqueo dentro del equipo.

6.- TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO.- La temperatura de escurrimiento de un aceite aislante es la temperatura a la cual apenas fluye .

El aceite tiende a solidificarse si la temperatura baja considerablemente.

Esta característica indica la cantidad de parafina existente en un aceite aislante dado que si se presenta en grandes cantidades puede presentar huecos ,el valor limite máximo es de -26 C .

7) COLOR.- El color es un valor numérico basado en la comparación de una serie de colores patrones con luz transmitida bajo condiciones de prueba .

El color de un aceite aislante nuevo generalmente se interpreta como un índice del grado de refinación . Un cambio de color para un

aceite en servicio puede indicar contaminación y envejecimiento,el valor máximo es 1.0 .

8) NUMERO DE NEUTRALIZACION .- El número de neutralización es la cantidad en miligramos de hidrógeno de potasio (KOH) requeridos para reaccionar con un gramo de aceite aislante . El número de neutralización indica la presencia de ácidos minerales y ácidos orgánicos . Un número de neutralización alto en un aceite usado indica envejecimiento o contaminación con barnices u otros materiales que constituyen el equipo eléctrico. El valor máximo aceptable es de 0.03 mg.

9) CONTENIDO DE HUMEDAD.- Esta prueba determina el contenido total de agua que se encuentra tanto mezclada como en suspensión en el aceite aislante .El valor máximo aceptable es de 35 ppm.

10) TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA .-Esta prueba es una medición de la habilidad que tiene el aceite aislante para soportar esfuerzo eléctrico sin que suceda falla.

Este valor esta en función de los agentes contaminantes tales como : agua , suciedad , partículas conductoras .

Un valor alto de la tensión de ruptura no indica necesariamente que el aceite no este contaminado o degradado.

Los equipos eléctricos sumergidos en aceite se encuentran sujetos a esfuerzos eléctricos de diferentes intensidades y varios grados de uniformidad , por esta razón se utilizan varios tipos de electrodos para realizar la tensión de ruptura .

Los electrodos planos se utilizan frecuentemente para evaluar aceites nuevos y en servicio .

Los electrodos semiesfericos debido a su mayor uniformidad de campo electrico son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes , por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar los aceites deshidratados y desgasificados .

El valor limite mínimo aceptable :

Electrodos planos .- 30 KV

Electrodos semiesfericos .- 20 KV

11) FACTOR DE POTENCIA .- El factor de potencia del aceite aislante es la relación de la potencia disipada en Watts al producto del voltaje y corriente efectiva en volts amperes.

El factor de potencia indica pérdidas dielectricas en el aceite aislante , por tanto es necesario mantener las perdidas dielectricas al mínimo .

Un valor alto de factor de potencia indica presencia de contaminantes o productos de deterioro tales como :
 agua , productos de oxidación , partículas conductoras , partículas coloidales , carbón , barniz , etc.

La prueba de factor de potencia se realiza a 25 C y a 100 C , el valor de factor de potencia a 25 C indicara contaminación por humedad y presencia de algunas impurezas que se disuelven en el aceite a esta temperatura su valor máximo aceptable es de 0.05 %

y el valor a 100 C indica otros contaminantes que se van disolviendo en el aceite con el aumento de temperatura su valor máximo aceptable es 0.5% .

6.3.- PRUEBAS EN CAMPO.-

De las pruebas mencionadas, únicamente se realizan en campo las pruebas de tensión de ruptura y factor de potencia al aceite aislante .

Tensión de ruptura.-

- a) La toma de la muestra se realiza tomando las precauciones antes mencionadas.
- b) Ya tomada la muestra se deja reposar de 3 a 5 minutos , para eliminar posibles burbujas.
- c) Se realizan 5 pruebas dando un minuto de reposo entre prueba y se calcula el promedio .

En la evaluación final de un aceite en términos de resultados de pruebas de tensión de ruptura para un equipo de prueba de electrodos planos la especificación para aceite indica un valor de 30 KV .

Para el uso de electrodos semiesfericos la especificación indica 20 KV como mínimo .

FACTOR DE POTENCIA.-

Uno de los requisitos con la que debe cumplir un buen aislante es la ausencia de agua . Debe evitarse también otros compuestos de baja resistividad para evitar la degradación y la falla del aislante .

El factor de potencia es una prueba de mucha importancia para evaluar la condición de un aceite desde el punto de vista eléctrico el tip , es la medición del coseno de la fase angular o el seno de la perdida del ángulo , para un químico es la medición de la perdida de corriente a través del aceite , el cual mide la contaminación o deterioro del mismo .

La especificación de la Doble indica los valores limite de actor de potencia :

Aceite nuevo .- 0.05%

Aceite usado .- 0.5%

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.

NORMA	FORMA Y DIMENSION DE ELECTRODOS	SEPARACION ENTRE ELECTRODOS mm.(inca)	ELEVACION DE TENSION KV/seg	REPOSO ENTRE LLENADO Y 1ª PRUEBA	NUMERO DE PRUEBAS EFECTUADAS	REPOSO ENTRE PRUEBA Y PRUEBA	TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA	TEMPERATURA MINIMA DE LA MUESTRA
ASTM 877	TIPO DISCO DE 1" DE DIAMETRO	2.54 mm (0.099)	3 KV \pm 20%	3 MINUTOS	5	1 MINUTO	30 KV MIN.	20°C, 68°F
ASTM 1816	SEMIESFERICOS 25 mm RADIO	2.04 mm (0.081) 1.02 mm (0.04)	0.5 KV \pm 20%	3 MINUTOS	6 LA 1ª NO CUENTA	1 MINUTO	35 KV MIN. 20 KV MIN.	20°C, 68°F
CCCNIE 8.8.1.	CONTEMPLA	LAS DOS NORMAS ANTERIORES						

5

Es importante corregir por temperatura los valores obtenidos .
La siguiente tabla se muestran las características principales de las normas ASTM-877 Y 1816 en la cual se basa la norma nacional CCONNIE 8.8.1.

7.- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS.-

La medición de resistencia de contactos esta basado en la ley de ohm que nos dice que la corriente que fluye entre dos puntos a los que se aplica una diferencia de potencial es directamente proporcional a dicha diferencia de potencial e inversamente proporcional a la resistencia .

$$R = \frac{E}{I} \quad (\text{OHMS})$$

En general , la resistencia óhmica de cualquier circuito eléctrico es la oposición que presenta éste al paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de potencial.

Para efectuar la medición de resistencia óhmica de cualquier circuito se pueden aplicar varios métodos por ejemplo :
Con un volmetro y un ampermetro se pueden medir la tensión aplicada y la corriente que circula por el circuito , con estos datos se puede calcular la resistencia de una parte de cualquier circuito eléctrico.

Bajo el principio anterior se tienen diferentes aparatos para medir la resistencia ohmica , en los cuales se tiene una fuente de alimentación de c.d. constante , con lo que la lectura del ampermetro es entonces inversamente proporcional a la resistencia total del circuito y puede establecerse su escala en unidades de resistencia en vez de unidades de intensidad de corriente .

Esta medición como prueba de campo en la recepción de equipo nuevo se utiliza para medir la resistencia ohmica entre los contactos principales de los interruptores , así como para verificar los ajustes de los contactos de las cuchillas desconectoras y de esta manera detectar de conexiones holgadas, desajustes de puntos de contacto, suciedad entre partes conductoras.



7.1.- PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

El probador de resistencia de contactos tipo ducter es un aparato de prueba portátil que opera sobre cinco rangos y mide resistencias entre 0-20 ohms, y que cuenta con sus accesorios auxiliares para efectuar las pruebas con base al principio de funcionamiento del puente de Kelvin .

El equipo cuenta con una fuente de energía interna , que es una batería adaptada para proporcionar la plena corriente requerida y esta puede ser recargada empleando un cargador el cual puede adaptarse al ducter .

Cabe hacer notar que existe una gran variedad de marcas de equipos par realizar la prueba de resistencia de contactos .

7.2-PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

- 1.-Los circuitos deben estar desenergizados y desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro aparato.
- 2.-Colocar el ducter sobre una base bien nivelada , impidiendo que el instrumento quede cerca de inducciones electrostáticas.
- 3.-Revisar que las terminales duplex estén correctamente conectadas las terminales negras a las terminales de corriente (C1 y C2) , y las terminales rojas a las terminales de potencial (P1 y P2) .
- 4.-Con las terminales de prueba conectadas , conectar el ducter al equipo a probar y verificar la lectura de cero y al carga de la batería.
- 5.-A menos que el valor aproximado de la resistencia bajo prueba se conozca , comenzar con la perilla selectora de rango en la posición de 20 ohms , si la lectura es menor de 20 ohms , ajustar la perilla para seleccionar un rango menor .
- 6.-Colocar la perilla de función en posición de prueba a la resistencia que se va a medir , y tomar las lecturas y anotarlas.

Existen varios equipos de prueba para realizar la medición de resistencia de contactos :

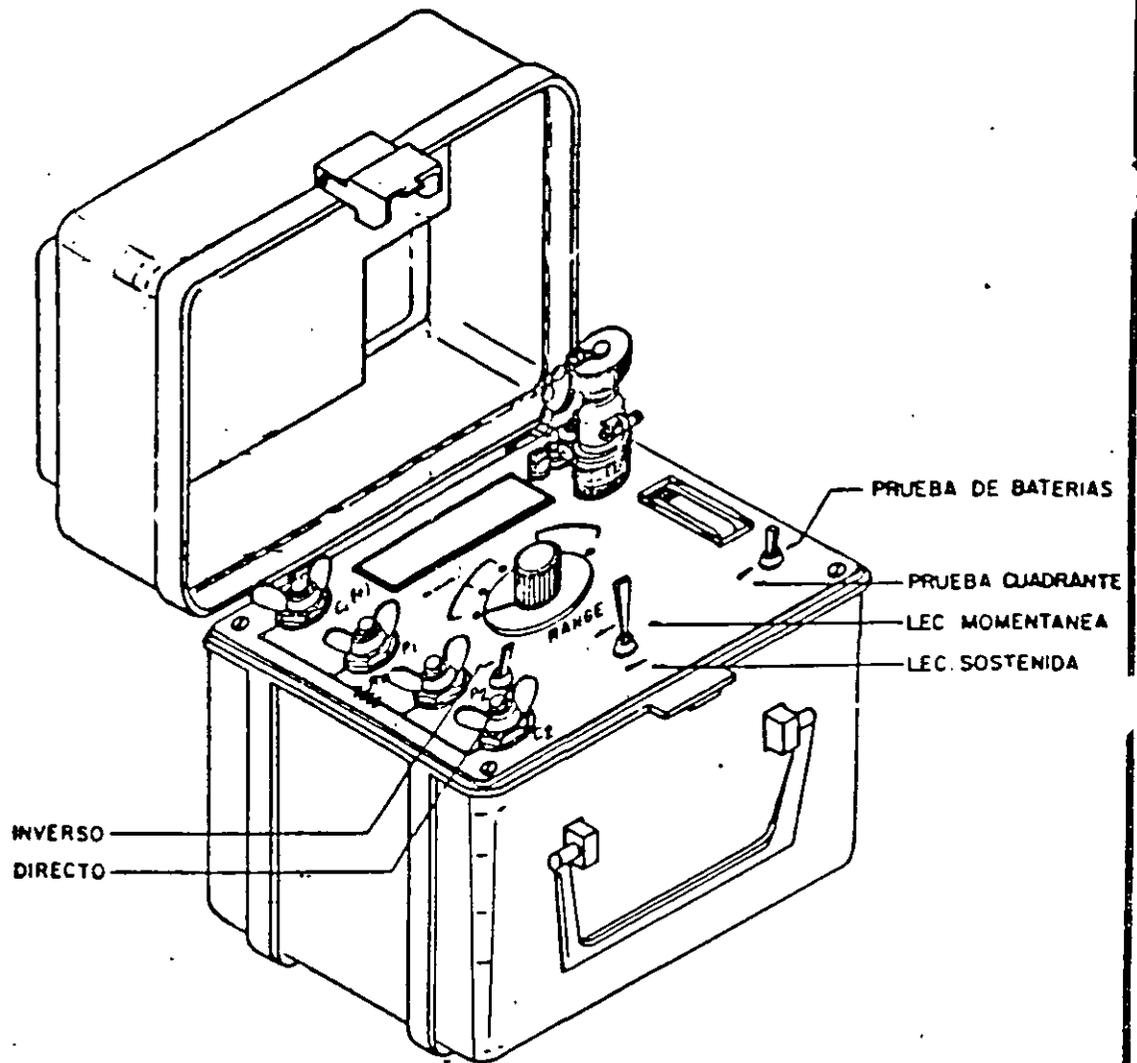
- a) Equipo Delle Alsthom
- b) Planta de soldar

Dicho equipo se muestran en las siguientes figuras .

7.3.-ANALISIS DE RESULTADOS

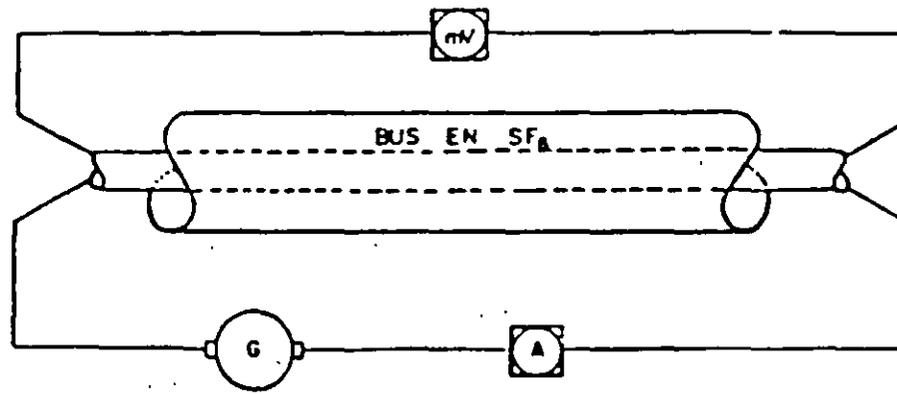
En general al realizar las pruebas de resistencia de contactos tanto en interruptores como en cuchillas desconectoras no existen normas de las cuales nos indiquen los valores máximos

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



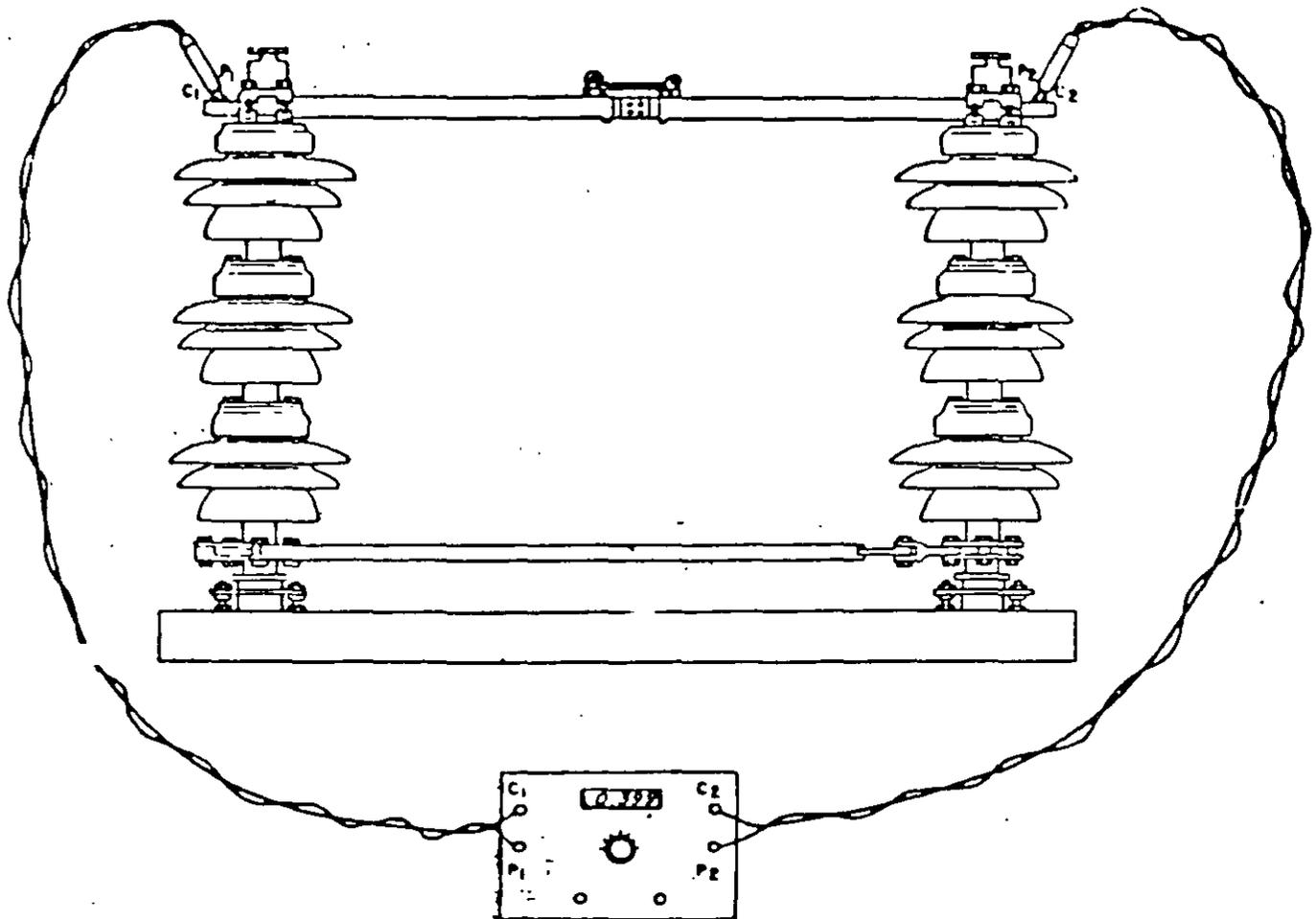
OHMETRO DIGITAL DE BAJAS RESISTENCIAS O DUCTER MARCA BIDDLE

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



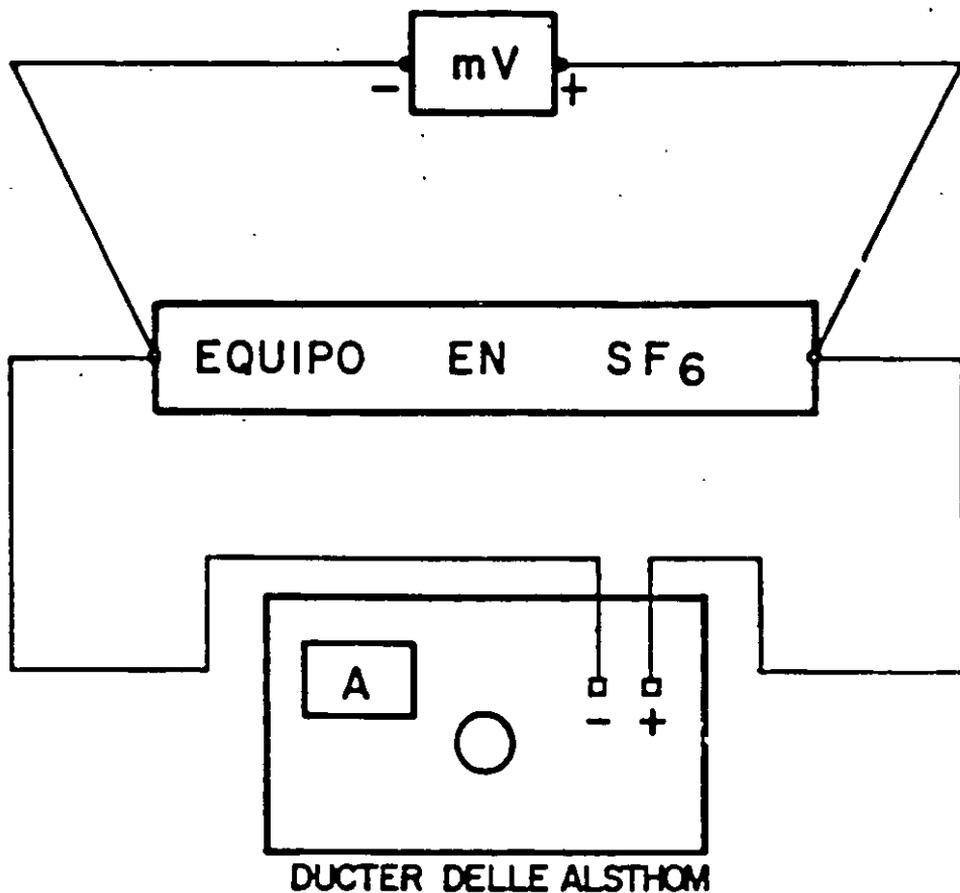
$$R = \frac{V}{I}$$

a).- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UN BUS EN SF₆
CON PLANTA DE SOLDAR .



b).- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UNA CUCHILLA DES-
CONECTADORA.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS CON DUCTER DELLE ALSTHOM



PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

- 1- SE CONECTA EL CIRCUITO ELECTRICO COMO SE INDICA EN LA FIG.
- 2- SE PROCEDE A AJUSTAR EL DUCTER A 100 AMPS.
- 3- SE TOMA LA LECTURA DE LOS mV. (CON MILIVOLTMETRO INDEPENDIENTE)
- 4- SE CALCULA $R = \frac{V}{I}$

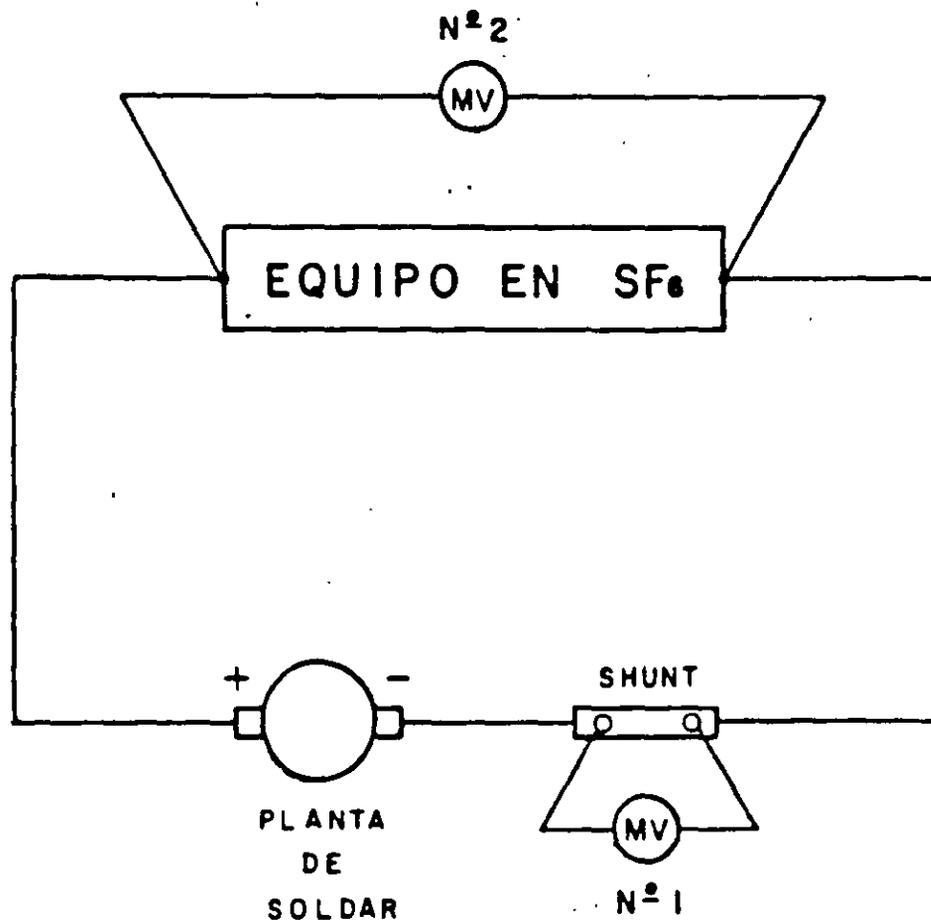
EJEMPLO:

VALORES: A = 100, mV. = 14.1 (LEIDOS)

$$R = \frac{V}{I}$$

$$R = \frac{14.1 \text{ mV}}{100,000 \text{ mA}} = 0.000141 \Omega \quad R = 141 \mu\Omega.$$

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS CON PLANTA DE SOLDAR.



PASOS A SEGUIR

- 1.- SE CONECTA LA PLANTA DE SOLDAR, SHUNT, 2 VOLMETRO - AL EQUIPO A PROBAR, COMO SE INDICA EN LA FIGURA.
- 2.- SE ALIMENTA LA C.D. CON LA PLANTA DE SOLDAR AL EQUIPO A PROBAR.
- 3.- DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS DE SHUNT, SE MIDEN LOS MILIVOLTS EN EL VOLMETRO N° 1.
- 4.- SE MIDE LA CAIDA DE VOLTAJE EN EL VOLMETRO N° 2 - Y SE CALCULA LA RESISTENCIA.

permisibles , debido a esto el fabricante proporcionara sus valores limite , dependiendo de su diseño .

Por esta razón siempre se deberá contar con el protocolo de pruebas de cada fabricante para determinar si los resultados obtenidos son los correctos.

Pero en caso de que esto no suceda de acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas en campo se puede aceptar un valor máximo permisible de 30 micro-ohms por punto de contacto en cuchillas únicamente.

8.-PRUEBAS DE TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE.

La prueba para determinar los tiempos de operación de los interruptores se realiza en todos los tipos de acuerdo a las diferentes tensiones de trabajo , estos resultados son importantes puesto que nos permite conocer el tiempo que tardan en realizarse las operaciones de cierre y apertura para que de esta manera se verifique si dichos interruptores cumplen con las especificaciones solicitadas y las cuales generalmente se indican en los reportes de prueba y montaje proporcionados por el fabricante .

Tiempos de apertura.- Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo , hasta el instante que los contactos de arqueo se han separado en todos los polos .

Tiempos de cierre.- Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre , hasta el instante que tocan los contactos principales en todos los polos .

Estas pruebas son de primordial importancia , fundamentalmente en lo que se refiere a los tiempos de apertura ya que es necesario de que esta operación se realice en el menor tiempo posible , para que en condiciones de falla el circuito en cuestión sea aislado del sistema lo más rápido .

En general en todos los interruptores de potencia al aumentar la tensión nominal de trabajo se incrementa la capacidad interruptiva y en consecuencia se procura que se tengan tiempos de apertura y cierre mucho menores con relación de los tiempos que utilizan los interruptores de menor capacidad.

Así mismo en coordinación con las pruebas de los tiempos de cierre y apertura es importante analizar si dichas funciones se realizan sin asincronismo entre fases. Una condición de asincronismo fuera de los limites establecidos por cada fabricante

originara daños en los interruptores tanto en la apertura en condiciones de falla , como para el cierre .

Para realizar las pruebas de tiempos de operación , se puede utilizar el siguiente equipo :

- 1) FAVAG
- 2) MILLIGRAPH
- 3) ANALIZADOR CINCINNATI
- 4) TR-3000

8.1) FAVAG.- El equipo de registrador de operaciones llamado favag es de operación electromecánica y esta diseñado para registrar los tiempos de operación de las tres fases y la operación de la bobina, así como registrar el asincronismo .

El Favag requiere de 125 VCD para realizar sus funciones , en tanto que para poder efectuar la medición del tiempo empleado de dichas operaciones , este aparato consta de un motor sincrónico de c.a a 220 V , que genera en base a la frecuencia de operación de 60 ciclos -segundo y una velocidad de desplazamiento del papel constante a razón de 300 mm por segundo , en donde además se tiene una plumilla que genera pulsos que quedan registrados en el papel en donde se tiene la siguiente representación :

Por lo tanto , las mediciones de los tiempos de operación se efectúan en base a :

$$1 \text{ ciclo} = 16.66 \text{ milisegundos} = 5 \text{ mm}$$

8.2) MILLIGRAPH.- El registrador milligraph esta diseñado para registrar tiempos de operación simultáneamente con una precisión de 0.5 milisegundos .

El registrador cuenta con 10 canales y además cuenta con un canal para registrar el momento que se energiza la bobina de operación. Todos los registradores cuentan con un circuito interno que opera a control remoto el cierre y la apertura .

El registrador esta equipado con un rollo de papel metalizado , después de hacer los preparativos de conexión del registrador hacia el interruptor bajo prueba , es necesario oprimir un push-boton y entonces con la otra mano jalar el papel mientras se realiza la operación del interruptor .

La siguiente figura muestra una gráfica que se obtiene del registrador "illigraph .

8.3) ANALIZADOR CINCINNATI.- Este aparato analizador consiste esencialmente en dos elementos : Un tambor vertical que lleva un papel para graficar y es accionado por un motor sincrónico a través de un engranaje adecuado , y el dispositivo registrador propiamente dicho, accionado mediante un mecanismo reductor por el bastón de operación del interruptor .

El movimiento de rotación del tambor da el tiempo en ciclos , como la abscisa de la gráfica en tanto que la ordenada esta representada por el movimiento del mecanismo de los contactos del interruptor .

Al probar un interruptor el aparato debe ser montado de tal manera que el movimiento del bastón de operación se transmita al deslizador principal de la beza reductora.

El analizador registrara las condiciones de operación del mecanismo de contactos del interruptor , los fabricantes de interruptores generalmente hacen recomendaciones tales como : tiempo comprendido entre accionamientos de disparo o cierre , tiempo requerido para extinguir el arco , tiempo que toma el interruptor para llegar a su posición de apertura o cierre completo, velocidad de contactos en la zona de arco.

8.4) ANALIZADOR TR-3000.-El analizador TR-3000 es un sistema modular que incluye dos instrumentos :

- 1) El TR-3100 MAESTRO
- 2) EL TR-3300 ESCLAVO

Las funciones que realiza el analizador son :

- a) Tiempos de contactos principales y contactos auxiliares
- b) Velocidad y Movimiento
- c) Valor de la resistencia de inserción
- d) Valores de los gradientes de los capacitores
- e) Rebotes

Operación manual.-

Opera para cada prueba y los resultados son automáticamente almacenados en su computadora interna.

Imprime los resultados en cualquier hoja.

Operación automática.-

Cuando se usa automáticamente , el equipo almacena toda la información , esto incluye los comandos de todas las pruebas y los datos de identificación del interruptor.

Los resultados son automáticamente almacenados en su memoria y compara contra los resultados medidos en otras pruebas realizadas.

9.- PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD

Después del oxígeno y nitrógeno el vapor de agua es mas abundante en la atmósfera. La superficie de nuestro planeta esta cubierta en un 70% de agua. Es por esto que es importante desarrollar métodos de medición de concentración de agua.

VAPOR.-Es definido como la fase gaseosa de una sustancia la cual esta en forma liquida a una temperatura ambiente.

Entonces por definición un vapor puede condensarse rápidamente y por esto tiende a adherirse sobre la superficie de cualquier material.

El parámetro presión esta asociado a cualquier gas o vapor y podemos definir a la presión como la fuerza que actúa sobre un recipiente por unidad de área .

DEW POINT (PUNTO DE ROCIO;.- Es la temperatura a la cual las moléculas de agua entran en la fase gaseosa.

Para poder determinar el punto de rocío se puede utilizar los siguientes métodos :

- A) HIGROMETRO DE HIELO SECO
- B) HIGROMETRO ALNOR
- C) HIGROMETRO PANAMETRIC

9.1) HIGROMETRO DE HIELO SECO.- Este método determina el contenido de vapor de agua de gases por la medición del punto de rocío.

PROCEDIMIENTO

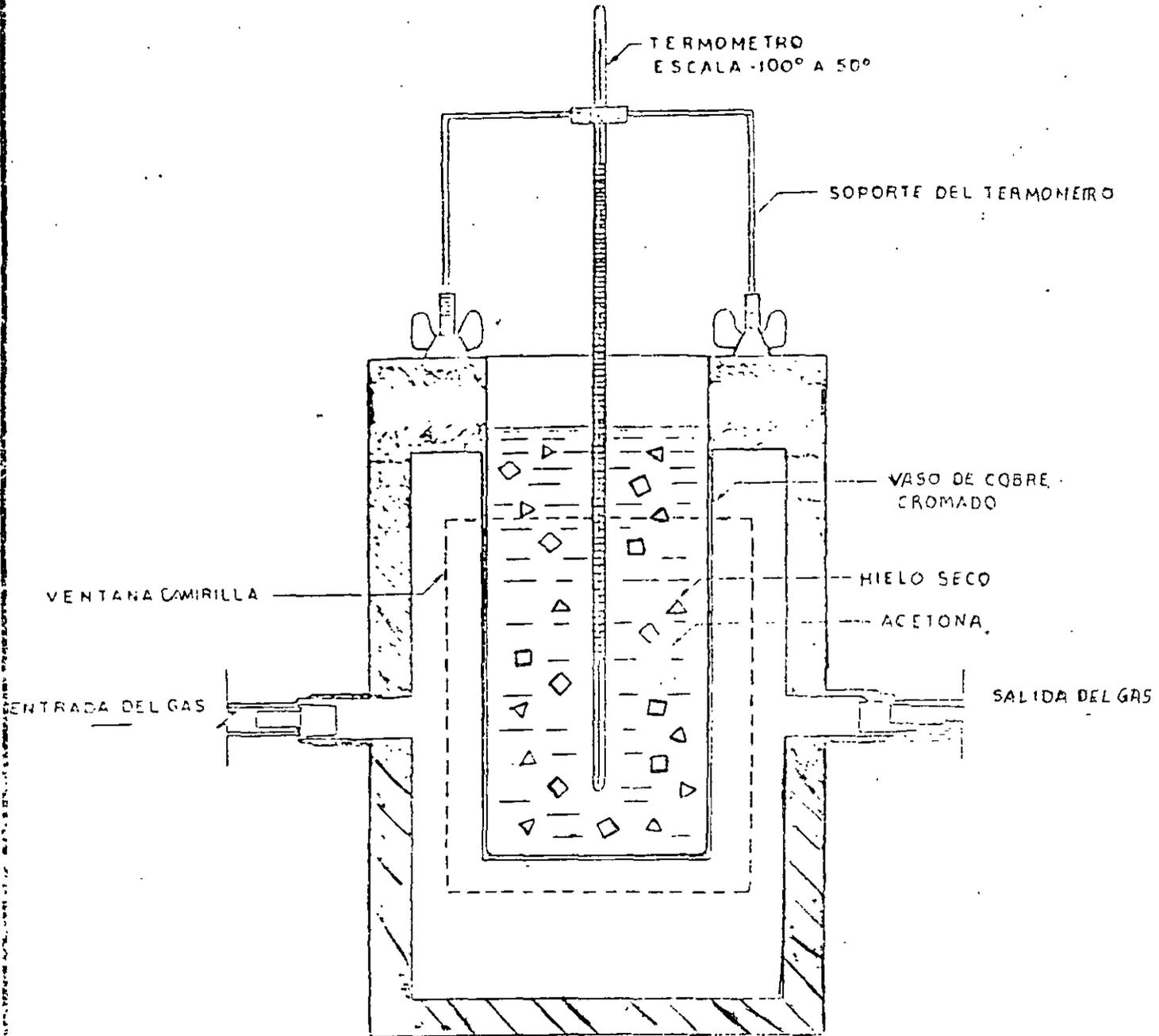
- 1) Inyectar un flujo de gas a través del higrometro hacia la atmósfera.
- 2) Dentro del vaso se coloca un termómetro con escala de 50 a -100 °C
- 3) Se vierte acetona pura hasta la mitad del vaso , cuidando que el bulbo del termómetro este completamente sumergido en la acetona.
- 4) Se van agregando trozos de hielo seco hasta el momento de la condensación (opaca el vaso).
- 5) Se anota la temperatura del punto de rocío .

PROBLEMAS PRINCIPALES.-

- A) ERROR DEL OPERADOR
- B) OBSERVACION DEL MOMENTO EXACTO DE LA LECTURA DE LA TEMPERATURA EN EL MOMENTO DE LA CONDENSACION.
- C) PRESICION DEL TERMOMETRO .
- D) LA PRUEBA SE REALIZA A PRESION ATMOSFERICA

La siguiente figura muestra el higrometro de hielo seco.

PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD



HIGROMETRO DE HIELO SECO

9.2) HIGROMETRO ALNOR

El higrometro alnor es un equipo que se utiliza para la medición de contenido de humedad .

PROCEDIMIENTO DE AJUSTE .-

- 1) Coloque la válvula de operación fuera.
- 2) Abra la válvula de purga para asegurarse de que no exista presión en el aparato.
- 3) Con la válvula del medidor y la válvula de ajuste ponga el nivel de aceite a nivel ..
- 4) Cierre la válvula de purga y bombear hasta que el medidor alcance 0.5
- 5) Oprima la válvula de operación y el aceite deberá regresar al nivel 1 de la escala .
- 6) En caso de no hacerlo repita el ajuste .

Después de realizar el ajuste del equipo , se procede a bombear el gas al aparato de prueba hasta cualquier valor del medidor de presión.

Se opera la válvula de operación , observando la cámara de niebla si se observa niebla se procede a bombear gas al equipo de prueba a un valor menor del medidor de presión en el momento de que desaparezca y aparezca la niebla se anota el valor del medidor de presión y se procede a calcular el punto de rocío con la siguiente expresión:

$$T_{pr} = (T_1 + 460) RP - 460$$

donde :

- T_{pr}.- Temperatura del punto de rocío en °F
 T₁.- Temperatura de prueba °F
 RP.- Valor de presión
 Q.- Constante del gas

La siguiente figura muestra el higrometro alnor.

PRINCIPALES PROBLEMAS.-

- 1) La medición depende del observador.
- 2) La temperatura que sensa el equipo es la del ambiente.
- 3) La presión de prueba es regulada.

9.3) HIGROMETRO PANAMETRIC

El equipo se utiliza para medir presión de vapor de agua en un rango de +20 a -110 °C , de punto de rocío , este rango representa una concentración de humedad de 20,000 ppmv a 0.001 ppmv.

El equipo utiliza un bulbo sensor , el cual esta construido con una banda de aluminio anodizada y una cubierta de oro en su estructura.

El numero de moléculas de agua absorbidas por la estructura determina la conductividad de las paredes porosas. Cada valor de estas paredes provee un valor distinto de impedancia la cual es convertida a una medición directa de presión de vapor de agua .

El bulbo sensor puede ser utilizado con presión positiva y negativa (vacío).

Las pruebas de contenido de humedad pueden expresarse en :

ppm peso
ppm volumen
punto de rocío

Para calcular el contenido de humedad es necesario conocer :

El punto de rocío
Presión del sistema

Para emplear la siguiente expresión :

$$P.P.M.V. = \frac{\text{PRESION DE SATURACION DE VAPOR EN mm Hg} \times 10^6}{\text{PRES. ABSOL. EN CD. MEX. mm Hg} + \text{PRES. MEDIDA mm Hg}}$$

PRESION ABSOLUTA = presión al nivel del mar + presión medida
PRESION ABSOLUTA DE CD. MEX.= 583 mm Hg

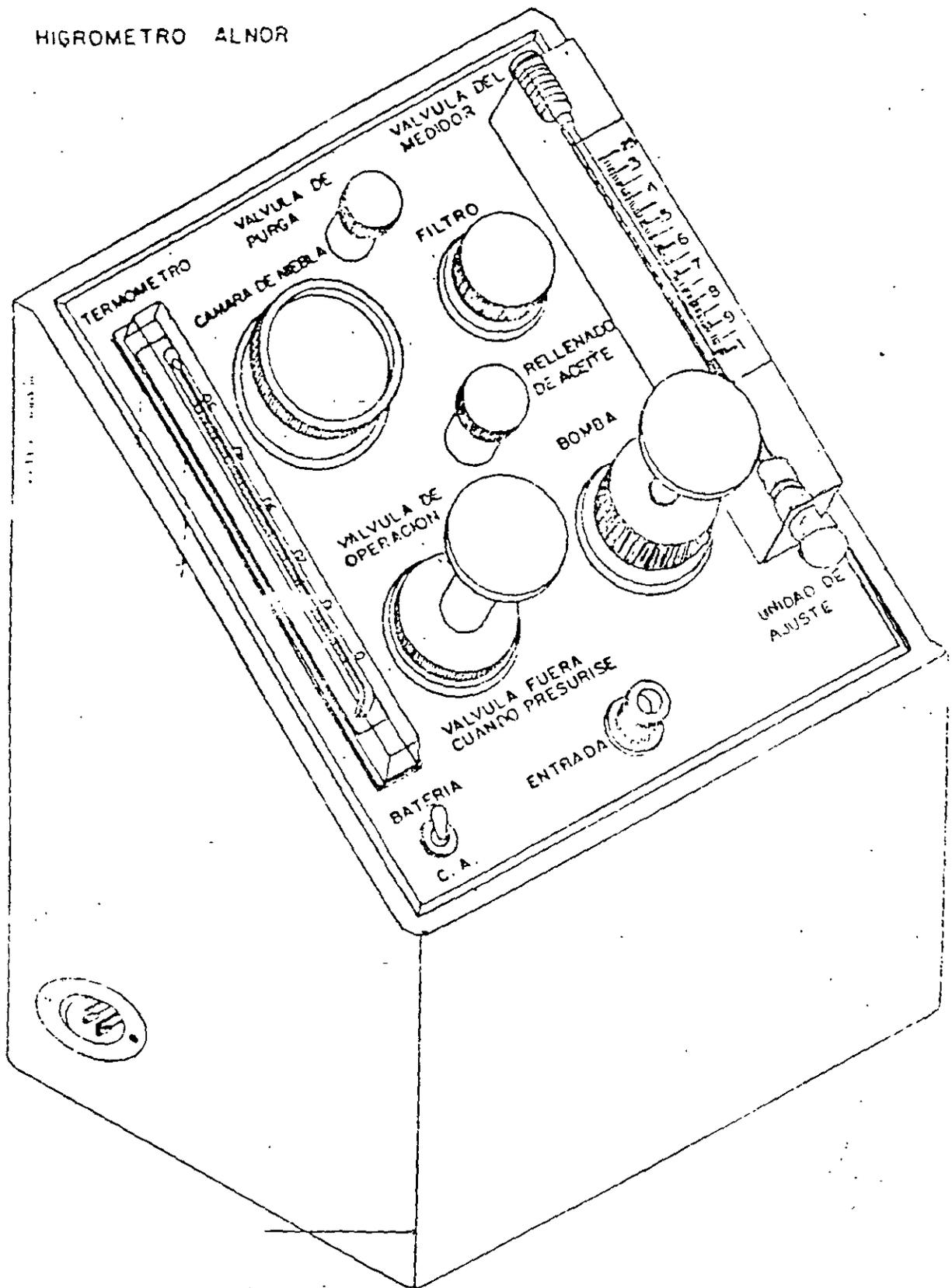
$$1 \text{ BAR} = 14.5 \text{ LB/PULG}^2$$

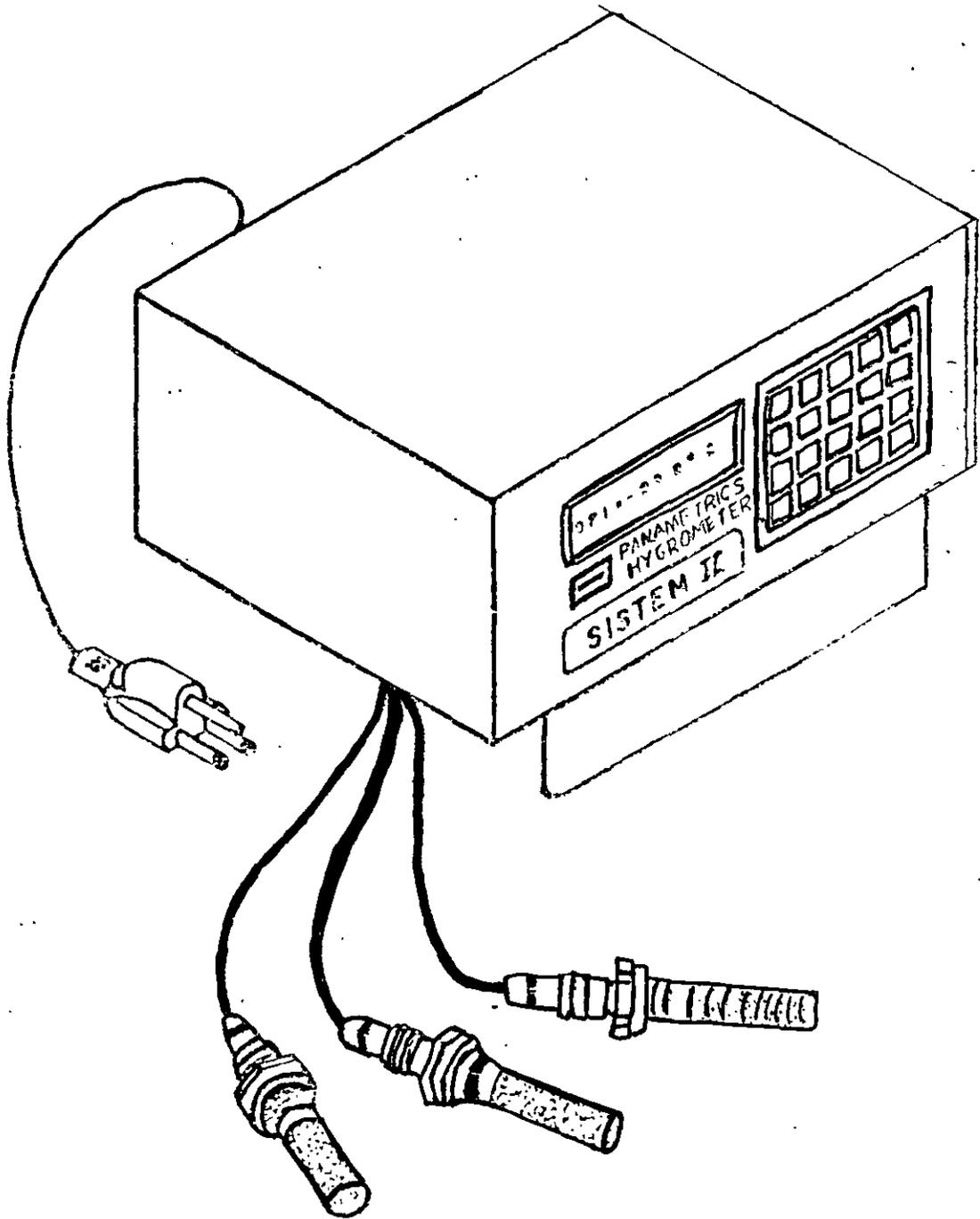
$$1 \text{ KG/CM}^2 = 14.22 \text{ LB/PULG}^2$$

$$1 \text{ KG/CM}^2 = 735.5 \text{ mm Hg}$$

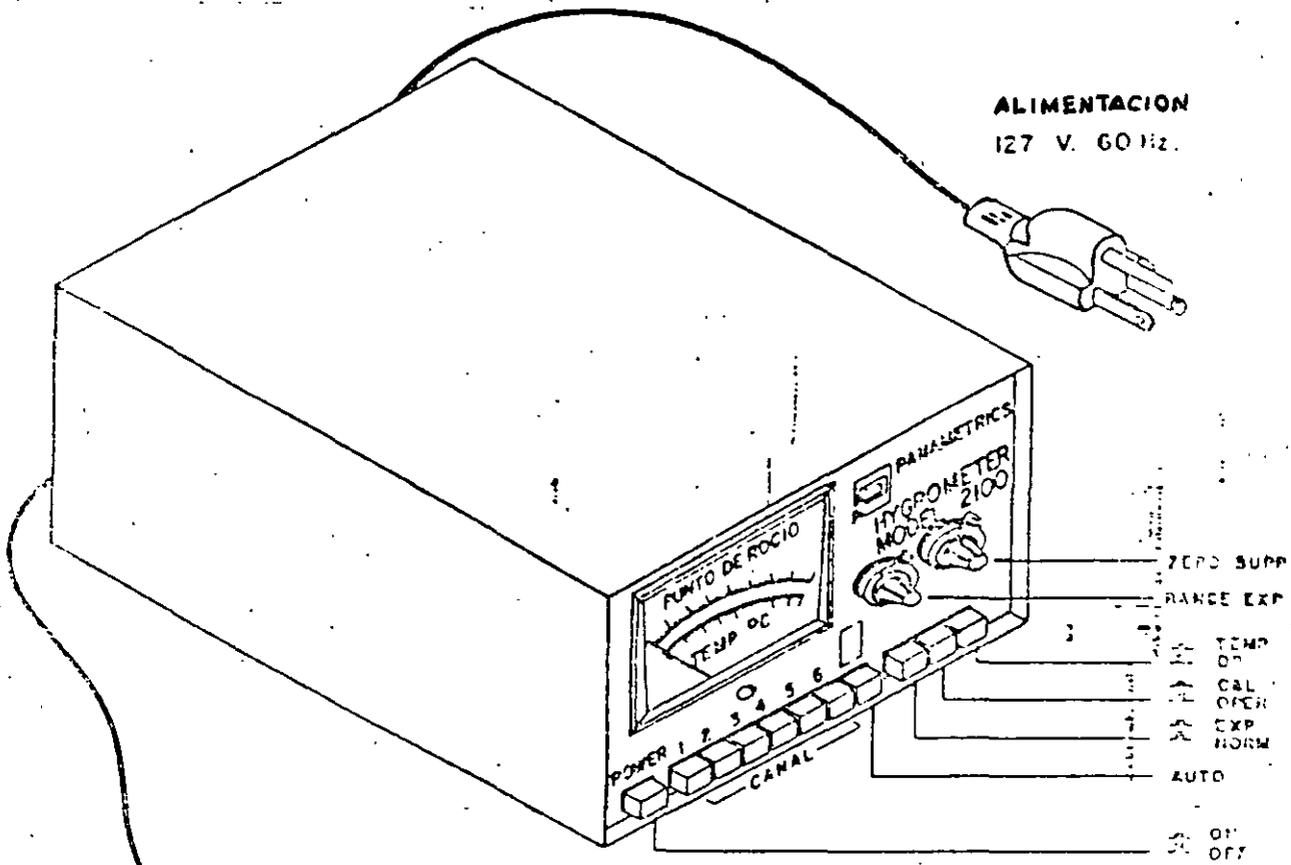
$$1 \text{ LB/PULG}^2 = 51.7 \text{ mm Hg}$$

HIGROMETRO ALNOR

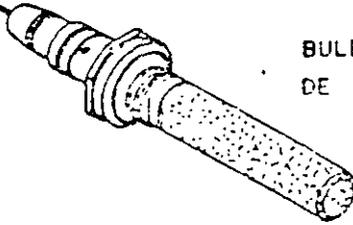




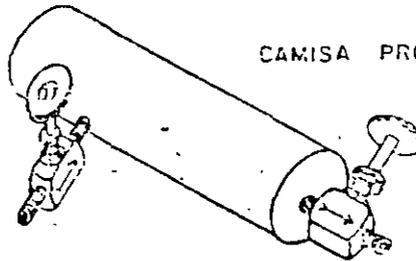
HIGROMETRO PANAMETRICS SYSTEM II



BULBO DE OXIDO DE ALUMINIO



CAMISA PROTECTORA



HIGROMETRO PANAMETRICS MODELO 2100

2

14.7 LB/PULG = 760 mm Hg

La siguiente figura muestra el equipo panametrics

10.- APLICACIONES Y PRUEBAS.**10.1.- Pruebas a equipo eléctrico.-**

A continuación se dará un listado de las principales pruebas que se efectúan a cada uno de los elementos o equipos eléctricos :

BATERIAS Y CARGADORES .-

- a) Pruebas al alumbrado de emergencia
- b) Pruebas de resistencia de aislamiento al cargador
- c) Pruebas de control al circuito del cargador
- d) Pruebas al electrólito de las baterías
- e) Pruebas al detector de tierras
- f) Prueba de operación a la protección del banco de baterías

INTERRUPTORES DE BAJA TENSION

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de resistencia de contactos
- c) Prueba de High Pot. (únicamente a int's de media tensión)

CABLES DE BAJA TENSION.

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de continuidad

CABLES DE ALTA TENSION.

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de continuidad
- c) Prueba de High Pot.
- d) Prueba de factor de potencia

TABLEROS .

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de High Pot

RELEVADORES.

- Pruebas de operación manual
- Pruebas de operación y ajuste eléctricas.
- c) Verificación de calibración y ajuste.

En la siguiente tabla se muestran las pruebas eléctricas que se realizan a los elementos de una subestación normalizada

11.-.RECOMENDACIONES TECNICAS PARA PRUEBAS.**11.1.- Pruebas a subestaciones compactas.-**

Una subestación compacta tipo cliente , esta formada por 3 gabinetes principales donde se alojan los siguientes equipos :

- 1) Equipo de medición de la Cía suministradora.
- 2) Cuchillas desconectadoras operadas en grupo.
- 3) Interruptor o seccionador de operación con carga

Las tres secciones están interconectadas por medio de un bus de cobre montado sobre aislador soporte.(ver siguiente figura)

Las pruebas que se realizan en campo son para comprobar que durante el transporte de fabrica al lugar de la instalación no sufrieron daños o para verificar el estado en que se encuentra después de estar trabajando en condiciones normales , como mantenimiento predictivo.

a) BUS.-

Prueba de resistencia de aislamiento.- La prueba se realiza desconectando ambos extremos de la subestación y aplicando el voltaje de prueba contra tierra fase por fase , con esta prueba se detectara las condiciones en que se encuentran los aisladores soporte del bus , los valores de resistencia de aislamiento deberán ser mayor a 2500 megaohms , en caso de obtener valores menores es necesario probar aislador por aislador .

b) CUCHILLAS DESCONECTADORAS OPERADAS EN GRUPO.-

Además de estar involucradas en la prueba de resistencia de aislamiento , se deberá probar su resistencia de contactos y como ya se menciono anteriormente no debe ser mayor de 30 micro-ohms por punto de contacto.

c) APARTARRAYOS.-

Las pruebas que se realizan a los apartarrayos son las de resistencia de aislamiento y factor de potencia.

Los valores esperados en estas pruebas son :

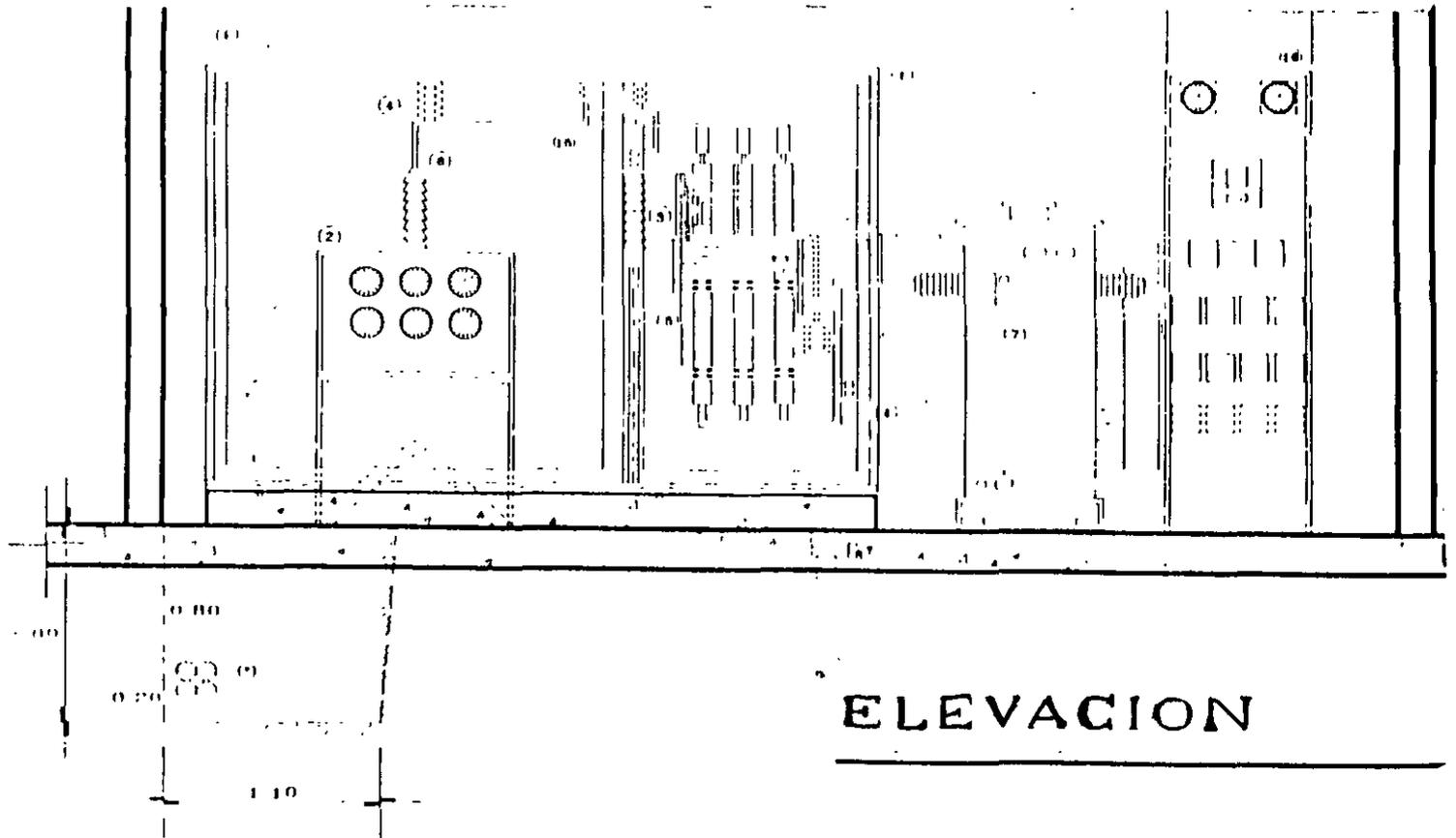
Resistencia de aislamiento = mayor de 10,000 mega-ohms

Factor de potencia = menor al 10%

d) DESCONECTADOR CON CARGA.-

Las pruebas que se realizan a este equipo son las de resistencia de aislamiento y resistencia de contacto , los valores considerados como aceptables , como resistencia de aislamiento debe ser mayor a 10,000 Mega-ohms y de resistencia de contacto menor a 30 micro-ohms por punto de contacto.

SUBESTACION ELECTRICA

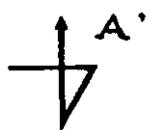
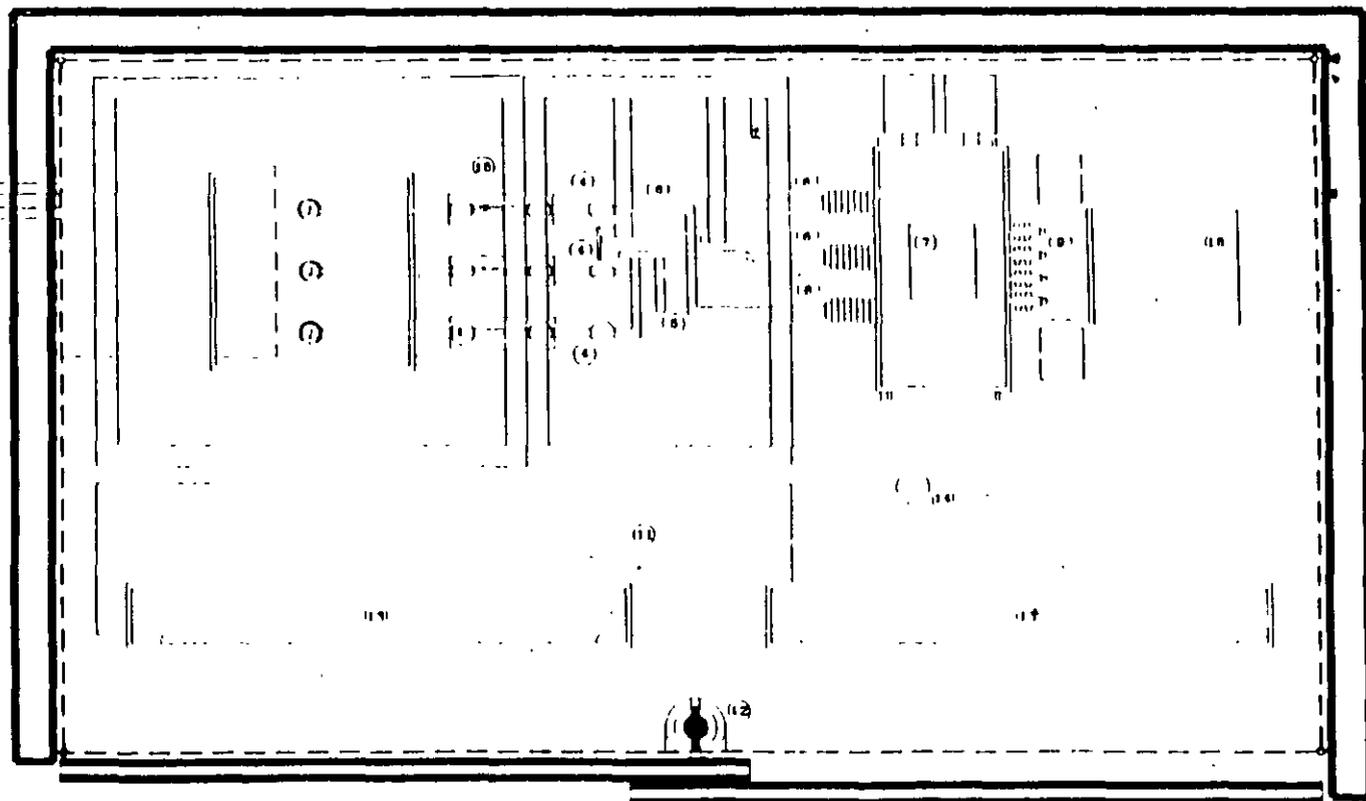


(C)
 4 DICIOS DE ASBESTO CEMENTO
 100mm DE DIAMETRO A 80cm.
 ABAJO DEL NIVEL DE BANQUETA
 Y HASTA 1m FUERA DEL MURO
 EXTERIOR DEL LOCAL DE LA SUB
 ESTACION PARA CABLES DE A T
 DE C.L.F.



VARILLA COPPERWELL
 3/8" x 1.50cm
 2R DETALLE No 1

CABLE 4/0
 ENTERRADO A
 50cm DE N.P.T.



PUERTAS CORREDIZAS

PLANTA

RELACION DE EQUIPO Y MATERIAL COMPLEMENTO

No.	DESCRIPCION	MARCA	No.DGE
1	GABINETE METALICO FORMADO POR 3 SECCIONES	ELMEX	
2	EQUIPO DE MEDICION A. T.		
3	APARTARAYOS AUTOVALVULARES CON SISTEMA DE NEUTRO A TIERRA PARA 23 KV CAT M-21	IUSA	5175
4	AISLADORES DE RESINA EPOXI RB 24 PARA 23 KV	BALTEAU	4313
5	INTERRUPTOR DE A.T. MOD. H-251-20N/630. 3 FASES 630 AMPS. 23KW EQUIPADO CON FUSIBLES DE ALTA CAP. INTERRUPTIVA 1000 MVA SIMETRICOS. CON MECANISMO DE OPERACION A BASE DE PALANCA EN FORMA DE ESTRIBO Y DISPOSITIVO DE DISPARO MECANICO SIMULTANEO. OPERADO POR FUSION DE LOS FUSIBLES DR 20/18S 18 AMPS.	ELMEX	6141
6	LINEA A.T. FORMADA POR SOLERA DE 15 X 6 mm		
7	TRANSFORMADOR EN ACEITE DE 500 KVA 20-23 KV 220-127 V 3 FASES 60 c.p.s. X- 5%	VOLTRAN	2938
8	SISTEMA DE TIERRAS FORMADO POR CABLES DE COBRE DESNUDO 1,0 Y SOLERA DE 38.1 X 6.35 mm A LO LARGO DE GABINETE Y DOS VARILLAS DE COBRE TIPO COPPERWELLD DE 3MTS DE LONG. DE 16 mm. DE DIAMETRO CONECTADA A TODAS LAS PARTES METALICAS NO CONDUCTORAS DE CORRIENTE	CONDUMEN	2824
9	LINEA DE B.T. FORMADA POR 7 CABLES DE COBRE DE 1,0 POR FASE UN CONDUCTOR NEUTRO DEL MISMO CALIBRE	CONDUMEN	2824
10	INTERRUPTOR TERMO MAGNETICO DE 1.800 A CON CAPACIDAD INTERRUPTIVA = 50.000 AMP.	SQUARE-D	3031
11	TARIMA AISLANTE CON PISO DE HULE ESTRAIDO AISLADA PARA 23 KV		
12	EXTINGUIDOR DE INCENDIOS POLVO QUIMICO SECO CO ₂		
13	LAMPARA FLUORESCENTE 2 X 74 * TS	QUINZANO	1428
14	DRENAJE		
15	CUCHILLAS SECCIONADORAS DE SERVICIO 3ø 200 AMPS. OPERADAS EN GRUPO	ELMEX	55 58
16	TABLERO GENERAL DE DISTRIBUCION		

NOTAS:

- LAS PUERTAS CUENTAN CON UN DISPOSITIVO QUE IMPIDE QUE ESTAS SE ABRAAN CUANDO SE ENCUENTRAN EN SERVICIO
- SE OMITEN LAS PUERTAS DE LOS GABINETES PARA MAYOR CLARIDAD DEL DIBUJO.
- ACOTACION EN CENTIMETROS.

11.2- PRUEBA A TRANSFORMADORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Dentro de una instalación eléctrica , el equipo de mayor importancia es el transformador por lo cual se hacen muy importantes sus pruebas .-

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.-

Para un transformador de dos devanados se realizan las siguientes pruebas :

H - X
H - X + T
X - H + T

En caso de haber duda en los valores obtenidos se recomienda realizar las siguientes pruebas :

H - T
X - T

La prueba de resistencia de aislamiento debe corregirse a una temperatura de 20 grados centígrados.

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA

TEMPERATURA °C	MAQUINAS ROTATORIAS		TRANSFORMADORES CON ACEITE
	CLASE- A	CLASE - B	
0	0.21	0.40	0.3
5	0.31	0.50	0.4
10	0.45	0.63	0.54
15	0.71	0.81	0.73
20	1.00	1.00	1.00
25	1.48	1.25	1.3
30	2.20	1.58	1.8
35	3.24	2.00	2.5
40	4.8	2.50	3.3
45	7.1	3.15	4.5
50	10.45	3.99	6.0
60	22.80	6.30	11.0
65	34.00	7.90	14.8
70	50.00	10.00	20.0
75	74.00	12.60	26.8

La siguiente tabla nos muestra los valores promedio, tomados en experiencias en pruebas a diferentes clases de aislamiento.

**RESISTENCIA MINIMA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES EN ACEITE A
 20 ° C .**

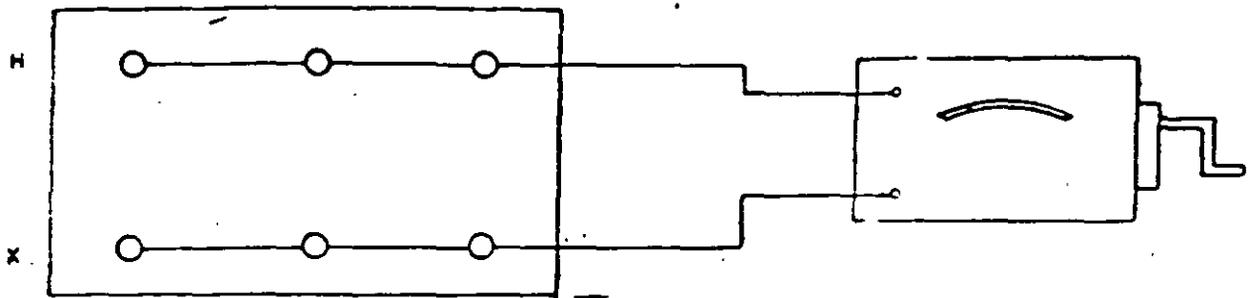
CLASE DE AISLAMIENTO EN K.V.	MEGA-OHMS
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.7	230
15.0	410
25.0	670
34.5	930
46.0	1240
69.0	1860
92.0	2480
115.0	3100
138.0	3720
161.0	4350
196.0	5300
230.0	6200
287.0	7750
345.0	9300
400.0	10800

La resistencia de aislamiento de un transformador sin aceite, pero con aislamientos solidos impregnados, es 20 veces mayor que los valores indicados en la tabla.

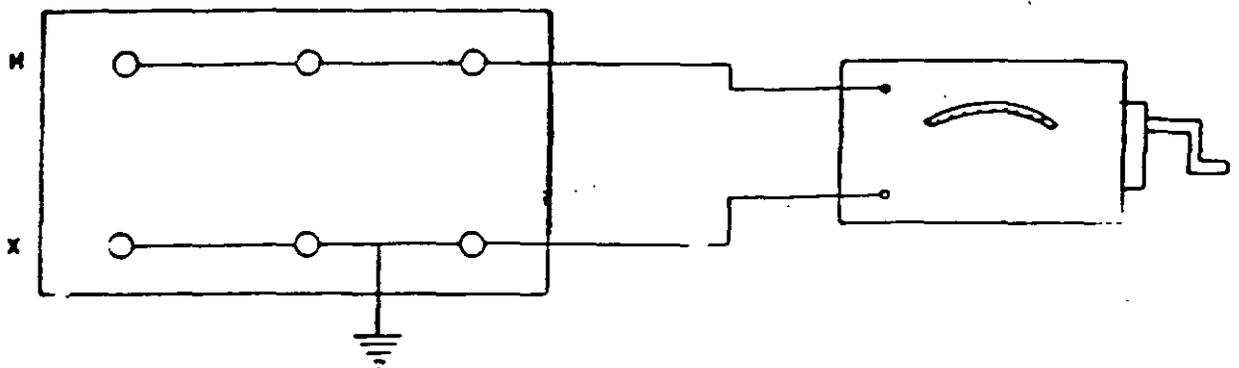
Otra consideración que se debe tomarse en cuenta es el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador decrece al aumentar la temperatura, se recomienda hacer las mediciones en un rango de 0 a 40 grados centígrados .

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

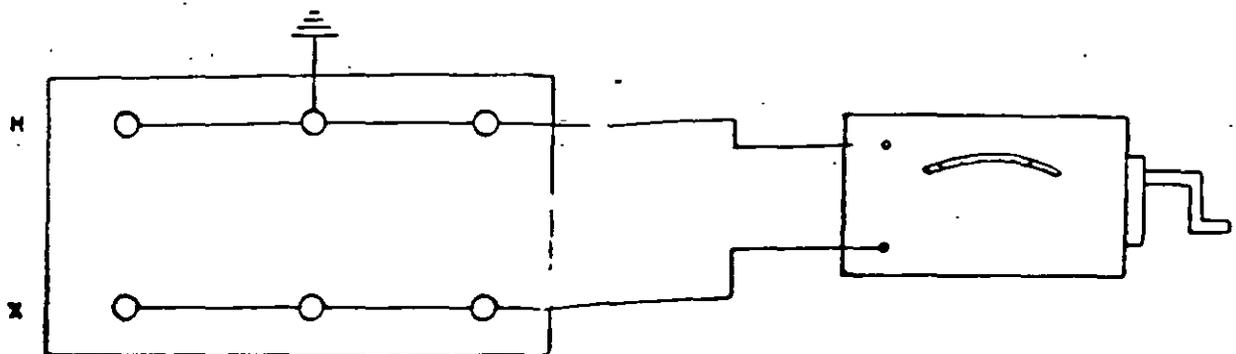
TRANSFORMADOR



DEVANADO DE ALTO VOLTAJE vs. DEVANADO DE BAJO VOLTAJE

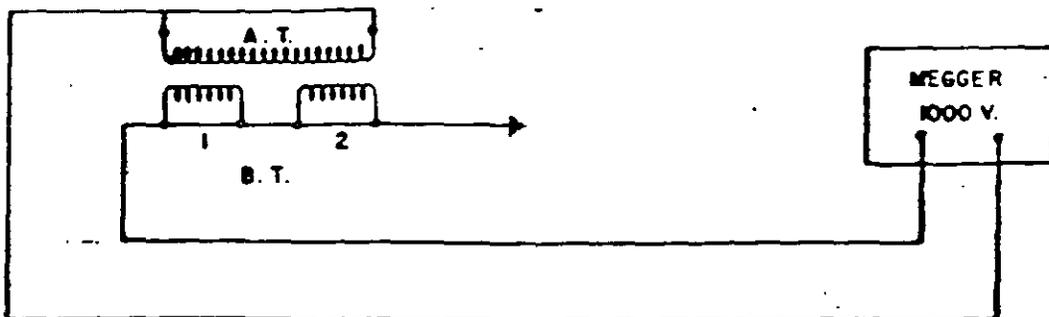
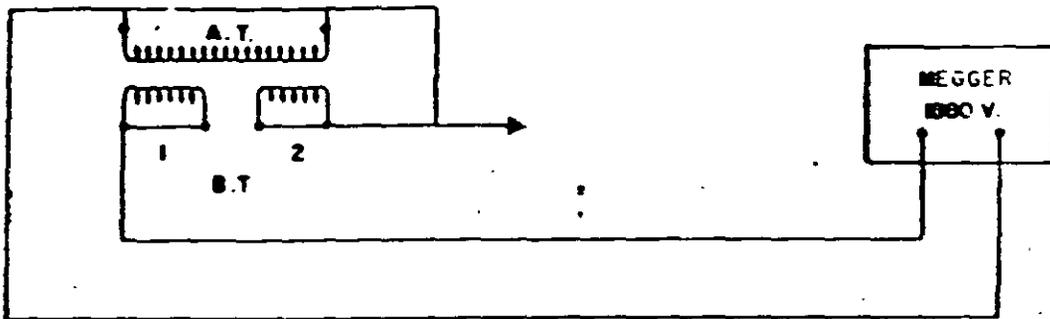
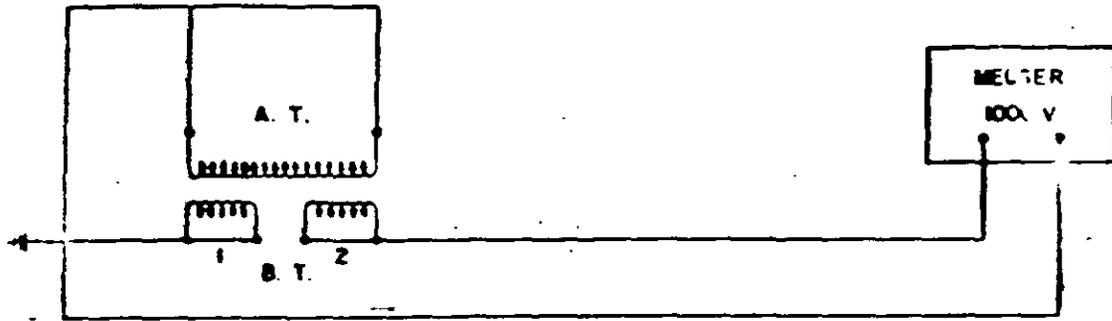


ALTO VOLTAJE vs. BAJO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA

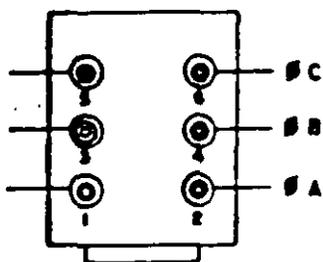
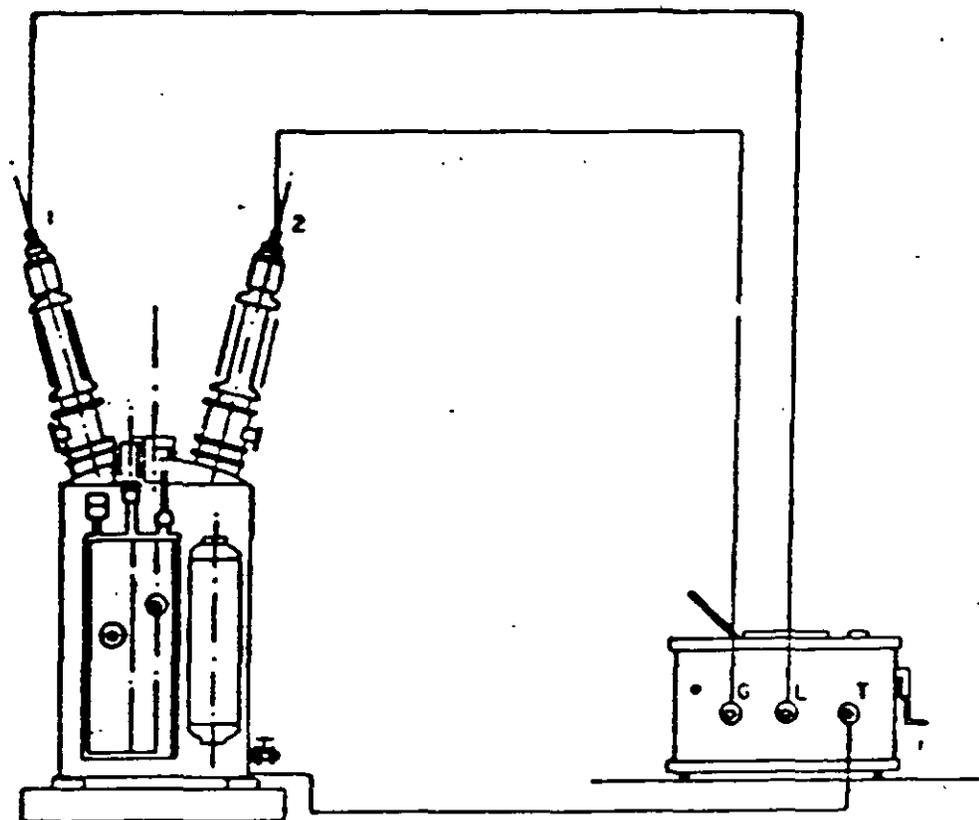


ALTO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA vs. BAJO VOLTAJE

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TC's



PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES



VISTA DE PLANTA
DEL INTERRUPTOR

PRUEBA	POSICION	CONEXIONES			MIDE
		L	T	G	
1	ABIERTO	1	TANQUE	2	BOO. 1
2	"	2	"	1	" 2
3	"	3	"	4	" 3
4	"	4	"	3	" 4
5	"	5	"	6	" 5
6	"	6	"	5	" 6
7	CERRADO	1-2	"	—	FASE "A"
8	"	3-4	"	—	FASE "B"
9	"	5-6	"	—	FASE "C"

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES EN ACEITE

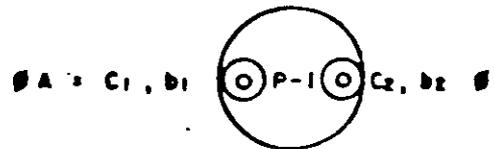
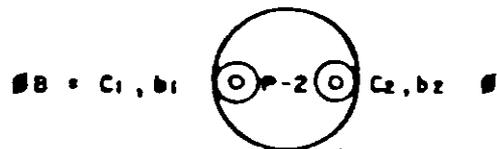
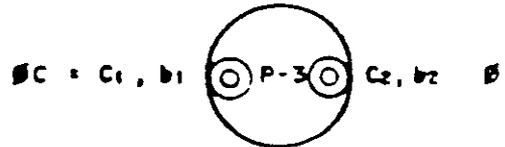
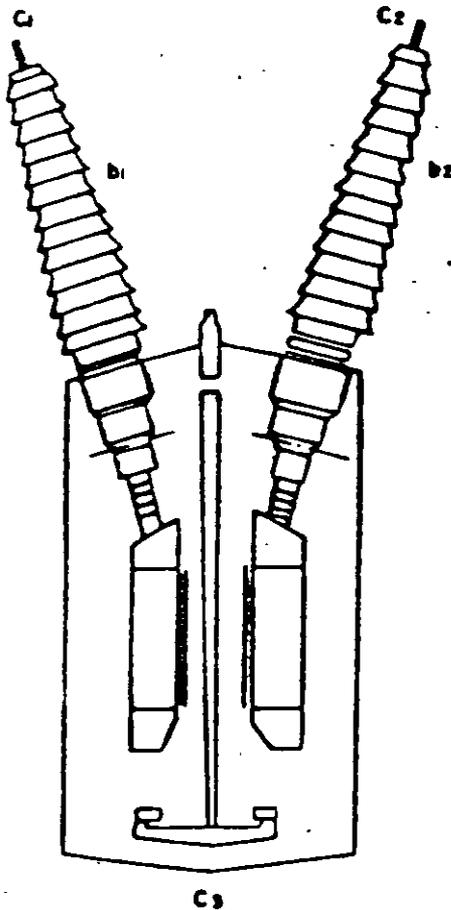
NOMENCLATURA

C₁ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 1
 C₂ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 2
 $C = C_1 + C_2 + C_3$

b₁ PORCELANA DE LA BOQUILLA 1
 b₂ PORCELANA DE LA BOQUILLA 2

SE SEGUIRA LA SIGUIENTE CONVENCION PARA EL REGISTRO DE LOS VALORES OBTENIDOS EN LAS TARJETAS:

VISTO EL INTERRUPTOR DESDE SU MECANISMO DE OPERACION SE TENDRAN LOS POLOS 1, 2 Y 3. DE IZQUIERDA O DERECHA TENDREMOS C₁, b₁, C₂, b₂ Y C₃ DEL TANQUE 1, C₁, b₁, C₂, b₂, Y C₃ DEL TANQUE 2 Y LO MISMO PARA EL TANQUE 3.



C-3 MECANISMO

PRUEBAS CON MEGGER

POSICION INTERRUPTOR	PARA MEDIR	CONECTAR			KV DE PRUEBA	DURACION
		LINEA	TIERRA	GUARDA		
ABIERTO	C ₁	C ₁	TANQUE	b ₁ , b ₂ y C ₂	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	b ₁	b ₁	TANQUE	b ₂ , C ₁ y C ₂	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	C ₂	C ₂	TANQUE	b ₁ , b ₂ y C ₁	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	b ₂	b ₂	TANQUE	b ₁ , C ₁ y C ₂	2.5	1 MINUTO
CERRADO	CADA FASE	C ₁ y C ₂	TANQUE	b ₁ y b ₂	2.5	1 MINUTO

11.3.- PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES.

La prueba de perdidas dielectricas y de factor de potencia aplicada a transformadores es sumamente completa , pues permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otros tipos de contaminación del aislante de devanados , boquillas y del aislante liquido en transformadores.

Las deformaciones de los devanados se descubren por un cambio en la capacitancia , valor que se mide durante la prueba de factor de potencia .

Las espiras en corto circuito o parcialmente en corto circuito se manifiestan en un valor de corriente elevado que se obtiene con la prueba adicional de corriente de excitación.

La detección de deterioro en el aislamiento de devanados , boquillas , o líquidos aislantes puede localizarse mediante pruebas independientes a cada uno de sus componentes , para proporcionar un análisis más eficaz de los resultados de prueba .

Al realizar las pruebas de transformadores deben cumplirse las siguientes condiciones :

- 1) El transformador debe estar desenergizado y aislado por completo de la red de energía .
- 2) El tanque del transformador debe estar debidamente conectado a tierra.
- 3) Todas las boquillas de cada devanado inclusive los neutros , deben conectarse entre si con objeto de poner cada devanado en corto circuito , para eliminar los efectos de la inductancia del devanado , los puntos neutros deben estar desconectados de tierra.

TENSIONES DE PRUEBA.-

Las tensiones de prueba recomendados por DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución con liquido aislante :

CAPACIDAD NOMINAL DE LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR (KV)	TENSION DE PRUEBA (KV)
12 o más	10
4.04 a 8.72	5
2.4 a 4.8	2
menor de 2.4	1

En caso de alguna anomalía en los resultados , puede resultar interesante efectuar una serie de pruebas a varias tensiones distintas , a fin de determinar si el factor causante de la anomalía es alineal o dependiente de la tensión , dentro de los límites de variación de tensión indicados para las pruebas de la DOBLE.

Entre otras cosas , se podría aumentar la tensión de prueba a un valor superior a la norma por ejemplo llegar a 12 KV en los casos de los devanados que normalmente se prueban a 10 KV.

Las tensiones de prueba recomendadas por la DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución con aislante líquido , previa extracción de dicho líquido aislante y a presión atmosférica de aire -gas (no al vacío).

CAPACIDAD NOMINAL DE DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR (KV)	TENSION DE PRUEBA (KV)
--	---------------------------

DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA

161 o más	10
115 a 138	5
34 a 69	2
12 a 25	1
menos de 12	0.5

DEVANADOS CONECTADOS EN ESTRELLA

12 o más	1
menos de 12	0.5

Las pruebas pueden realizarse a presión atmosférica o superior , con aire o con nitrógeno , nunca deben aplicarse las tensiones de prueba recomendadas por la DOBLE a un transformador cuyos devanados se encuentren parcialmente en vacío .

Las tensiones de prueba recomendadas por la DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución tipo seco

CAPACIDAD NOMINAL DE DEVANADOS PRUEBA DEL TRANSFORMADOR (KV) TENSION DE (KV)

DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA Y ESTRELLA SIN CONEXION A TIERRA

Más de 14.4	2 y 10
12 a 14.4	2 y 10
5.04 a 8.72	2 y 5
2.40 a 4.8	2
Menos de 2.4	1

DEVANADOS CONECTADOS EN ESTRELLA CON CONEXION A TIERRA.

2.4 o más	2
menos de 2.4	1

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.-

El procedimiento de prueba para transformadores de dos devanados se sintetiza en la siguiente tabla :

No- PRUEBA CAPACIDAD	ENERGIZADO	PUESTO A TIERRA	CIRCUITO DE GUARDA	DE MEDIDA
1	ALTA	BAJA	-----	CH+CHL
2	ALTA	----	BAJA	CH
3	BAJA	ALTA	-----	CL+CHL
4	BAJA	---	ALTA	CL

ANALISIS DE RESULTADOS.-

El aislamiento de los transformadores de potencia así como los transformadores de distribución en baño de aceite y transformadores de potencia y distribución del tipo seco , pueden presentar factores de potencia superiores al 0.5% .

Los datos deben analizarse en base a las comparaciones con resultados de prueba de equipos similares.

La CAPACITANCIA de CH , CL , CHL deben de compararse con los datos de fabrica o con los resultados anteriores .

La capacitancia es una función de la geometría de los devanados y normalmente debe permanecer estable .

Un cambio en la capacitancia indica que se ha producido un movimiento del devanado , tal como el que provocaría un fallo de perforación , lo más probable es que estos cambios tengan lugar en los aislantes CL y CHL .

La investigación de resultados anormales debe incluir la realización de pruebas adicionales a varias tensiones distintas.

11.4.- PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

Como ya se menciona anteriormente las pruebas en campo al aceite del transformador son :

- a) RIGIDEZ DIELECTRICA .- Basada en el procedimiento y la norma detalladas en el capitulo 10.
- b) FACTOR DE POTENCIA.- Basado en los procedimiento y la norma detalladas en el capitulo 10.

Cuando por ningún medio se logre subir el valor de la rigidez dielectrica de un aceite se puede considerar que dicho aceite esta envejeciendo .

Un valor alto de F.P en un aceite , indica degradamiento , contaminación , humedad , carbón o algunas partículas conductoras
Los valores aceptables son:
aceite nuevo menor a 0.05%
aceite usado menor a 0.5%

11.5.- RELACION DE TRANSFORMACION.-

La relación de transformación deberá de realizarse en todas las posiciones del cambiador de posiciones.

La relación medida , deberá estar dentro de los límites con respecto a la relación teórica con un margen de 0.5% .

12.- CRITERIOS DE ACEPTACION .-

Los criterios de aceptación para valores de prueba de diferentes equipos , se pueden analizar en función a los valores que indica cada fabricante y valores estadísticos de pruebas realizadas .

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO .-

CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	REGLA DE 1 M /KV A 75 C	VALORES DE FABRICANTE	LyF
0.220	11	6	37
6	288	162	300
23	1104	621	1000
85	4080	2295	3100
230	11040	6210	8500
400	19200	10800	15000
	K=48	K=27	K=37.5

CORRECCION POR TEMPERATURA

$$R_c = K_t \times R_t$$

DONDE.-

Rc.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CORREGIDA

Kt.- COEFICIENTE DE CORRECCION POR TEMPERATURA

Rt.- RESISTENCIA MEDIDA A UNA TEMPERATURA

FACTOR DE POTENCIA .-

Los valores minimos aceptables para la prueba de factor de potencia a diferentes equipos son :

ACEITE DE TRANSFORMADOR NUEVO .-	0.05 %
ACEITE DE TRANSFORMADOR USADO.-	0.5 %
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION NUEVOS .-	1.5 %
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION USADOS .-	2.5 %
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL DE PORCELANA .-	1.0%
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL DE RESINA .-	2.0%
CABLES DE ENERGIA NUEVOS .-	0.5 %
CABLES DE ENERGIA USADOS .-	1.0 %
PERDIDAS DIELECTRICAS A PORCELANA .-	0.15 WATTS A 10 KV . 9.0 MILIWATTS A 2.5 KV.

RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE .-

ASTM- 877 -----	30 KV CON ELECTRODOS PLANOS
ASTM-1816 -----	35 KV CON ELECTRODOS ESFERICOS
LUZ Y FUERZA-----	40 KV CON ELECTRODOS PLANOS

RELACION DE TRANSFORMACION.-

Los valores obtenidos en la prueba de relacion de transformaci3n deberan estar dentro de los siguientes limites :

LIMITE SUPERIOR = RELACION TEORICA X 1.005

LIMITE INFERIOR = RELACION TEORICA X 0.995

RESISTENCIA DE CONTACTOS.-

Los valores estadisticos de pruebas , obtenidos en la prueba de resistencia de contactos nos indican un valor aceptable de 30 micro-ohms por punto de contacto .

S.E. _____

CIRCUITO _____

FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____

Nuevo

Tension Nominal _____

Usado

Potencia _____

Pruebas Preliminares

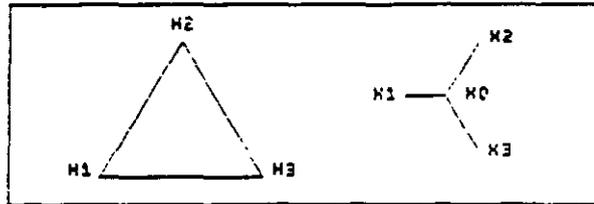
Enfriamiento _____

Pruebas Finales

Tipo _____

CONEXION

% Impedancia _____



No. Serie _____

Peso Total _____ Kg.

Aceite _____ LTS.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca NORMA

No. de Serie _____

Tension de Prueba 1000 V

Temp. Ambiente _____ °C

Tiempo de Prueba 1 MINUTO

Temp. Aceite _____ °C

PRUEBAS	LECTURAS EN M		RESULTADO DE LA PRUEBA
	ANTES DEL REFIL.	DESPUES DEL REFIL	
H - X			B I E N
H - X + T			"
X - H + T			"
H - T			"
X - T			"

OBSERVACIONES : _____

EFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

ING.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca SIDDLE

No. Serie _____

Fecha _____

POS. CAM DER	ALTA TENSION	BAJA TENSION	RELACION TEORICA	RELACION MEDIDA			LIMITES	
	TENSION	TENSION		FASE A	FASE B	FASE C	RELACION TEORICA POR 0.995	RELACION TEORICA POR 1.005
1								
2								
3								
4								
5								

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

Nombre y Firma

Nombre y Firma

PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA CON ACEITE Y BOBILAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca DOBLE
 Tension de Prueba 3.5 KV.
 Fecha _____

No. Serie _____
 Temp. Ambiente _____ °C
 Temp. Aceite _____ °C

P R U E B A	CONEXIONES PARA LA PRUEBA				LECTURAS EQUIVALENTES 2.5 KV.						FACTOR DE POTENCIA		R E S U L T A D O D E L A P R U E B A	
	DEVANADO				MV AMPERES			M WATTS			MEDIDO	20 C		
	ENERG.	GROUND	GUARD	TEST	LECTURA	MULTIPLI	MV AMP.	LECTURA	MULTIPLI.	M WATT				
1	ALTA	BAJA												E I E N
2	ALTA		BAJA											CH
3	ALTA			BAJA										"
	CALCULOS		PRUEBAS MENOS PRUEBAS										CHX	"
4	MUESTRA DE ACEITE													"

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca RESEARCH
 Temp. Aceite _____ °C

No. Serie _____
 Temp. Ambiente _____ °C

MUESTRA	VALORES DE RUPTURA EN KV.					KV PROMEDIO	NORMA DE LA PRUEBA	ACEITE		RESULTADO DE LA PRUEBA
	1	2	3	4	5			NUEVO	USADO	
							ASTM		X	E I E N

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

Nombre Firma

Nombre y Firma

CUCHILLAS DESCONECTORAS

IEPSA

S.E. _____

CIRCUITO _____

FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____

Tension Nominal _____

Corriente nominal _____

Tipo _____

Mecanismo _____

No. Serie _____

Nuevo

Usado

Pruebas Preliminares

Pruebas Finales

|||||

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca _____

No. de Serie _____

MICRO OHMS ENTRE DOS TERMINALES DEL POLO			RESULTADO DE LA PRUEBA
1	2	3	

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

ING. ENRIQUE JIMENEZ C.

Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR

ING.

Nombre y Firma

INTERRUPTOR DE POTENCIA

IEPSA

S.E. _____

CIRCUITO _____

FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____

Nuevo

Tension Nominal: _____

Usado

Corriente nominal: _____

Pruebas Preliminares

Tipo _____

Pruebas Finales

Mecanismo _____

No. Serie _____

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca NORMA

No. de Serie _____

Tension de Prueba 1000 V

Temp. Ambiente _____ °C

Tiempo de Prueba 1 MINUTO

Temp. Aceite _____ °C

FASE	PRUEBAS	LECTURAS EN MΩ		RESULTADO DE LA PRUEBA
		ANTES DEL REFIL.	CORREGIDAS A 20 °C	
F	M - T			
B	M - T			
C	M - T			

• INT. CERRADO

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

ING.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

No. de Serie _____

Marca _____

Temp. Ambiente _____ °C

VALORES DE RUPTURA EN K.V.					K.V. PROMEDIO	NORMA DE LA PRUEBA	RESULTADO DE LA PRUEBA
1	2	3	4	5			

PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL GAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA : Marca _____ No. de Serie _____ No. Bulbo _____

Presion del Sist. _____

Temp. Ambiente _____ °C

Tipo de gas _____

Temp. Gas _____ °C

LECTURA DEL PUNTO DE ROCCIO	PRESION DE VAPOR EN MICRONES	CONTENIDO DE HUMEDAD EN P.P.M.V.	RESULTADO DE LA PRUEBA

PRUEBAS DE VOLTAJES MINIMOS DE OPERACION

BOBINA	LECTURAS EN VOLTE	RESULTADO DE LA PRUEBA
CIERRE		
DISPARC No. 1		
DISPARC No. 2		

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

ING.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

PRUEBA DE PERDIDAS DIELECTRICAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca DOBLE

Fecha _____

No. de Serie _____

Temp. Ambiente _____

Tension de Prueba _____

POSICION DEL INTERRUPTOR	FASE	CAMARA No.	LECTURAS EQUIVALENTES _____ KV						% F.P.
			_____ AMPERES			_____ WATTS			
			LECTURA	MULTIPL.	m. AMP.	LECTURA	MULTIPL.	WATTS	
ABIERTO		1							
		2							
		3							
		4							
		5							
		6							
CERRADO		1 - 2							
		3 - 4							
		5 - 6							

CALCULO DE LAS PERDIDAS POR FASE		RESULTADO DE LA PRUEBA
FASE	ABIERTO - CERRADO	
A		
B		
C		

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR

ING.

Nombre y Firma



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA :

COMPLEMENTO DEL TEMA DE FALLAS

**EXPOSITOR : ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
AGOSTO 1998**

5 ASIMETRÍA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

En el capítulo 4 se estudió una de las características de las corrientes de cortocircuito que es la disminución de su amplitud debido a la variación de la reactancia de las máquinas síncronas. Toca ahora revisar la característica de la asimetría en las corrientes de falla, la cual se analiza suponiendo que la amplitud de la corriente de falla es constante, en otras palabras, considerando que la reactancia de las máquinas no varía.

5.1 ASPECTO CUALITATIVO.

El voltaje del sistema y la corriente de falla son ondas sinusoidales defasadas por el ángulo de la impedancia existente entre la fuente y el punto de falla. Puesto que la resistencia es generalmente despreciable comparada con la reactancia, la corriente de falla estará atrasada del voltaje por casi 90° . Los sistemas con voltajes inferiores a 600 volts tienen mayor porcentaje de resistencia, por lo que la corriente de falla estará atrás del voltaje un ángulo menor a 90° .

Si ocurre un cortocircuito en un sistema que solo contiene reactancias inductivas y la onda de voltaje está en su valor pico, la corriente de falla empieza en cero y traza una onda sinusoidal que es simétrica con respecto al eje de las abscisas, tal como se observa en la figura 5.1.

Si el cortocircuito ocurre cuando la onda de voltaje está en cero (y siguen valores positivos), la corriente de cortocircuito empieza en cero (debido a que antes de la falla no hay corriente), pero no podrá seguir una onda sinusoidal simétrica, porque la corriente debe estar atrasada 90° del voltaje. Esto solo puede suceder si la corriente está desplazada del eje de las abscisas como se muestra en la figura 5.2.

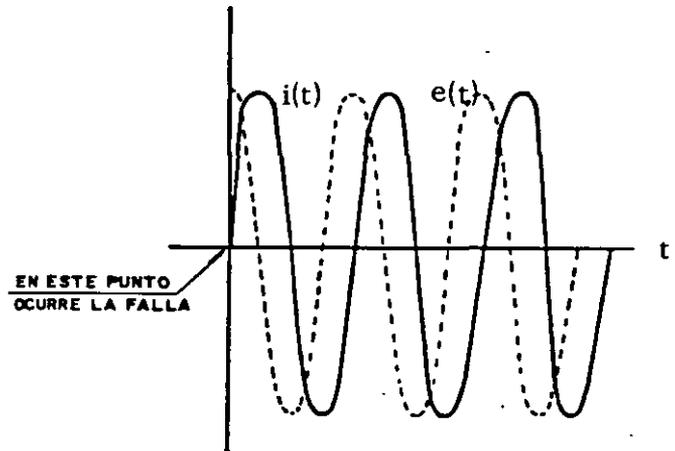


Figura 5.1 Corriente de falla simétrica.

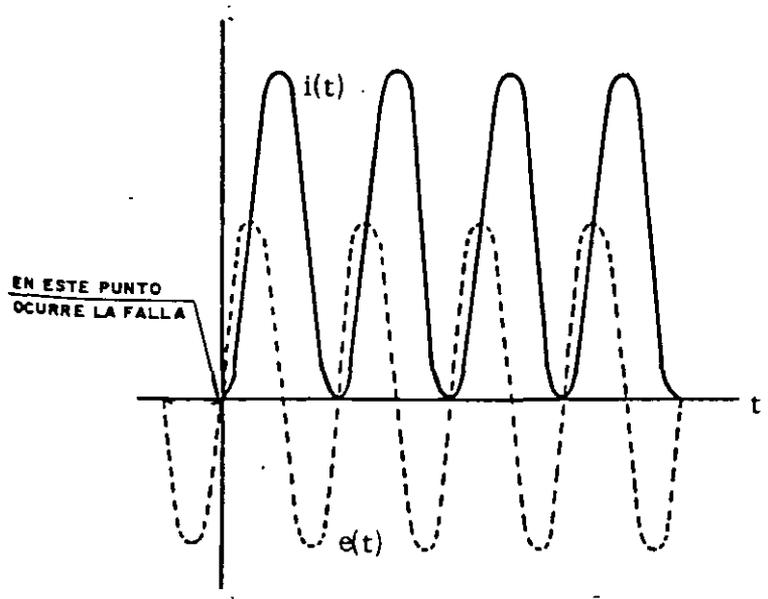


Figura 5.2 Corriente de falla asimétrica.

Los dos casos anteriores son extremos; el primero muestra una corriente completamente simétrica, y el segundo, una corriente completamente asimétrica. Si la falla ocurre en cualquier punto de la onda de voltaje entre cero y su valor pico, la corriente de falla será asimétrica en un grado intermedio.

Las corrientes asimétricas se analizan en términos de dos componentes: una corriente simétrica o componente de c.a. y una componente de c.d. (figura 5.3). La componente de c.a. alcanza su valor máximo en el momento de inicio de la falla y la componente de c.d. toma un valor simétrico para garantizar que su suma sea cero y cumpla con el requisito físico de corriente cero en el inicio de la falla.

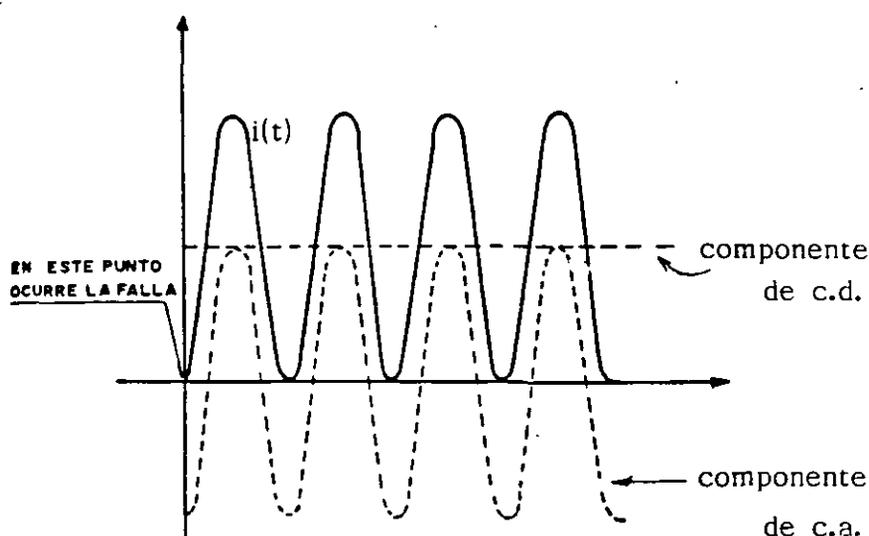


Figura 5.3 Componentes de una corriente asimétrica.

En un sistema ideal con resistencia cero, la componente de c.d. permanece constante. Sin embargo, en un sistema real donde la resistencia está presente, la componente de c.d. decae a cero y su energía es disipada como pérdidas por efecto Joule (figura 5.4). El decremento de esta componente es función de la resistencia y la reactancia del sistema.

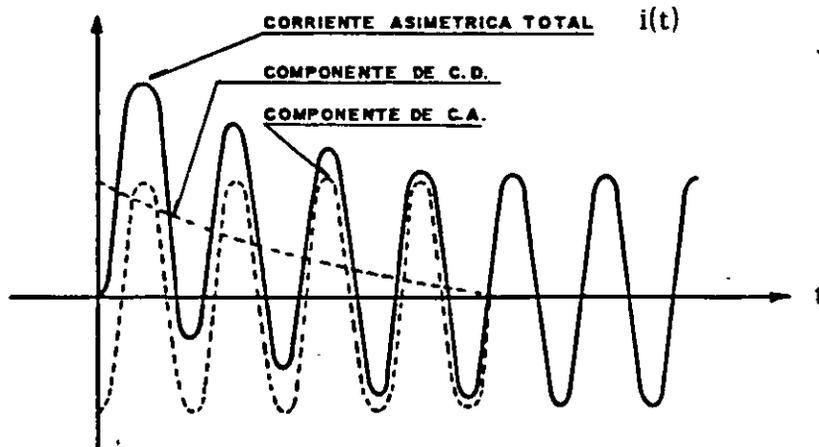


Figura 5.4 La componente de c.d. decae a cero en un sistema real.

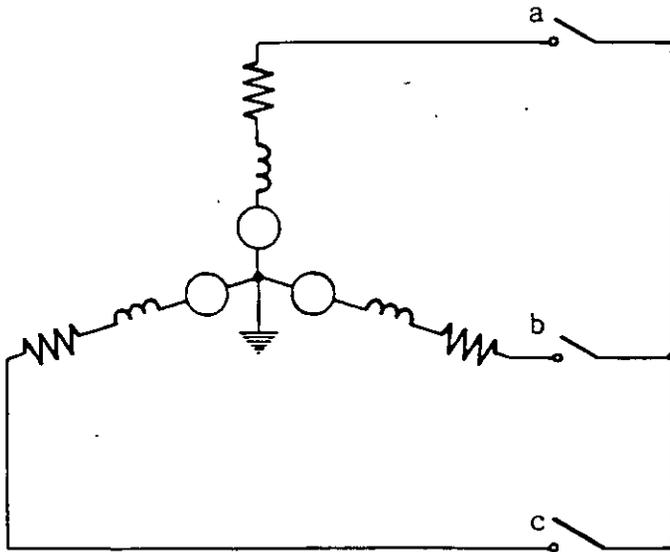
5.2. ASPECTO CUANTITATIVO.

Con el objeto de evaluar el grado de asimetría de la corriente de cortocircuito en las terminales de un generador, se parte del comportamiento del circuito R-L equivalente cuando se le aplica una tensión alterna, considerando constantes la resistencia y la inductancia (ver figura 5.5).

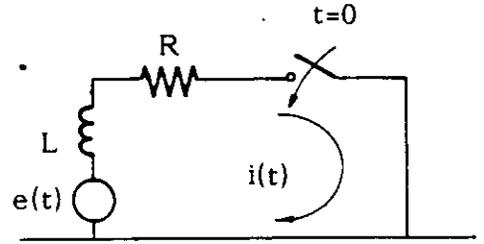
La tensión $e(t)$ en las terminales del generador en vacío antes de la falla está dada por:

$$e(t) = E_m \sin(\omega t + \alpha)$$

Como t es igual a cero en el momento de ocurrir la falla (y aplicar la tensión), entonces α determina el valor de la tensión $e(t)$



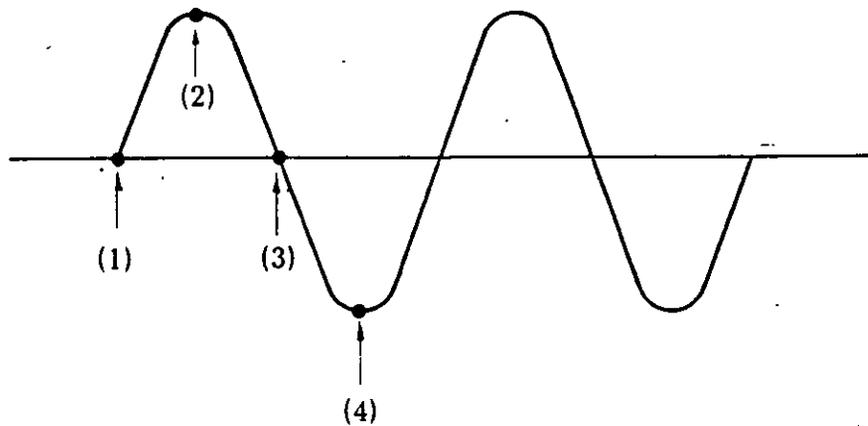
(a) - Circuito trifásico



(b) - Circuito monofásico equiv.

Figura 5.5 Simulación de una falla trifásica en las terminales de un generador.

al cerrar el circuito. La figura 5.6 muestra algunos casos típicos.



- | | | |
|-----|--------------------|---------------|
| (1) | $\alpha = 0,$ | $e(0) = 0$ |
| (2) | $\alpha = \pi/2,$ | $e(0) = E_m$ |
| (3) | $\alpha = \pi,$ | $e(0) = 0$ |
| (4) | $\alpha = 3\pi/2,$ | $e(0) = -E_m$ |

Figura 5.6 El ángulo de fase α determina $e(0)$.

Aplicando la ley de voltajes de Kirchhoff al circuito monofásico equivalente se tiene:

$$E_m \sin(\omega t + \alpha) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt}$$

Ecuación diferencial que tiene como solución:

$$i(t) = \text{Im} \left[\sin(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-(R/L)t} \sin(\alpha - \theta) \right] \quad (5.1)$$

donde:

$$\text{Im} = E_m / |Z|$$

$$|Z| = \left[R^2 + (\omega L)^2 \right]^{1/2}$$

$$\theta = \tan^{-1}(\omega L/R).$$

La solución dada por la ecuación (5.1) se puede expresar como la suma de las componentes siguientes:

1.- Componente de c.a. o corriente simétrica

$$i_{ca} = \text{Im} \sin(\omega t + \alpha - \theta) \quad (5.2)$$

2.- Componente de c.d. (respuesta natural del circuito)

$$i_{cd} = - \text{Im} e^{-(R/L)t} \sin(\alpha - \theta) \quad (5.3)$$

La componente de c.d. es una exponencial decreciente y la de c.a. es una onda sinusoidal simétrica. Si el valor de i_{ca} no es cero en $t=0$, aparece la componente de c.d. con igual magnitud y signo contrario, para satisfacer el requisito físico de que la corriente en el instante de producirse el cortocircuito sea cero:

$$i(0) = i_{ca}(0) + i_{cd}(0) = 0 \quad (5.4)$$

Un caso particular de interés se presenta cuando no hay asimetría en la corriente de cortocircuito, esto es, cuando la componente c.d. es nula. De la ecuación (5.3) se observa, que esto sucede si el circuito se cierra, o mejor dicho, si el cortocircuito ocurre en un punto de la onda de voltaje tal que:

$$\text{sen}(\alpha - \theta) = 0$$

Es decir, cuando:

$$(\alpha - \theta) = 0 \quad \rightarrow \quad \alpha = \theta \quad (5.5)$$

$$(\alpha - \theta) = \pi \quad \rightarrow \quad \alpha = \pi + \theta$$

Si se considera que la resistencia es despreciable, el ángulo θ es próximo a 90° ó $\pi/2$. En estas condiciones, no habrá componente de c.d. si el cortocircuito ocurre cuando la onda de voltaje está en su valor pico, ya que si $\theta = \pi/2$, entonces:

$$\alpha = \pi/2 \quad (\text{punto 2 de la figura 5.6})$$

$$\alpha = 3\pi/2 \quad (\text{punto 4 de la figura 5.6})$$

resultados que concuerdan con lo explicado en la sección anterior.

Otro caso particular, el más importante, es aquél en el que la corriente tiene una asimetría máxima. De la ecuación (5.3) se observa, que esto ocurre si:

$$\text{sen}(\alpha - \theta) = \pm 1$$

Esto es, cuando:

$$(\alpha - \theta) = \pi / 2 \quad \rightarrow \quad \alpha = \pi / 2 + \theta \quad (5.6)$$

$$(\alpha - \theta) = 3\pi / 2 \quad \rightarrow \quad \alpha = 3\pi / 2 + \theta$$

El valor que toma la componente de c.d. en este caso particular, en $t = 0$ es:

$$i_{cd}(0) = -Im \quad (5.7)$$

que es el valor máximo de la corriente simétrica o componente c.a., según lo indica la ecuación (5.2).

Nuevamente, si se considera despreciable la resistencia, la asimetría máxima se presenta si el cortocircuito ocurre cuando la onda de tensión está en su valor cero, ya que si $\theta = \pi / 2$, entonces:

$$\alpha = \pi \quad (\text{punto 3 de la figura 5.6})$$

$$\alpha = 0 \text{ ó } 2\pi \quad (\text{punto 1 de la figura 5.6})$$

resultados que coinciden con lo expuesto en la sección 5.1.

El caso de asimetría máxima es importante en la práctica, ya que en fallas trifásicas se tienen tres posibilidades, una por fase, de que la onda de voltaje esté cerca de su valor cero. Si esto sucede, entonces la corriente de falla instantánea en los primeros ciclos toma valores próximos al doble del valor pico de la corriente simétrica o componente de c.a. Esto se ilustra en la figura 5.7.

Nótese nuevamente que para el caso de asimetría máxima, la ecuación (5.4) se expresa como:

$$i(0) = i_{ca}(0) + i_{cd}(0) = -Im + Im = 0$$

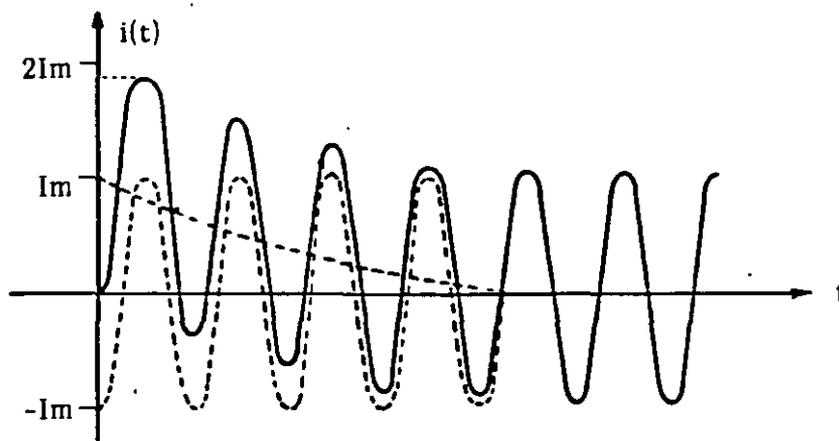


Figura 5.7 Corriente de falla total con asimetría máxima.

Resumiendo, para los casos anteriormente explicados y sus dos variantes, se tiene:

TABLA 5.1
Casos de asimetría máxima y nula de la corriente de falla

Punto de la onda	$\alpha(*)$	$(\alpha - \theta)$	$-\text{sen}(\alpha - \theta)$	Caso
1	0	$3\pi/2$	+1	Máxima Asimetría (pos)
2	$\pi/2$	0	0	Asimetría Nula
3	π	$\pi/2$	-1	Máxima Asimetría (neg)
4	$3\pi/2$	π	0	Asimetría Nula

(*) Considerando que $\theta = \pi/2$.

Si con los conceptos vistos hasta el momento, se observa nuevamente la figura 4.2, definitivamente que ahora se tendrá un conocimiento más completo de lo que representan estos oscilogramas.

5.3 FACTOR DE ASIMETRIA.

Para la selección de un interruptor es necesario conocer el valor de la corriente de falla inicial y la corriente de falla en el momento de apertura del circuito, para asegurar que el interruptor tiene la capacidad suficiente para soportar los esfuerzos dinámicos y térmicos asociados con estas dos corrientes.

Una forma de determinar la corriente de falla en estos dos momentos es usar las ecuaciones (5.2) y (5.3) para el instante deseado y sumar las dos componentes, tal como se indica en el ejemplo 5.1.

Un procedimiento más práctico es utilizar el llamado "factor de asimetría" el cual se define como:

$$K_a = \frac{\Delta I_{asim} (rms)}{I_{sim} (rms)} \quad (5.8)$$

el cual permite conocer el valor eficaz ó rms de la corriente asimétrica, a partir del valor eficaz o rms de la corriente simétrica ó componente de c.a.

$$I_{asim} (rms) = K_a \left(I_{sim} (rms) \right) \quad (5.9)$$

A continuación se deduce la expresión para calcular este factor.

Recordando la ecuación (5.1) que proporciona la expresión de la corriente de falla total, se tiene:

$$i(t) = I_m \left[\sin (\omega t + \alpha - \theta) - e^{-\frac{(R/L)t}{L}} \sin (\alpha - \theta) \right] \quad (5.1)$$

Si se supone que la asimetría máxima positiva se presenta en al menos una de las fases, entonces $(\alpha - \theta) = 3\pi/2$, con lo que la ecuación (5.1) se transforma en:

$$i(t) = \text{Im} \left\{ \begin{aligned} & \left(\text{sen } \omega t \cos(\alpha - \theta) + \text{sen}(\alpha - \theta) \cos \omega t - \right. \\ & \left. - e^{-(R/L)t} \text{sen}(\alpha - \theta) \right) \end{aligned} \right. \quad (5.10)$$

El objetivo es encontrar el valor eficaz o rms de la corriente de falla total o asimétrica $i(t)$ en cada ciclo. Por lo tanto:

$$I_{\text{asim}} (\text{rms}) \triangleq \sqrt{\left[I_{\text{ca}}(\text{rms}) \right]^2 + \left[I_{\text{cd}}(\text{rms}) \right]^2} \quad (5.11)$$

El valor eficaz de cada componente es:

$$I_{\text{ca}} (\text{rms}) = I_{\text{sim}} (\text{rms}) = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \quad (5.12)$$

$$I_{\text{cd}} (\text{rms}) = I_m e^{-(R/L)t} \quad (5.13)$$

Sustituyendo las ecuaciones (5.12) y (5.13) en (5.11):

$$\begin{aligned} I_{\text{asim}} (\text{rms}) &= \sqrt{\left(\frac{I_m}{\sqrt{2}} \right)^2 + \left(I_m e^{-(R/L)t} \right)^2} \\ &= I_m \sqrt{\frac{1}{2} + e^{-(2R/L)t}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Despejando de (5.12) el valor de I_m y sustituyendo en (5.14), se tiene:

$$I_{\text{asim}} (\text{rms}) = \sqrt{2} I_{\text{sim}} (\text{rms}) \sqrt{\frac{1}{2} + e^{-(2R/L)t}}$$

$$I_{asim} (rms) = I_{sim} (rms) \sqrt{1 + 2e^{-(2R/L)t}} \quad (5.15)$$

Comparando las ecuaciones (5.15) y (5.9) se concluye que el factor de asimetría en cualquier instante, está dado por:

$$K_a = \sqrt{1 + 2e^{-(2R/L)t}} \quad (5.16)$$

factor que tiene un valor máximo teórico igual a:

$$K_a (\max) = \sqrt{1 + 2e^0} = \sqrt{3} = 1.732$$

5.4 RELACION X/R.

El factor de asimetría en los momentos iniciales depende del valor que tenga la onda de voltaje en el instante de ocurrir la falla, pero varios ciclos después, la asimetría depende básicamente del exponente $-(2R/L)t$, el cual es función de la relación X/R:

$$\begin{aligned} -\frac{2R}{L} t &= -\frac{2\omega R}{\omega L} t = -\frac{2\omega R}{X} t \\ &= -\left(\frac{2\omega}{X/R}\right) t \end{aligned} \quad (5.18)$$

Cuando la relación X/R (vista desde el punto de falla) tiene un valor grande, el exponente es pequeño y el decaimiento de la componente de c.d. es lento; pero si X/R es pequeña, el decaimiento es rápido.

La tabla 5.2 contiene valores típicos de la relación X/R.

TABLA 5.2
Valores típicos de la relación X/R

Tipo de circuito	Rango
(1) Máquinas síncronas conectadas al bus directamente.	40 - 120
(2) Máquinas síncronas conectadas al bus a través de transformadores de 100 MVA ó más.	40 - 60
(3) Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 25 a 100 MVA	30 - 50
(4) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 100 MVA ó más y dónde los transformadores proporcionan el 90 % ó más de la reactancia equivalente.	30 - 50
(5) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 10 a 100 MVA y dónde los transformadores proporcionan el 90 % ó más de la reactancia equivalente.	15 - 40
(6) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de otros tipos de circuitos como transformadores de 10 MVA o menores, líneas de transmisión, alimentadores de distribución, etc.	15 ó menos

Referencia: Norma ANSI/IEEE C37.010-1979.

Un procedimiento sencillo para determinar el factor de asimetría, es el usado en la norma ANSI C37.010, el cual utiliza la figura 5.8. Este método requiere:

- conocer la relación X/R en el punto de falla.
- El tiempo en ciclos en el que se desea evaluar el factor de asimetría.

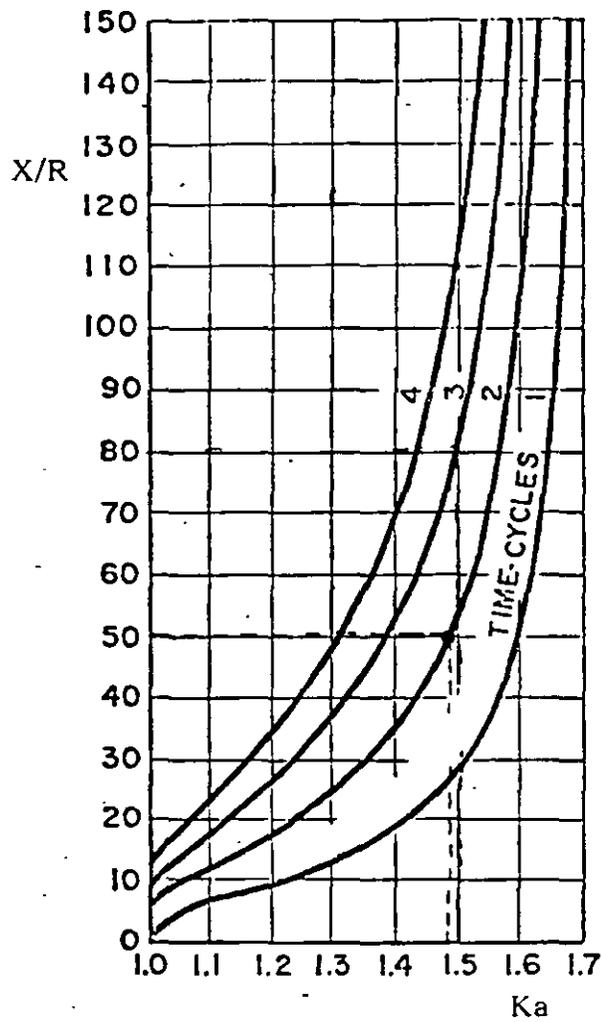


Figura 4.5 Método gráfico para obtener el factor de asimetría.

Suponiendo que se desea conocer el factor de asimetría dos ciclos después de ocurrida la falla y que la relación X/R es igual a 50, el factor de asimetría se obtiene de la siguiente manera: en el eje de las ordenadas se localiza la relación (X/R), sobre la línea horizontal de X/R = 50 se desplaza una línea hasta cortar la curva para un tiempo de 2 ciclos; en el punto de intersección se traza una vertical hacia el eje de las abscisas,

para leer en este eje el factor de asimetría, que para este caso es 1.49.

Este procedimiento gráfico y los anteriores no toman en cuenta la reducción en amplitud de la corriente de falla por la variación de la reactancia de las máquinas síncronas.

En el ejemplo 4.2 se demuestra que analíticamente se obtiene el mismo resultado, después de aplicar la ecuación (5.16).

5.5 EJEMPLOS

Ejemplo 5.1.- En el sistema industrial del ejemplo 4.2 considere $X/R = 8.5$ en el nivel 220 V. Para este sistema calcular :

- a) Las componentes de c.a. y c.d. los primeros 5 ciclos.
- b) El factor de asimetría para $t = \frac{1}{2}$ ciclo.
- c) El valor eficaz de la corriente asimétrica inicial ($t = \frac{1}{2}$ ciclo).
- d) El valor instantáneo de la corriente simétrica inicial.
- e) El valor instantáneo de la corriente asimétrica inicial.

Ejemplo 5.2.- Obtener el factor de asimetría de la corriente de falla en el momento inicial (1/2 ciclo) y en el de apertura del interruptor, si:

$$X/R = 50$$

$$t_{\text{total}} = t_{\text{int}} + t_{\text{rel}} = 1 + 1 = 2 \text{ ciclos.}$$



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA :

**DESCRIPCIÓN DE LA INGENIERÍA DE DISEÑO
DE ACUERDO A LA NOM - 001 - SEMP - 1994**

**EXPOSITOR : ING. ABEL GARCÍA OROPEZA
AGOSTO 1998**

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO

INVERSION EN UNA PLANTA INDUSTRIAL.

- * Máquinas modernas de producción.
- * Inventario suficiente de materia prima.
- * Buen diseño del producto.
- * Mano de obra : Capacitada.
Entrenada.
Motivada.
- * Otros conceptos para producir con rapidez y bajo costo.

INSTALACION ELECTRICA EN UNA PLANTA INDUSTRIAL.

- * Sistema de distribución de energía eléctrica desde el punto de suministro hasta el punto de utilización.
- * Costo dentro de un valor económico.
- * Debe asegurar el suministro de energía eléctrica de acuerdo a los requerimientos de cada área.

Lo anterior da origen a la siguiente definición :

La ingeniería de diseño de una instalación eléctrica industrial permite obtener un sistema de distribución de energía eléctrica adecuado a los requerimientos o necesidades que se traducen en dibujos o planos, memoria de cálculo, la información para la adquisición de equipo y materiales, la instalación y las pruebas de puesta en marcha, así como la consideración de la operación del sistema y su mantenimiento.

La calidad de la energía eléctrica (power quality) es un término empleado para conocer el comportamiento del suministro de energía eléctrica en corriente alterna en lo referente a tensión, corriente y frecuencia, comparada con Normas y expectativas.

PLANEACION TOTAL DE LA INSTALACION.

El sistema de distribución de energía eléctrica debe estar en una base total y los criterios generales de diseño siguientes :

CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS.

SEGURIDAD. De la vida de las personas y la preservación de la propiedad.

- * Diseño del sistema para que no sea necesario trabajar con tensión.
- * Canalización y gabinete sin partes vivas y con las partes metálicas aterrizadas.
- * Utilizar equipos adecuados para la protección de los circuitos.

CONFIABILIDAD. La continuidad del servicio requerido depende del tipo de manufactura o proceso de la planta. Algunas plantas pueden tolerar interrupciones mientras que otras pueden requerir un alto grado de continuidad en el servicio.

Un servicio confiable puede obtenerse mediante :

- * Duplicado de líneas de alimentación de cargas donde se requiere confiabilidad.
- * Instalación de equipo eléctrico de la mejor calidad disponible y uso de los mejores métodos de instalación.

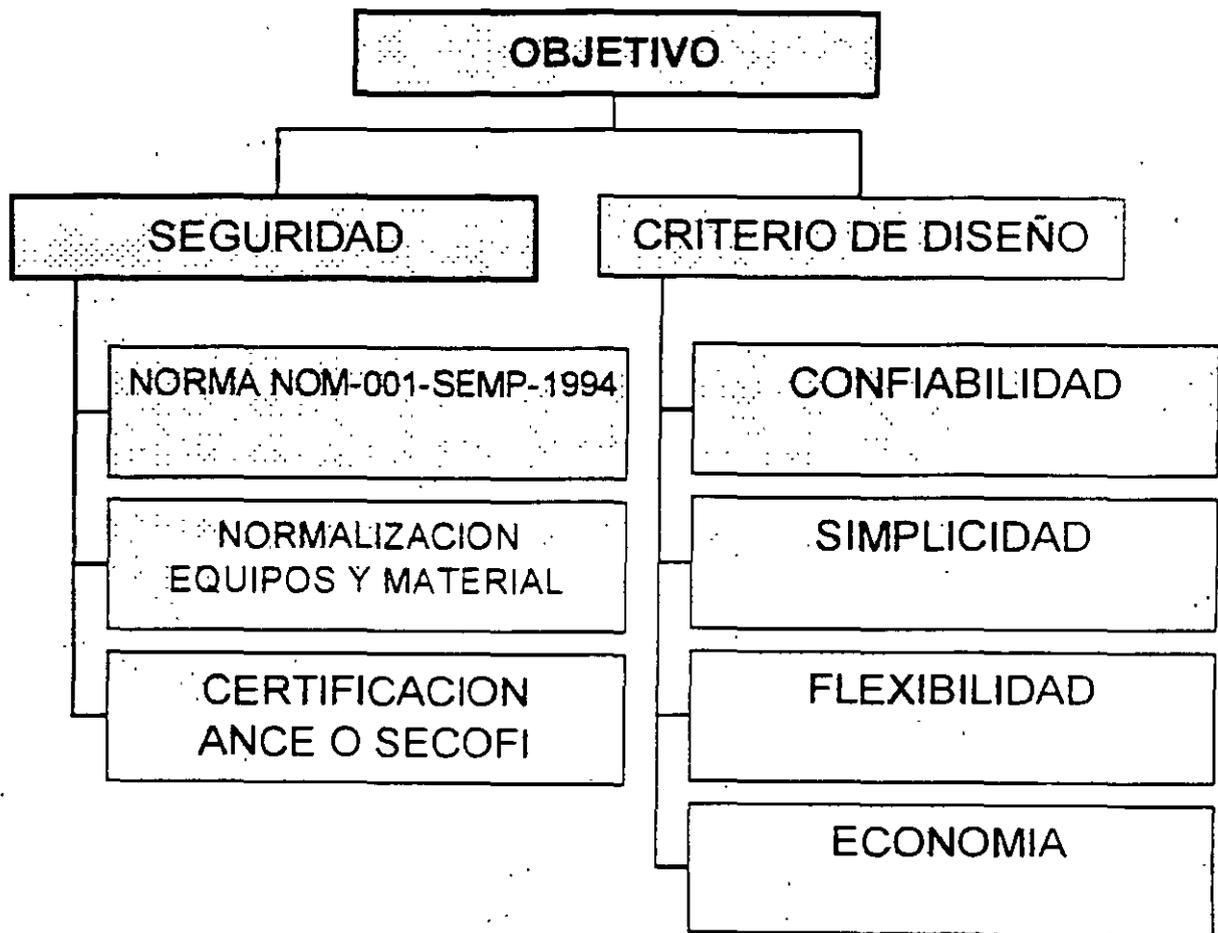
SIMPLICIDAD. La operación debe ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento del sistema de potencia industrial lo siguiente :

- * La mayoría de interrupciones son el resultado de sistemas complicados.
- * Los operadores no tienen emergencias todos los días. La experiencia demuestra que en sistemas complicados se cometen errores en una emergencia.
- * El sistema debe ser simple en las condiciones normales y de emergencia.

FLEXIBILIDAD. Adaptación del sistema al desarrollo, expansión y cambios requeridos durante la vida de la planta; debe considerarse la capacidad y espacio suficiente para equipo adicional por incremento de carga. Se puede tender hacia la obtención de mayor flexibilidad mediante :

- * Sistema de "centros de carga".
- * Sistema de distribución con flexibilidad como pueden ser los electroductos del tipo enchufable.

INSTALACIONES ELECTRICAS



1.276

CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS.

Costo inicial. En base a un análisis costo-beneficio y siempre bajo la misma base de comparación. El costo inicial debe incluir todas las partes del sistema a comparar.

Costo de operación y mantenimiento.

Costo de fallas.

En cualquier caso el costo debe ser coherente con el tipo y operación de la planta.

CARGAS CRITICAS.

Se denominan a las cargas con alto grado de continuidad de servicio como son las líneas de producción continua y salas de cómputo.

Además de las consideraciones básicas anteriores se deben considerar a estas áreas con un sistema :

- * Independiente.
- * Exclusivo.
- * Redundante.

CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UNA INSTALACION ELECTRICA INDUSTRIAL.

Análisis de las cargas. Actual y Futura.

- * Naturaleza.
- * Magnitud.
- * Localización.

Además, conocer el proceso de manufactura o producción y estimar cargas no conocidas.

Características del suministro de energía eléctrica.

- * Tensión del sistema, fases, frecuencia.
- * Capacidad interruptiva. Entre fases y a tierra.
- * Interrupciones en la zona.
- * Acometida aérea o subterránea.
- * Costo de energía. Tarifas.

Iniciar Solicitud de Presupuesto (SP) con CFE ó LyF para conocer problemas en el suministro.

Centros de carga.

Considerar los siguientes criterios :

- * Niveles de tensión.
Motores grandes.
- * Agrupar por : zonas.
función.
- * Considerar cargas para servicios : Normal.
Emergencia.
- * Cargas críticas.
- * Areas riesgosas.

En esta base calcular el (los) centro(s) de carga.

Puntos básicos del sistema.

a) Niveles de tensión.

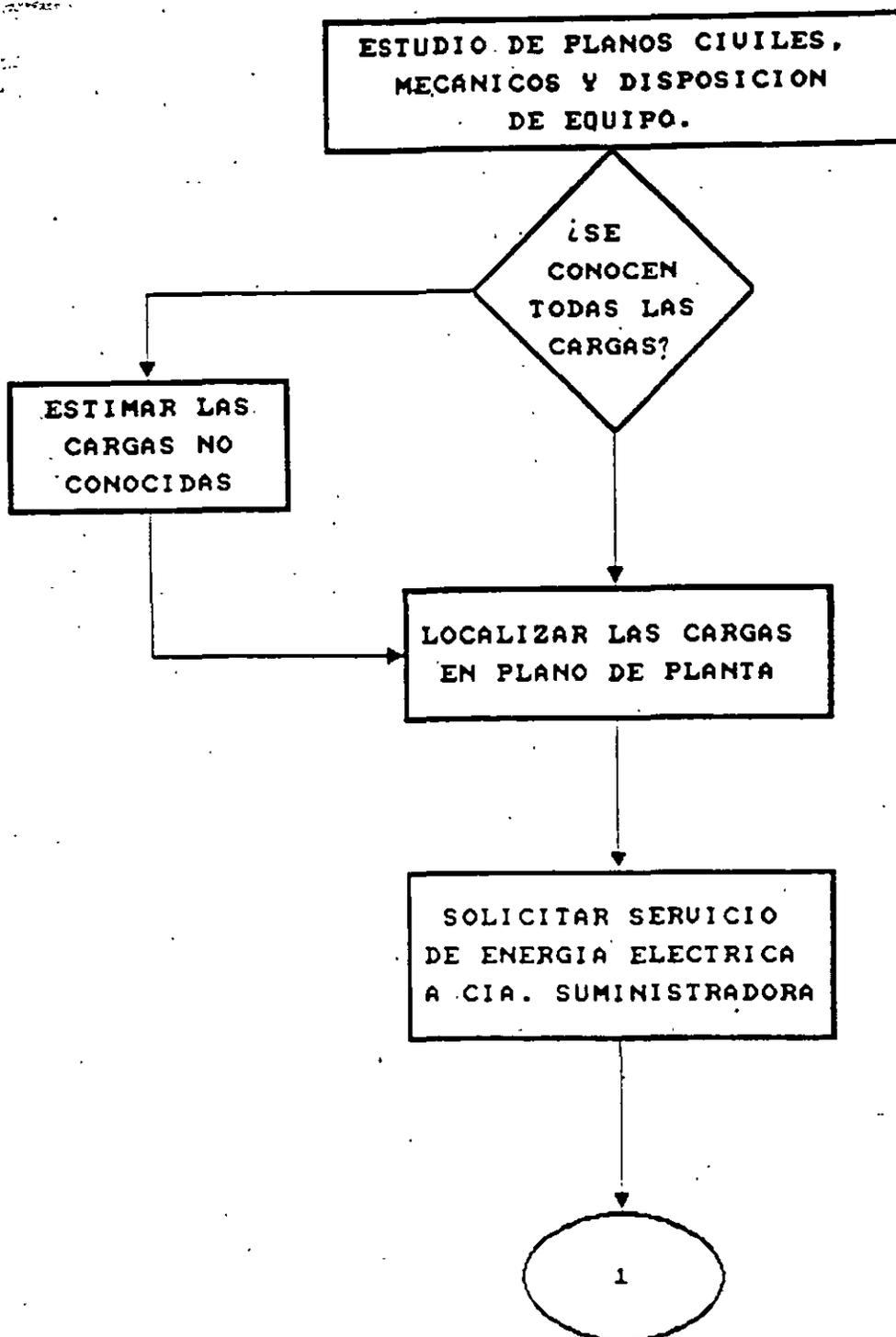
- * Distribución primaria. En alta tensión, normalmente es de 13.8, 23.0, 34.5, 69.0, 115.0 y 230.0 kV.
- * Distribución secundaria. En baja tensión, normalmente se utiliza 480Y/277V para instalaciones eléctricas industriales.

b) Configuración del sistema en base a confiabilidad, flexibilidad, etc.

- * Radial.
- * Anillo.
- * Selectivo primario.
- * Selectivo secundario.
- * Malla secundaria (enlace secundario).
- * Otros.

- c) Localización y tamaño de subestaciones.
- * En general, el tamaño económico es de 500 a 1500 kVA con 480V de tensión secundaria.
 - * La densidad de carga, localización de la carga, tensión primaria y otros factores pueden afectar este criterio.
- d) Distribución secundaria
- * Tipo y tamaño de alimentadores.
 - * Tipo de canalizaciones.
 - * Tipo de protección de circuito corto en circuitos derivados.
- e) Sistemas combinados de fuerza y alumbrado.
- * Problemas de parpadeo.
 - * Transformadores secos.
 - * Luminarios con balastro a 480/277 V.
- f) Regulación de tensiones.
- * Para variaciones amplias de tensión de suministro.
 - * Análisis de cargas sensibles a la tensión.
 - * Uso de reguladores.
 - * En el suministro.
 - * Individuales.
 - * Otros medios; capacitores.
- g) Protección de circuito corto.
- * Capacidad interruptiva adecuada.
 - * Previsión de incrementos futuros.
- h) Protección contra sobretensiones.
- * Características y localización de apartarrayos.
 - * Protección de máquinas rotativas.
- i) Circuitos de emergencia.
- * Iluminación.
 - * Circuitos de fuerza.
 - * Cargas críticas.
- j) Sistema de tierras.
- * Sistema con neutro aterrizado.
 - * Sistema de tierras del equipo no conductor de corriente.
 - * Sistema de tierras de cómputo y cónmuto.
- k) Corrección del factor de potencia.
- * Regulación de tensión y capacidad de corriente en alimentadores por el uso de capacitores.
 - * Localización y capacidad de capacitores. Ahorro por cargos de CFE y LYF por bajo factor de potencia.
 - * Control de kVAR.

SECUENCIA DE UN PROYECTO ELECTRICO



1

INVESTIGAR REQUERIMIENTOS
DE OPERACION DE
CADA CARGA

¿SE
TIENEN
CARGAS QUE
REQUIEREN
ALIM. DE
EMERGENCIA?

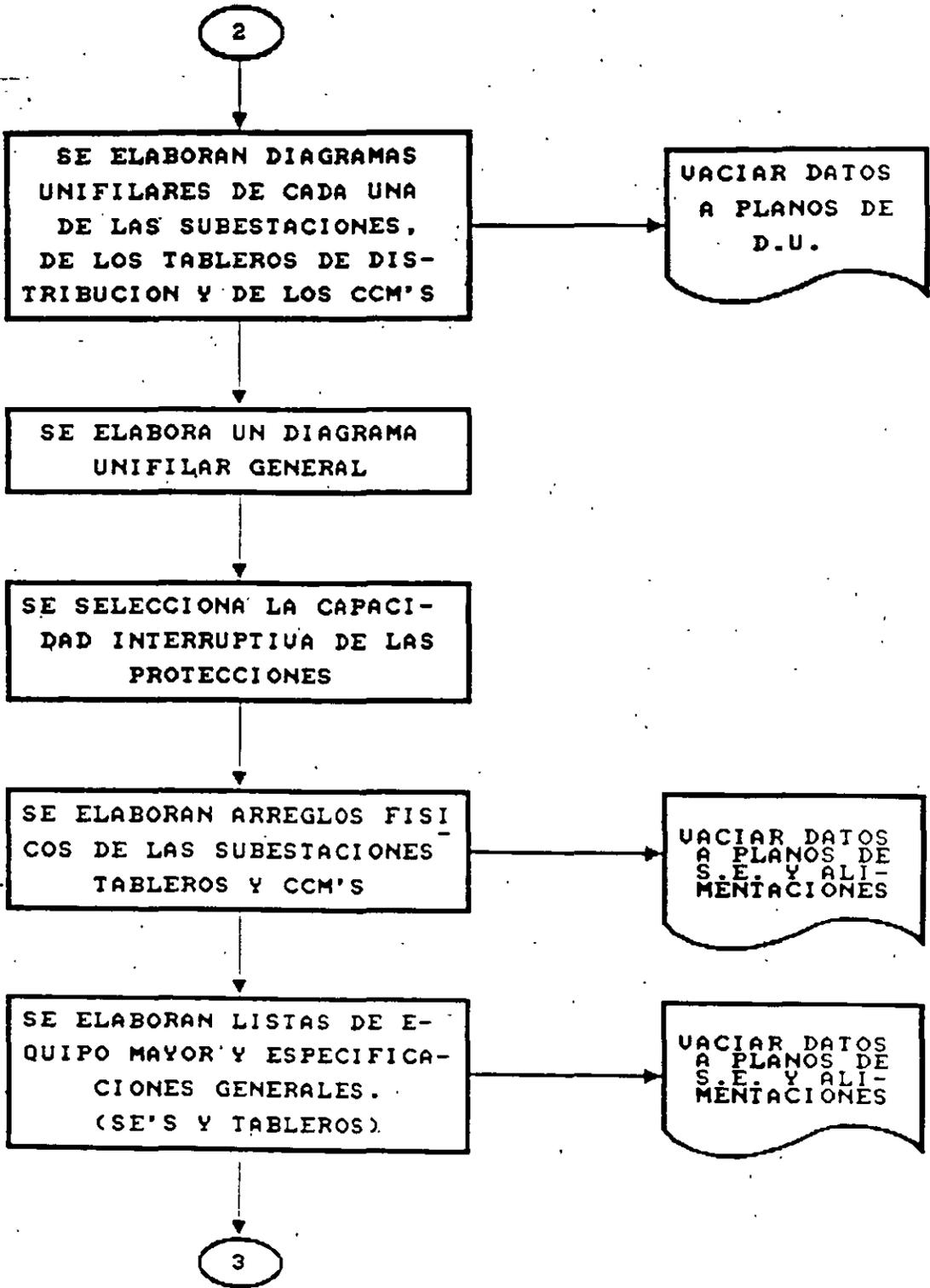
SI

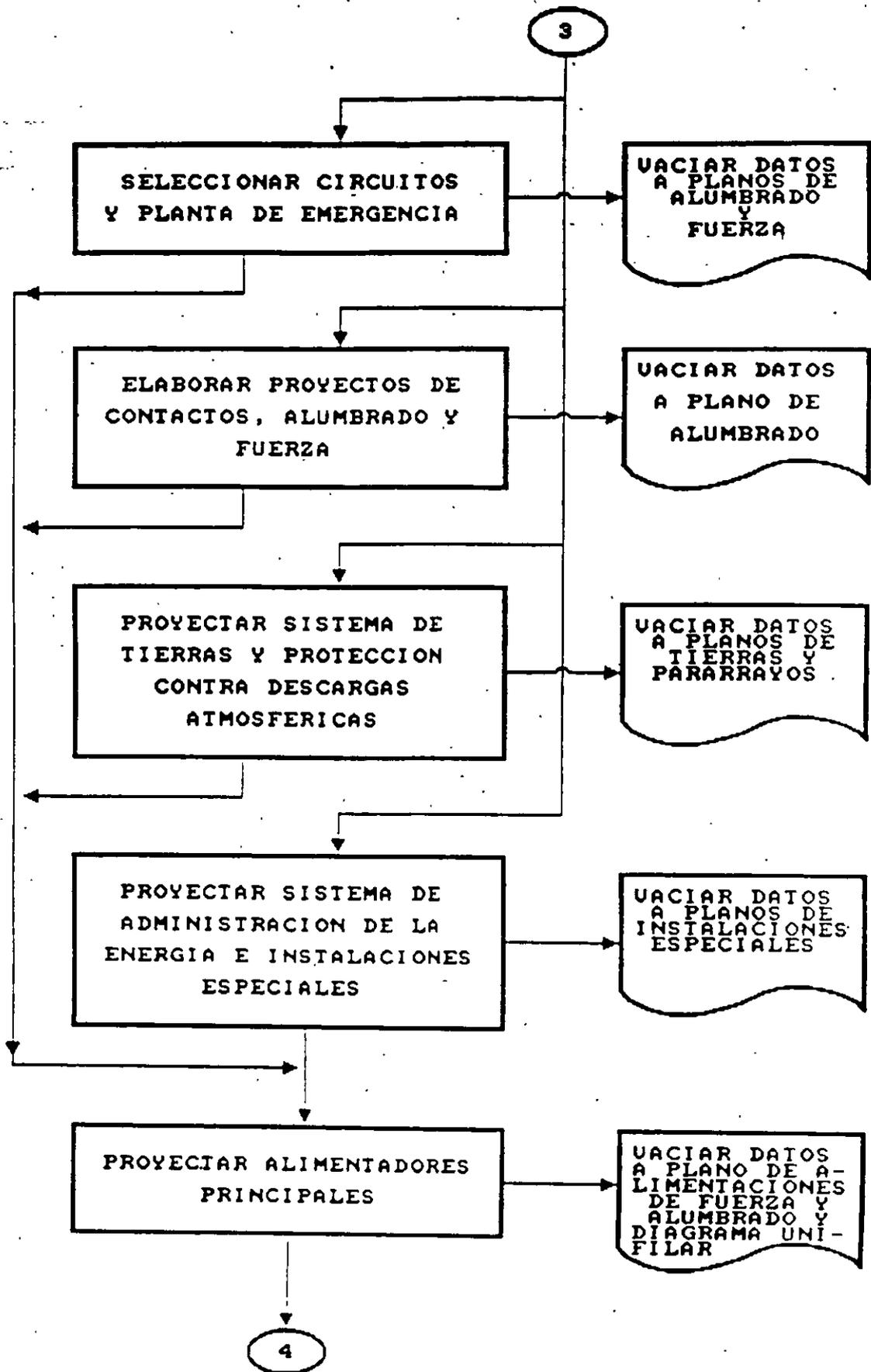
SE AGRUPAN ESTAS CARGAS
EN TABLEROS INDEPENDIENTES

NO

SE AGRUPAN CARGAS EN
SUBESTACIONES UNITARIAS
TABLEROS DE DISTRIBUCION
O CENTROS DE CONTROL
DE MOTORES

2





4

ELABORAR ESPECIFICACIONES
Y
MATERIALES

ESTIMAR EL COSTO DE
LAS INSTALACIONES

1) **Administración de la energía.**

- * Ahorro de energía.
- * Monitoreo y control.

m) **Estudio de coordinación de protecciones.**

- * La calibración de relevadores debe señalarse para permitir que se aisle una falla en el mínimo de tiempo y solo el área afectada.
- * La calibración debe verificarse con regularidad.

INSTALACIONES ESPECIALES.

- * Sistema de detección de incendio.
- * Circuito cerrado de televisión.
- * Control de accesos.
- * TVSS.

TENSIONES NORMALIZADAS.

- * La norma ANSI C84.1 - 1995 establece los rangos de tensión nominal y tolerancias de operación para sistemas eléctricos de potencia a 60 Hz, mayores de 100V y hasta 230 kV.

También se hacen recomendaciones de otros grupos normalizados con respecto a rangos de tensión para equipos usados en sistemas de potencia y para equipos de utilización conectados a los mismos.

- * En las definiciones se citan entre otras lo siguiente :
 - * Tensión del sistema. Es la raíz media cuadrática de la tensión de fase a fase de una parte del sistema eléctrico de corriente alterna. Cada sistema de tensión o de tensiones, pertenece a una parte del sistema que está limitado por transformadores o equipo de utilización. (Todas las tensiones son a partir de la raíz media cuadrática de fase a fase o fase a neutro).
 - * Tensión de servicio. Es la tensión en el punto donde el sistema eléctrico del suministrador y del usuario se conectan.
 - * Tensión de utilización. Es la tensión en las terminales de línea del equipo de utilización aplicado solo a motores y su control en baja tensión.
- * Las tensiones normalizadas según la Norma ANSI C84.1 - 1995 están de acuerdo a la Tabla 1.
- * Para México, se tiene la Norma NMX-J-98, donde las tensiones son diferentes. Se tiene un proceso la revisión de esta Norma, con la tendencia a seguir la Norma ANSI, con algunas modificaciones.

Table 1 - Standard nominal system voltages and voltage ranges (Preferred system voltages in bold-face type)

VOLTAGE CLASS	Nominal System Voltage			Nominal Utilization Voltage (Note i)	Voltage Range A (Note b)			Voltage Range B (Note b)		
	(Note a)				Utilization and Service Voltage (Note c)	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage
	Two wire	Three wire	Four wire							
Low Voltage (Note 1)	Single-Phase Systems									
	120	120/240		115 115/230	126 126/252	114 114/228	110 110/220	127 127/254	110 110/220	108 108/216
	Three-Phase Systems									
			208Y/120 (Note d) 240/120	200 230/115	218Y/126 252/126	197Y/114 228/114	191Y/110 220/110	220Y/127 254/127	191Y/110 (Note 2) 220/110	184Y/108 (Note 2) 212/108
Medium Voltage		240		460 460	504Y/291 504	456Y/263 456	440Y/254 440	506Y/293 506	448Y/254 448	424Y/249 424
		480		460	504	456	440	506	448	424
		690		575	630	570	550	635	550	530
		2400			2520	2340	2160	2540	2280	2080
		4160	4160Y/2400		4370/2520	4050Y/2340	3740Y/2160	4400Y/2540	3950Y/2280	3600Y/2080
		4800			4370	4050	3740	4400	3950	3600
		6900			5040	4680	4320	5080	4560	4180
			8370Y/4800		8730Y/5040	8110Y/4680		8800Y/5080	7900Y/4560	
			12000Y/6900		12600Y/7270	11700Y/6760		12700Y/7330	11400Y/6560	
			12470Y/7200		13090Y/7560	12160Y/7020	(Note f)	13200Y/7620	11850Y/6840	(Note f)
		13200Y/7620		13860Y/8000	12820Y/7430		13970Y/8070	12504Y/7240		
		13800Y/7970		14490Y/8370	13460Y/7770		14520Y/8380	13110Y/7570		
	11800			14490	13460	12420	14520	13110	11800	
		20780Y/12000		21820Y/12600	20260Y/11700		22000Y/12700	19740Y/11400		
		22860Y/13200		24000Y/13860	22290Y/12870		24200Y/13970	21720Y/12540		
	23000			24150	22430	(Note f)	24340	21850	(Note f)	
		26940Y/14400		28190Y/15120	26320Y/14040		28400Y/15240	25690Y/13680		
		34500Y/19920		36230Y/20920	33640Y/19420		36510Y/21000	32780Y/18920		
	34500			36230	33640		36510	32780		
	46000			Maximum Voltage	Notes (1) Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows:			(2) Many 220 volt motors were applied on existing 208 volt systems on the assumption that the utilization voltage would not be less than 187 volts. Caution should be exercised in applying the Range B minimum voltages of table 1 and note (1) to existing 208 volt systems supplying such motors.		
	69000			(Note g)	Nominal System Voltage	Range A	Range B			
				48300	120	108	104			
				72500	120/240	108/216	104/208			
					208Y/120 (Note 2)	187Y/108	180Y/104			
					240/120	216/108	208/104			
					240	216	208			
					480Y/277	432Y/249	416Y/240			
					480	432	416			
					600	540	520			
High Voltage		115000			121000					
		138000			145000					
		161000			169000					
		230000			247000					
		(Note h)								
Extra High Voltage		345000			362000					
		500000			550000					
		765000			800000					
Ultra High Voltage		1100000			1200000					

6A

17

TABLA 1.- TENSIONES NOMINALES

Clase	Tensión nominal del sistema (a) V			Tensión nominal de utilización V (c)	Tensión de servicio V		Tensión de utilización V		
	2 Hilos	3 Hilos	4 Hilos		Máxima	Minima	Máxima	Minima	
Baja tensión	SISTEMAS MONOFASICOS								
	120			115	126	108	127	106	
		120/240		115/230	126/252	108/216	127/254	106/212	
	SISTEMAS TRIFASICOS								
		208Y/120 220Y/127 240 /120 480Y/277	200 208Y/120 230/115 460 460	218Y/126 231Y/133 252 /126 504Y/291 504	187Y/108 198Y/114 216 /108 432Y/249 432	220Y/127 233Y/134 254 /127 508Y/293 508	184Y/106 194Y/112 212 /106 424Y/245 424		
Media tensión		2 400 4 160 13 800 --- 23 000 --- 34 500 ---	(b)	2 300 4 000 13 200	2 520 4 370 14 490 14 490/8 370 24 150 24 150/13 943 36 230 36230/20 915	2 160 3 744 12 420 12 420/7 171 20 700 20 700/11 951 31 050 31 050/17 927	2 540 4 400 14 520	2 080 3 600 11 880	
		69 000 85 000 115 000 138 000 161 000 230 000			72 500 89 250 121 000 145 000 169 000 242 000	62 100 76 500 103 500 124 200 144 900 207 000			
	Alta tensión								
	Extra alta tensión		400 000			420 000	360 000		

NOTAS

- 1- En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente, que por la tendencia es su desaparición (ver Apéndice A).
- 2- Tolerancia de tensión de servicio +5% -10% de la tensión nominal del sistema
- 3- Tolerancia de tensión de utilización +5.8% -11.7% para baja tensión y +5.8% -13.5% en media tensión, de la tensión nominal del sistema.
- 4- Las tolerancias sólo aplican para los niveles de tensión sostenidos y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra, corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición transitoria

(a) Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas.

(b) Tensión nominal para distribución subterránea en media tensión.

(c) Las tensiones nominales de utilización solo son para motores y control de baja tensión Ver anexo C para otros equipos en tensión de utilización nominal o valores de tensiones de placa de equipo.

	RANGO A *				RANGO B *			
	SERVICIO		UTILIZACION (i)		SERVICIO		UTILIZACION (i)	
	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
LV	+5%	-5%	+5%	-8.3%	+5.8%	-8.3%	+5.8%	-11.7%
MV	+5%	-2.5%	+5%	-10.0%	+5.8%	-5.0%	+5.8%	-13.5%

(1).- Las tensiones nominales de utilización son para motores y control de baja tensión. Ver anexo C para otros equipos en tensión de utilización nominal o valores de tensiones de placas de equipo.
Porcentaje de la tensión nominal del sistema

DISEÑO Y PROTECCION DE LA INSTALACION ELECTRICA.

La Norma NOM-001-SEMP-1994 define :

- * **Circuito derivado.** Conductores del circuito formado entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege el circuito y la(s) carga(s) conectada(s). Artículo 210.
- * **Tensión máxima de los circuitos derivados.**
127V entre conductores. Terminales de portalámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga y equipo de utilización conectado permanentemente.

277V a tierra. Luminarios de descarga eléctrica equipados con lámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga, equipo de utilización conectado permanentemente y luminarios que no sean del tipo de apagador integrado y que se instalen a una altura no menor de 2.4 m sobre el nivel del piso.
- * **Conductores.**
Deben tener una capacidad de conducción no menor que la correspondiente a la carga por servir (Art. 210-19) y se deben proteger contra sobrecorriente de acuerdo con la capacidad de conducción de corriente (Art. 240-3), exceptuando los circuitos de motores que deben efectuarse de acuerdo al Art. 430.

La carga máxima si es continua, no debe exceder el 80% de la capacidad nominal del circuito derivado (Art. 210-22).

La capacidad del circuito derivado no debe ser menor a la suma de la carga no continua más el 125% de la carga continua (Art. 220-3.a).
- * **Circuito alimentador.** Conductores del circuito formado entre el equipo de servicio o la fuente de un sistema separado y el dispositivo final contra sobrecorriente del circuito derivado. Artículo 220.
- * **Calibre mínimo.** Para cargas continuas y no continuas, el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente no debe ser menor a la suma de las cargas no continuas más el 125% de las cargas continuas (Art. 220-10.b).
- * **Protección de equipo contra fallas a tierra.** Se requiere para interruptores ajustados a 1000A o más en el sistema en estrella sólidamente aterrizado con tensión a tierra mayor de 150V a tierra y menor de 600V entre fases (Art. 215-10).
- * **Capacidad de corriente del neutro.** Sin reducción para la carga de alumbrado con lámparas de descarga, procesadores de datos y equipo similar en sistemas 3F, 4H (Art. 220-22).

* **Caída de tensión.** Se establece en las secciones 210-19 y 215 que la caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida mas alejada de la instalación, considerando alimentadores y circuitos derivados, no debe exceder del 5%; dicha caída de tensión se debe distribuir razonablemente en el circuito derivado y en el circuito alimentador, procurando que en cualquiera de ellos la caída de tensión, no sea mayor de 3%.

* **Conexiones eléctricas.**

* La temperatura de operación del conductor (Art. 710-14.e), asociada con su capacidad de conducción de corriente, debe seleccionarse y coordinarse para que no exceda la temperatura de operación de cualquier elemento del sistema que tenga la menor temperatura de operación, tales como conectores, otros conductores ó dispositivos.

Para 100A ó menos (conductores No. 1 AWG ó menos) deben usarse para temperatura de operación máxima de 60° C.

Para más de 100A deben usarse conductores de temperatura de operación de 75°C.

SUBIERTAS DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE.

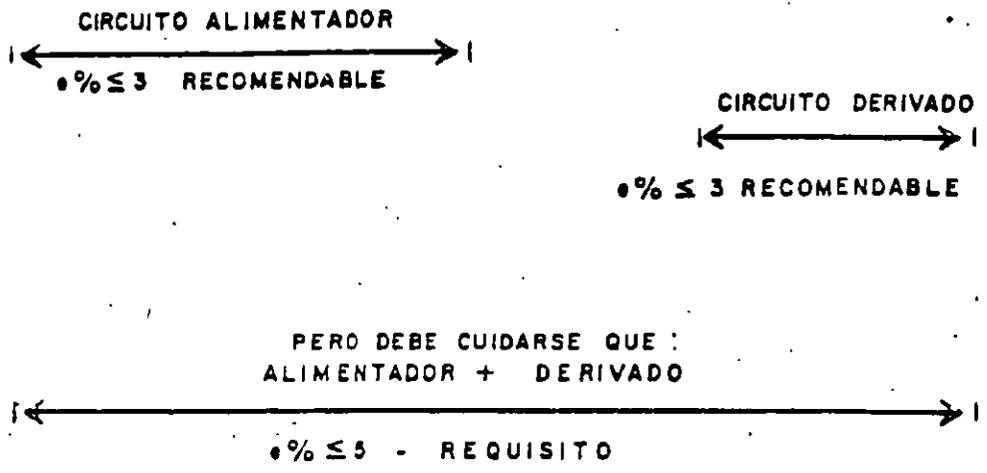
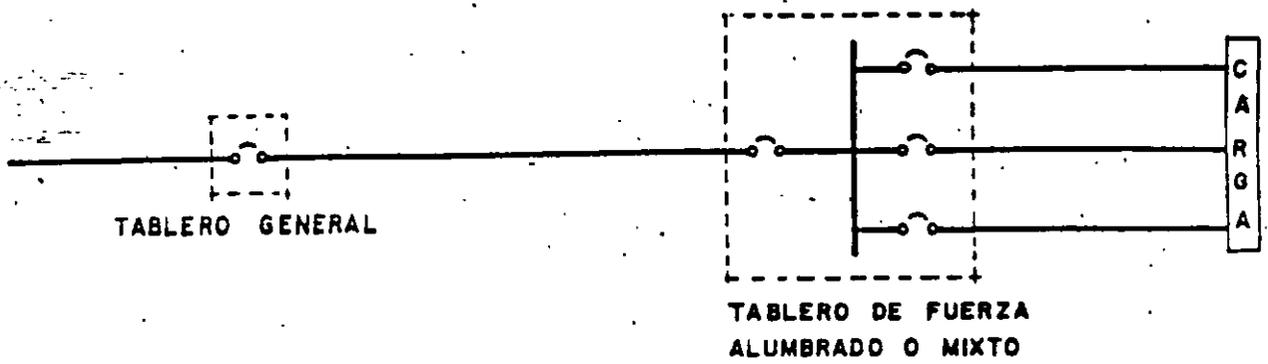
Los dispositivos de sobrecorriente deben quedar encerrados en cajas o gabinetes.

Quedan excentos de lo anterior los que formen parte de un conjunto aprobado especialmente y que ofrezca protección equivalente.

Debe seleccionarse el gabinete adecuado a las necesidades de la instalación; a continuación se menciona la descripción de las aplicaciones NEMA para gabinetes :

- NEMA 1. Usos generales.
- NEMA 2. A pruebas de goteo.
- NEMA 3. Servicio intemperie.
- NEMA 3R. A prueba de lluvia.
- NEMA 4. A prueba de agua y polvo.
- NEMA 5. A prueba de polvo.
- NEMA 7. A prueba de gases explosivos.
- NEMA 9. A prueba de polvos explosivos.
- NEMA 12. Servicio industrial.

CAIDA DE TENSION



LA CAIDA DE TENSION REPRESENTA PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS CONDUCTORES.

CALIDAD DE LA ENERGIA ELECTRICA.

En los años recientes, la calidad de la energía eléctrica se mide en tamaños de tensión, corriente y frecuencia. Dentro de edificios principalmente, se tienen disturbios derivados de la calidad de la energía eléctrica debidos principalmente a los siguientes fenómenos :

- * Sistema de tierras.
- * Armónicas.
- * Ruidos eléctricos.
- * Transitorios.
- * Fluctuaciones de tensión.
- * Interrupciones de energía eléctrica.

Estos fenómenos originan una pobre calidad de la energía eléctrica que se refleja desde parpadeos en lámparas hasta problemas mayores como fallas de equipos y hasta una falla total del sistema.

3. PROBLEMATICA. Una pobre calidad de la energía eléctrica puede producir problemas como:

- * Disparo de interruptores y operación de fusibles con corrientes menores a su capacidad.
- * Conductor puesto a tierra (neutro) y el neutro de tableros con señales de sobrecalentamiento, aún con cargas balanceadas.

- * Transformadores de distribución y de alumbrado con sobretensión, aún cuando la corriente medida sea menor a su capacidad nominal, con la consiguiente reducción en la vida del equipo o falla de los mismos.
- * Fallas intermitentes o permanentes de equipos de cómputo.
- * Interferencias con equipos de datos y comunicaciones.
- * Fallas en la operación de plantas de emergencia.
- * Riesgo constante de descargas eléctricas que pueden llegar a ser de consecuencias fatales.
- * Otros.

Las consecuencias de esta problemática viene a ser el tener altos costos por pérdida de datos, baja eficiencia en la operación, pérdida de tiempo por interrupciones, falta de seguridad del personal, etc.

Los problemas dentro de los edificios, pueden surgir por :

- * El equipo utilizado produce disturbios en la calidad de la energía eléctrica.
- * El equipo sensible a una mala calidad de la energía eléctrica no está protegido en forma adecuada.
- * La instalación eléctrica no es adecuada para esta condición, ya sea por ser una instalación vieja, con diseño tradicional o por utilizar equipos con una tecnología pobre.

El costo estimado por año a nivel global es difícil de cuantificar por desconocimiento del problema y falta de estadísticas; sin embargo, las quejas han crecido gradualmente. En estudios efectuados en instituciones e industrias, han revelado que más del 70% de los problemas se han originado por la pobre calidad de la energía, originados normalmente dentro de sus instalaciones.

En los años recientes, el volumen de usuarios de varios tipos de equipos, particularmente computadoras, ha crecido dramáticamente y por lo tanto, ahora representa una parte considerable de la carga eléctrica.

Equipos usuales que causan una pobre calidad de la energía. Los más frecuentes son :

- * Computadoras.
- * Sistema ininterrumpible de potencia (UPS).
- * Copiadora.
- * Fax.
- * Terminales de video.
- * Balastos electrónicos.
- * Lámparas de descarga.
- * Otros.

Equipos que usualmente se utilizan y son sensibles a una pobre calidad de la energía. Los más frecuentes son :

- * Computadoras.
- * Sistemas inteligentes.
- * Cableado de datos.
- * Tableros eléctricos.
- * Interruptores.
- * Conductores eléctricos.
- * Capacitores.
- * Etc.

Instalación eléctrica. Donde se tienen instalados equipos sensibles a la pobre calidad de la energía eléctrica puede dar origen a problemas por :

- * La instalación eléctrica no fué diseñada para ese uso.
- * Los edificios no están diseñados cambios constantes y tipos de equipos y por lo tanto no es posible preveer el tipo de carga eléctrica.
- * Los usuarios tratan de resolver los problemas existentes con soluciones de corto plazo como son filtros, apartarrayos, etc., lo cual no da una solución a largo plazo.
- * Las nuevas instalaciones se diseñan de una manera tradicional sin considerar los problemas "modernos" de calidad de la energía.

SISTEMA DE TIERRAS.

Las Compañías suministradoras de energía generan corriente alterna en 60 Hz, con onda senoidal, la cual es apropiada para la mayor parte de las aplicaciones como son alumbrado, motores, aire acondicionado, etc.; sin embargo, para la operación de equipo electrónico donde se requiere corriente directa, se usa una forma de suministro de alta eficiencia llamada "modo de cambio" (switched mode).

Esta configuración de suministro de potencia es a base de pulsos de alta frecuencia del suministro de corriente alterna rectificadas. Los pulsos resultantes son de forma rectangular, cuya frecuencia o ancho determina la potencia entregada. Estos pulsos se alimentan vía un filtro exterior, el cual atenúa los pulsos a corriente directa estable.

La técnica de "modo de cambio" es esencial para la operación del equipo de cómputo.

Un sistema de potencia de modo de cambio (switched mode power system SMPS) tiene 2 efectos importantes secundarios :

- * Generación de armónicas.
- * Fugas a tierra.

* Generación de armónicas.

Además de lo visto anteriormente, la forma de onda de tensión solo se afectará si la impedancia de los conductores en los cuales fluye la corriente, es significativa. En esta circunstancia, las tensiones armónicas se desarrollarán dentro del sistema afectando la forma de onda de tensión.

Otro efecto de generación de armónicas es el desarrollo de corrientes en el neutro causado por la falla de corrientes de fases a cancelar, como es el caso de corrientes no armónicas.

Estas corrientes, de diferente fase y frecuencia de armónicas, pueden combinarse para dar una corriente armónica substancial en el neutro.

* Fugas a tierra.

El equipo de suministro de energía de modo de cambio solo funcionará eficientemente si el suministro es "limpio"; por ejemplo, una onda de tensión senoidal pura. Cualquier desviación en la tensión debe filtrarse.

Las tensiones no filtradas aparecen como corriente en el sistema de tierras, fluyendo a frecuencias armónicas de la fundamental de 60 Hz

Además, la acción de cambios de alta frecuencia (de 20 kHz a 100 kHz) produce pequeños niveles de rizado (ripple) de tensión en el suministro principal en esas frecuencias. Esto también produce corrientes en el sistema de tierras.

La combinación de corrientes a tierra de alta frecuencia y de armónicas se llama "corrientes de dispersión a tierra", cuyo valor máximo debe estar regulado, y depende del equipo a utilizarse.

La máxima fuga a tierra para equipos portátiles es 3.5 mA; sin embargo, estas pequeñas corrientes pueden estar compuestas de muchos otros equipos con corrientes de fuga a tierra.

Respecto al origen y naturaleza de fugas a tierra en instalaciones eléctricas los puntos clave son los siguientes :

- * Para una operación efectiva, el suministro de energía en C.A. a equipo electrónico moderno debe filtrarse para remover cualquier disturbio.
- * Cualquier tensión no filtrada aparece como una corriente en el sistema de tierra. Es una corriente de fuga a tierra.
- * Estas corrientes contienen armónicas con frecuencias de la fundamental de 60 Hz.
- * Donde se utiliza la tecnología "modo de cambio", la fuga aparece a muy altas frecuencias (hasta de 100 kHz) y no están sincronizadas a la frecuencia de 60 Hz.
- * Las corrientes de diferentes equipos se combinan en rutas para encontrar tierra. Como resultado, se puede encontrar puntos a tierra con corrientes de fuga sustanciales.

PROBLEMATICA

- * El principio de diseño de un sistema de tierras es proteger a personas y animales de descargas eléctricas potencialmente fatales, en el caso de condición de falla. Además, se puede dar origen a daños del equipo eléctrico, mal funcionamiento del equipo computarizado e inadecuada operación del equipo acondicionador de potencia.

CAUSAS

- * Los sistemas de tierras se diseñan por Normas y métodos tradicionales para su operación y mantenimiento. No todas esas normas y métodos son adecuados para instalaciones eléctricas modernas, donde la tierra se utiliza como una parte integral del circuito, donde las corrientes de fuga a tierra son comunes.

Algunos de los problemas más comunes son :

- * Uso del conduit como conductor de puesta a tierra (tierra física). La impedancia a altas frecuencias del conduit puede ser alta cuando se usa como paso a tierra. Una alta impedancia en la ruta a tierra combinada con corrientes de fuga puede dar lugar a corrientes no esperadas en el conduit donde se consideró una corriente despreciable.

Por la falta de un conduit metálico adecuado, con probables defectos de instalación.

- * Falta de mantenimiento al sistema de tierras. Si las conexiones del sistema de tierras son defectuosas, la impedancia en la ruta a tierra es alta y las corrientes de fuga a tierra buscarán otras rutas alternativas; el resultado puede ser :
 - * Corriente en estructuras.
 - * Corriente en sistema de pararrayos.
 - * Corriente en elementos metálicos ajenos a la instalación eléctrica.
- * Falta de conocimiento de las prácticas recomendadas por el IEEE.

SOLUCIONES.

- * Uso de conductores de puesta a tierra (tierra física) en todas las canalizaciones. Evitar el uso del conduit para este fin si no se tiene la certeza de una buena instalación.
- * En instalaciones de edificios altos, la configuración del sistema de tierras debe considerar doble conductor de puesta a tierra.
- * Diferenciar el sistema de tierras con el sistema de pararrayos.
- * Analizar la posibilidad de utilizar un cable equipotencial para interconexión de sistemas de tierras.
- * Cumplir con lo requerido por la NOM-001-SEMP-1994 y lo recomendado por el IEEE.

ARMONICAS.

La configuración del sistema debe considerar la naturaleza y cantidad de equipo electrónico, lo cual da lugar a :

- * Cargas no lineales. Las cargas resistivas producen corriente cuya forma de onda tiene la misma forma senoidal de la tensión aplicada; sin embargo, las cargas no lineales demandan poca o nada de corriente durante parte del ciclo de la tensión de suministro dando lugar a corrientes resultantes con forma de onda distorsionada. Al agregarse equipos de este tipo a un circuito común con carga no senoidal, la distorsión se hace más pronunciada.

Esta onda distorsionada se puede descomponer desde el punto de vista matemático en múltiples senoides de mayor frecuencia agregadas a la fundamental. Estas formas de corriente no lineal se dice que contiene "distorsión de armónicas". Las armónicas típicas para 60 Hz son :

Fundamental	60 Hz
3a. armónica	180 Hz
5a. armónica	300 Hz
7a. armónica	420 Hz
Etc.	

PROBLEMATICA.

Las cargas no lineales son originadas por equipos de cómputo, variadores de velocidad, sistemas ininterrumpibles de energía (UPS), atenuadores electrónicos (dimers) y equipos basados en microprocesadores como terminales de cómputo, impresoras Laser, copiadoras, etc.

Estas armónicas en sistemas trifásicos, dan origen a corrientes de alta frecuencia en el conductor neutro de alimentadores, neutro de tableros y terminales del neutro de transformadores. Su valor requiere instalaciones que pueden llegar al doble del nominal.

Además, se puede tener sobrecalentamiento y posibilidad de incendio en transformadores, falla prematura de motores, sobrecalentamiento o falla de capacitores utilizados para la corrección del factor de potencia, sobrecalentamiento de generadores de plantas de emergencia, disparos frecuentes de interruptores y fusibles fundidos.

SOLUCIONES.

Por lo anterior la instalación eléctrica se debe diseñar considerando lo siguiente :

- * Circuitos de baja impedancia en todas las frecuencias.
- * Dimensionar el neutro de acuerdo al tipo de carga instalada.
- * Circuitos con rutas de baja impedancia a tierra en todas las frecuencias. Si el camino a tierra es de alta impedancia, se puede dar origen a tensiones peligrosas con el consecuente peligro a la seguridad de las personas y equipo.
- * Los circuitos deben ser exclusivos e independientes para :
 - * Los equipos que generan cargas no lineales.
 - * Los equipos que sean sensibles a disturbios externos como pueden ser rayos y transitorios por desconexión de las líneas de la Compañía suministradora.
- * Los circuitos para cargas electrónicas, deben considerar un conductor de tierra aislada adicional a los conductores de fase, neutro y conductor de puesta a tierra (tierra física).
- * Utilizar transformadores con "Factor K" para cargas no lineales. El incremento de pérdidas de dispersión puede causar que las bobinas operen a una temperatura mayor de su capacidad de diseño, por lo tanto deben sobredimensionarse por un "Factor K" que depende de la severidad de las armónicas y la cantidad de pérdidas de dispersión en el transformador.
- * Utilizar transformadores de aislamiento.
- * Utilizar equipos para controlar los diferentes tipos de condiciones que generen una pobre calidad de la energía como pueden ser filtros o transformadores ZIG-ZAG.

TRANSITORIOS.

- * **PROBLEMATICA.** Los transitorios pueden dar origen a la destrucción de equipo de cómputo, daños severo en tableros y componetes y efectos destructivos en la lógica de cómputo
- * **CAUSAS.** Los transitorios pueden tener su origen en causas:
 - * **Externas:** Rayos, maniobras en equipos de los suministradores de energía.
 - * **Internas:** Arranque de equipos grandes, de aire acondicionado, elevadores, etc., capacitores para corrección del factor de potencia, soldadoras, equipos de oficina como impresoras Laser, copiadoras, etc.
- * **SOLUCION.** Utilizar supresores de tensiones transitorias (TVSS) de acuerdo el IEEE 1100.

Los productos TVSS protegen los equipos contra fallas catastróficas (rayos transitorios) y contra perturbaciones en los Sistemas de Procesamiento que aparentemente no tienen origen ni motivo alguno.

Los productos TVSS, tiene las siguientes características :

- Combinan una velocidad de respuesta (0.5nSeg) con un voltaje de corte (400/800 VCA).
- Capacidad de supresión en los siete modos.
- Atenuación de ruido en muy alta frecuencia (100MHz).

APLICACION DE LOS PRODUCTOS TVSS.

Dependiendo en que lugar de la instalación eléctrica en una industria, son cuatro tipos de Exposición con los que se cuenta :

ALTA : Se coloca siempre en la acometida, cuando se trata de una subestación grande.

ALTA A MEDIANA : Para ser instalado en subestación pequeñas (hasta 225-300kVA) o en tableros de distribución de fuerza principales.

MEDIANA : Se ubica en tableros de distribución de fuerza secundarios, no en acometidas.

MEDIANA A BAJA : Para tableros de fuerza pequeños ó cargas electrónicas importantes.

BAJA : Para tableros tipo alumbrado más adentrados en la distribución ó cargas sensibles significativas.

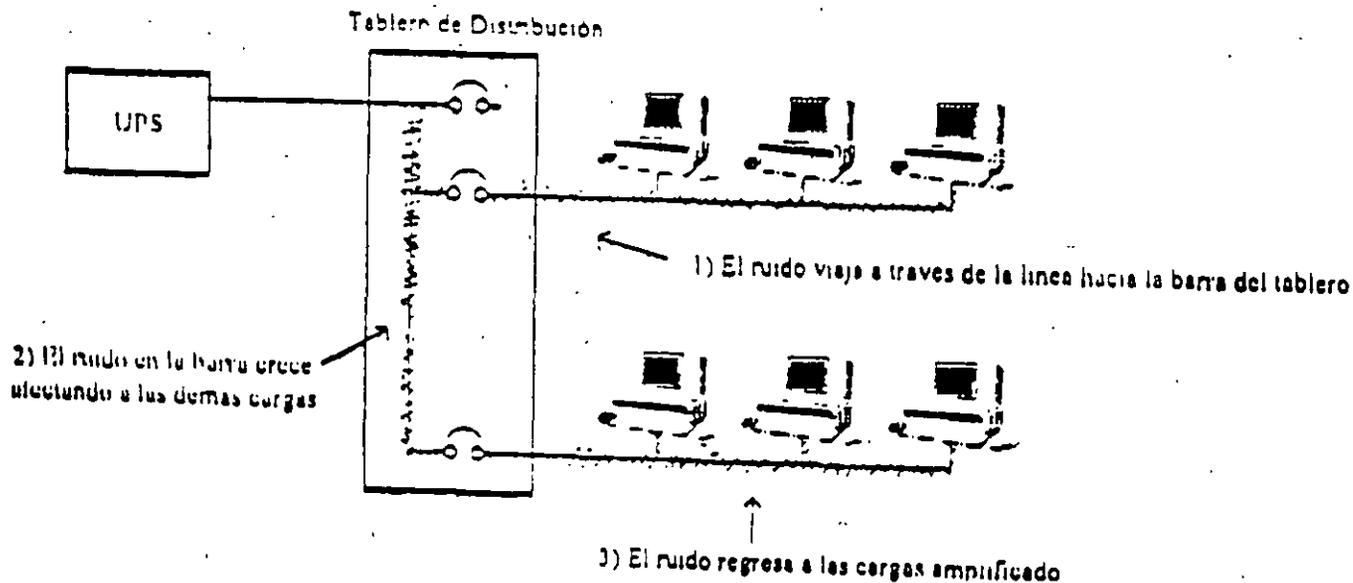
Se debe colocar por lo menos un equipo de exposición Alta-Media en el tablero principal de distribución, y equipos de exposición Mediana-Baja en los tableros últimos de distribución, que alimentan directamente a las cargas. De esta forma un transitorio de alto nivel será atenuado a la entrada y no aprovechará la impedancia de todo el sistema eléctrico para inducir tensión en neutro y tierra. El equipo de exposición baja terminará de suprimir el pico y filtrará el ruido de alta frecuencia.

* RUIDO DE ALTA FRECUENCIA.

El ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría internamente, es decir, dentro de las instalaciones del cliente. Balastras electrónicas, interferencia electromagnética de motores o estaciones de radio, atenuadores, capacitores para corrección del factor de potencia y especialmente los equipos electrónicos generan este tipo de ruido.

Los equipos (computadoras p.ej.) que hacen competitivas a las organizaciones, demandan energía de manera tal que se generan problemas internamente (alta distorsión armónica, transitorios, ruido), afectando al medio circulante. De ahí que los productos no solo se deben proteger contra fenómenos externos sino también, y cada día más contra los que provocan las cargas propias de los usuarios.

El ruido de alta frecuencia transgrede la protección del UPS. Además el ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría por las mismas cargas. Este ruido viaja a través de la línea hasta la barra del tablero más cercano, en donde se suma con el demás ruido, haciéndose más grande y afectando a las máquinas en su camino de regreso. Es necesario filtrar este ruido en el tablero de distribución.



* PROBLEMATICA.

Cualquier dispositivo con "cerebro" (lógica digital o microprocesadores) es sensible al ruido de alta frecuencia. Durante su estado digital de "1" o "0" lógico, el dispositivo es muy estable. En el momento de transición entre estos estados, se vuelve un amplificador retroactivo (feedback) que aumenta el ruido de alta frecuencia montada en la señal, teniendo la salida un 50% de posibilidades de ser errónea. Lo anterior, también puede dar origen a funciones de comandos erróneos, degradación de componentes, etc.

* SOLUCIONES.

- * Utilizar transformadores de aislamiento con 2 ó 3 pantallas para eliminar el modo común y un filtro para eliminar el modo normal.
- * Utilizar transformadores ferresonantes para eliminar los modos común y normal en áreas industriales donde la disipación del calor no es problema.

FLUCTUACIONES DE TENSION.

* PROBLEMATICA.

Daño al equipo de cómputo causado por tensiones altas constantes, picos momentáneos que pueden degradar los componentes de equipos, errores en datos del sistema de cómputo, pérdida de datos causados por interrupciones debidas a tensiones bajas constantes, reducciones momentáneas que pueden causar parpadeos y posibles interrupciones.

* CAUSAS.

- * Arranque y paro de motores grandes.
- * Arranque y paro de impresoras Laser, calentadores de agua, etc.
- * Soldadoras de arco.
- * Interrupciones de la compañía suministradora.
- * Alta impedancia en el punto de utilización.

* SOLUCIONES.

- * Uso de regulador electrónico en cuartos de cómputo.
- * Uso de regulador ferresonante donde la disipación de calor y el ruido audible no es problema.

INTERRUPCIONES DE ENERGIA ELECTRICA.

* PROBLEMÁTICA.

- * Pérdida total de datos.
- * Pérdida total de programas.
- * Pérdida de producción.
- * Otros

* CAUSAS.

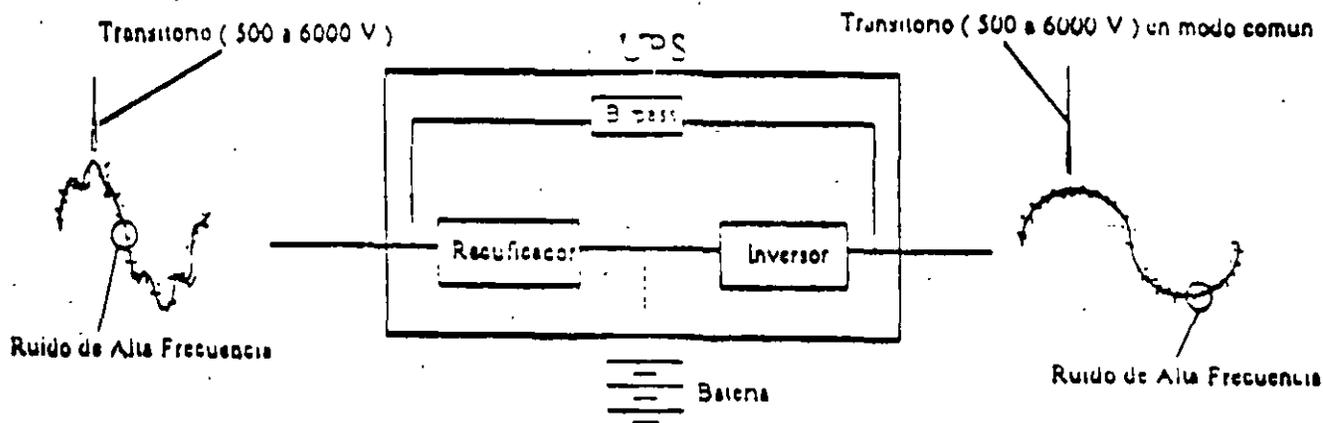
- * Externas: Rayos, sobrecargas en las líneas de la compañía suministradora, interrupciones en el sistema.
- * Internas: Disparo de interruptores, caídas momentáneas de tensión.

* SOLUCIONES.

- * Utilizar un sistema ininterrumpible de energía (UPS).

Un sistema de fuerza ininterrumpible no constituye la protección total para una carga crítica. Tanto la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineer) como grupos, instituciones y estudios de "POWER QUALITY" (que en los últimos tres años han generado gran atención), demuestran contundentemente esta realidad.

Los fenómenos transitorios de tensión y el ruido de alta frecuencia transgreden constantemente la protección del UPS aún cuando éste sea doble conversión, "true On-line", y alcanzan a las cargas electrónicas sensibles.



El UPS contiene elementos digitales con uniones de semiconductores que también son sensibles al ruido de alta frecuencia y sobre todo a los transitorios de alta tensión, cuyos efectos incluyen desde degradar su funcionamiento hasta quemar los componentes, según la magnitud del transitorio.

El punto anterior conlleva al hecho que ya no son las prácticas de proyecto e instalación eléctricos de hoy, iguales a los que solían ser en el pasado. La práctica del "POWER QUALITY" para cargas electrónicas sensibles, exige el diseño de instalaciones Grado Computador, irresistiblemente asociadas a la aplicación de productos TVSS.

INSTALACIONES GRADO COMPUTADOR.

El libro esmeralda de la IEEE es la publicación que contiene las recomendaciones para una instalación grado computador. En este se indica la aplicación de sistemas TVSS, así como los siguientes puntos :

Para cualquier instalación de cargas críticas grado computador, es necesario que la carga cuente con un contacto IG (tierra aislada) para evitar que el ruido eléctrico de alta frecuencia (ring wave) generado por las fuentes internas de las computadoras (switch power mode supply) se retroalimente a la carga.

A continuación se muestra el diagrama a bloques del standard IEEE 1100-1993 para alimentación de cargas críticas. El bloque representado como carga no necesariamente es la computadora, sino cualquier UPS o cargas que contengan tarjetas impresas y circuitos impresos, el cual debe tener referencia aislada a tierra.

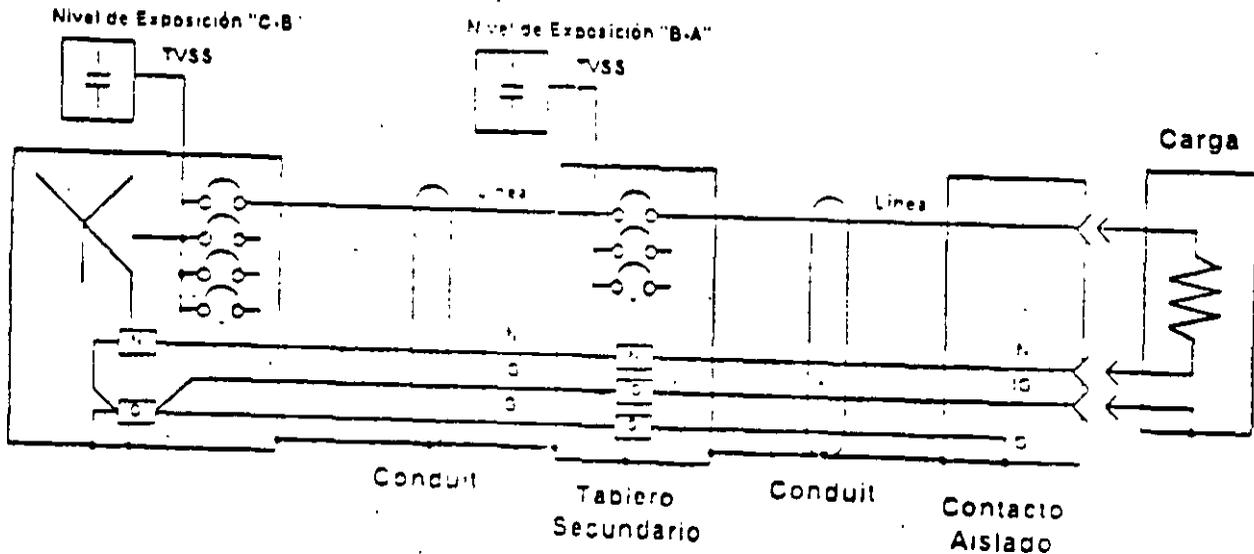
Las instalaciones grado computador se realizan bajo standard IEEE 1100-1993 libro esmeralda. Para lograr una instalación grado computador la IEEE estipula en su publicación los siguientes requerimientos :

- * Tierra electrónica aislada.
- * Tierra de seguridad.
- * Para cargas monofásicas no lineales dimensionar el neutro al doble para soportar las armónicas.
- * Contactos IG.
- * Sistemas TVSS por lo menos en los niveles de exposición "A" y "B" debido a que un transitorio externo debe ser atenuado desde la acometida para evitar que genere inducción de potencial en neutro y tierra.

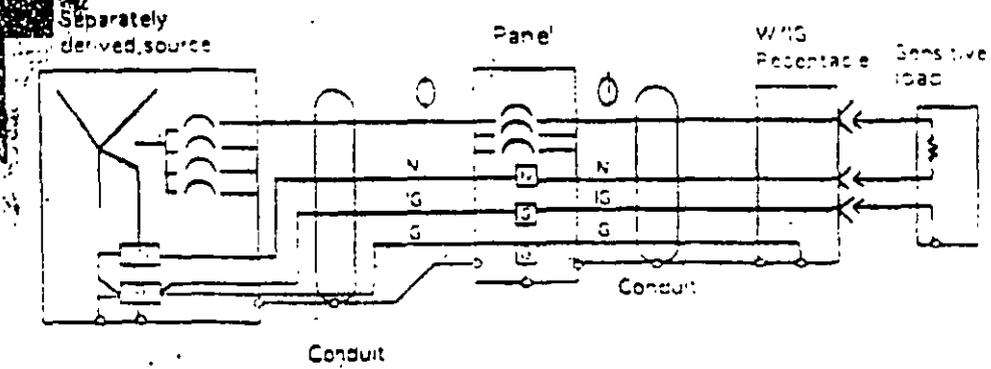
TABLEROS DE DISTRIBUCION GRADO ELECTRONICO (EGP'S "ELECTRONIC GRADE PANELS):

- * Contiene la protección que brinda el equipo de exposición Mediana a Baja.
- * La capacidad del neutro es del doble de la línea.
- * Tanto la barra del neutro como la barra de "tierra" electrónica, están preraradas mecánica y eléctricamente para efectuar desde allí una distribución radial de lso conductores.
- * Tiene diferenciada la "tierra" de seguridad de la electrónica; la primera conectada al gabinete, la segunda aislada del mismo y del resto de los elementos.
- * Ambas barras también (neutro y tierra electrónica), se encuentran aisladas del gabinete y entre sí.

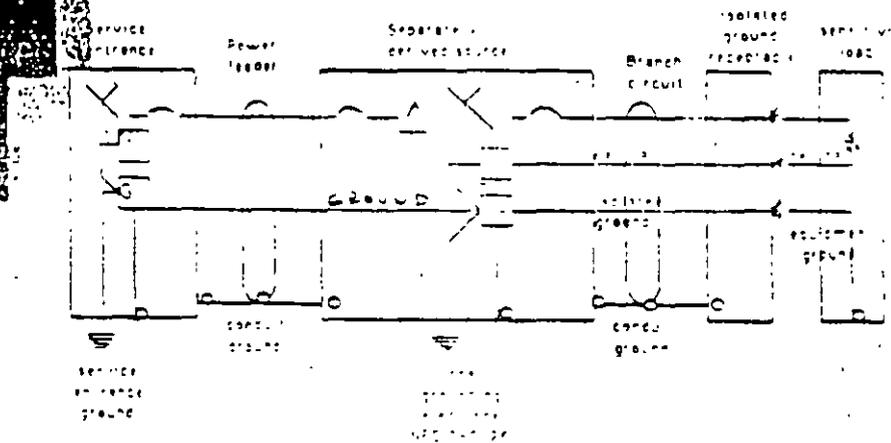
El diagrama IEEE lo muestra como sigue :



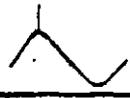
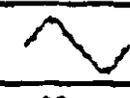
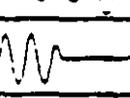
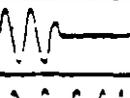
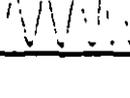
bro Esmeralda



bro Esmeralda

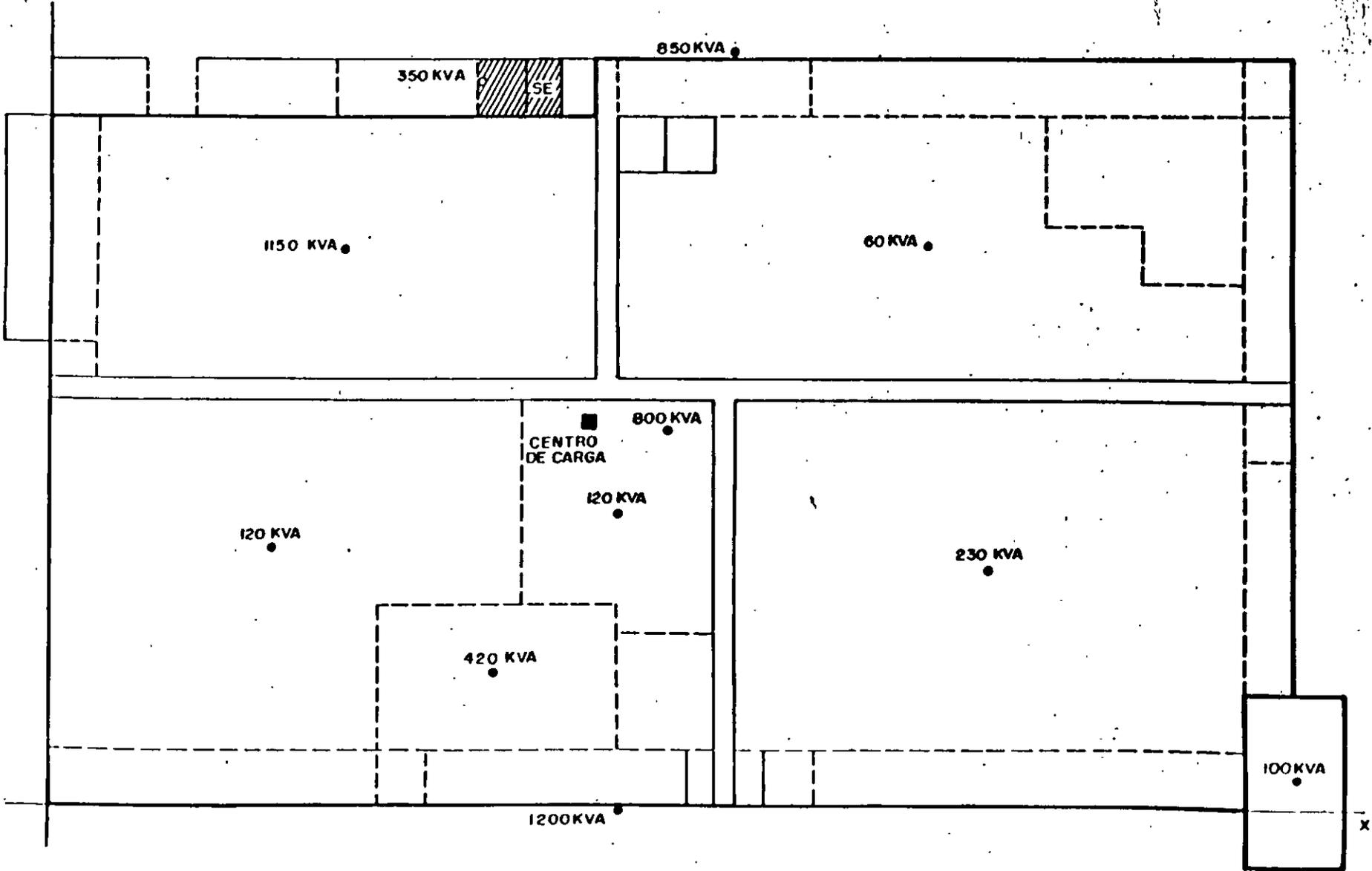


A continuación se presenta un cuadro comparativo que involucra la utilización de diversas tecnologías para lograr una protección TOTAL a través de equipos e instalación grado computador. Se debe observar que el UPS no presenta la protección total del sistema; se requiere además de sistemas de acondicionamiento TVSS para la supresión de transitorios y ruido de alta frecuencia.

CONDICION DE CALIDAD PARA ALIMENTACION ELECTRICA	Acondicionamiento de línea TVSS	UPS tecnología True On-Line	Plantas de Emergencia	Instalación Eléctrica
 Transitorios Modo Común - Modo Normal				
 Ruido Modo Común - Modo Normal				
 Distorsión de Ondas				
 Distorsión Armónica				
 Bajos de Voltaje				
 Altos de Voltaje				
 Interrupción Momentánea				
 Interrupción Prolongada				
 Variación de Frecuencia				

En donde el color claro indica poca a baja protección, y el color oscuro indica alta protección.

35



24

36

5.- MEMORIA DE CALCULO.

b1) - CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

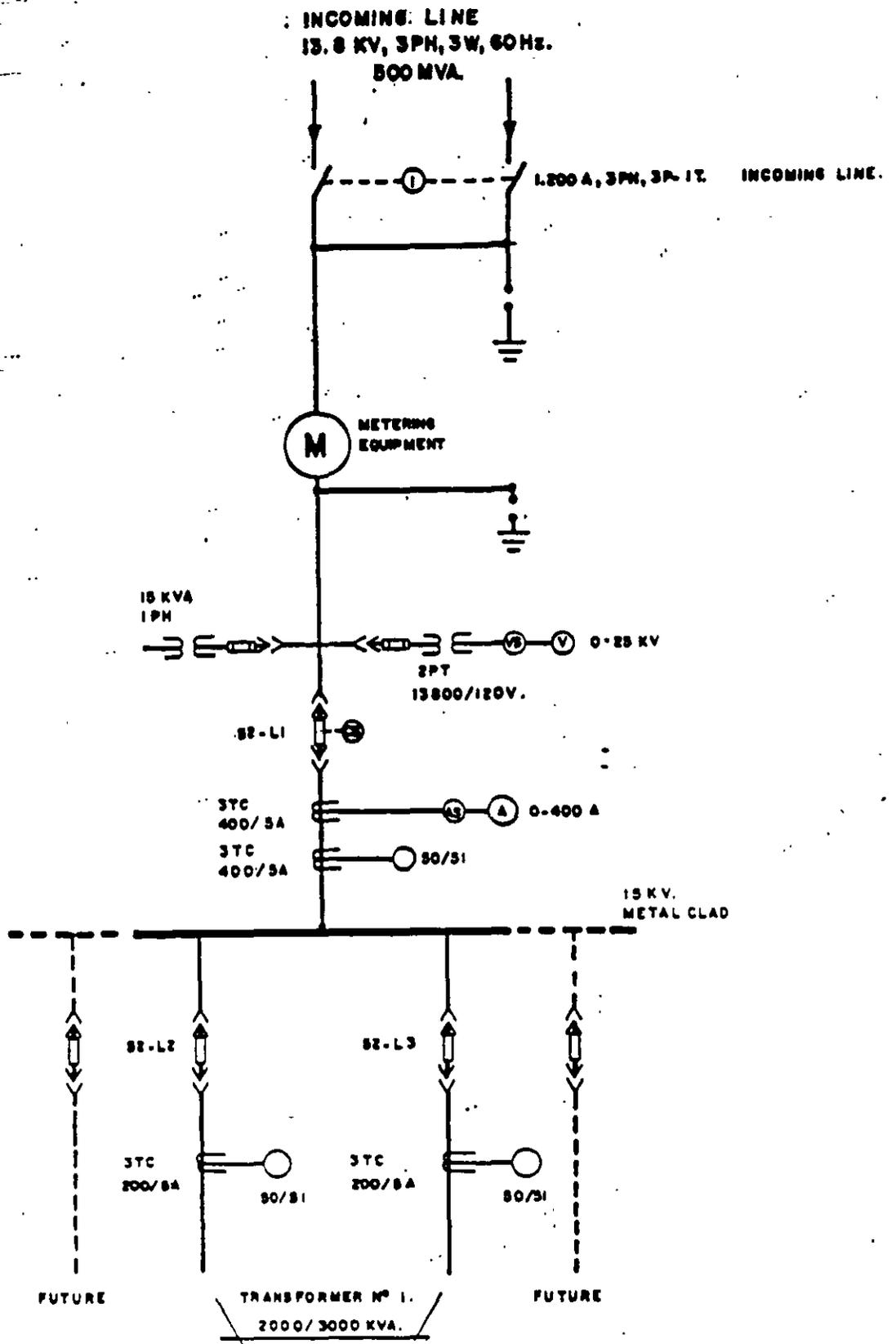
MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Dist. de Pul.	Mom.(+)	Mom(-)	Signo	Dist. de Pul.	Mom.(+)	Mom(-)
1	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
2	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
3	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
4	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
5	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
6	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
7	15	•	13.0	195.0		•	150.0	2,250.0	
8	75	-	6.0		450.0	•	110.0	9,750.0	
9	1	•	10.5	10.5		•	49.0	49.0	
10	2	•	8.8	17.6		•	49.0	98.0	
11	3	•	6.6	19.8		•	49.0	147.0	
12	4	•	5.2	20.8		•	49.0	196.0	
13	3	•	2.5	7.5		•	49.0	147.0	
14	4.5	•	1.4	15.0		•	41.0	291.1	
15	1/2	•	5.8	2.9		•	43.8	21.9	
16	1/16	•	0	-		•	34.3	2.1	
17	5	•	2.0	10.0		•	36.0	180.0	
18	5	•	4.0	20.0		•	26.2	131.0	
19	5	•	1.0	5.0		•	29.0	145.0	
20	1/2	•	6.3	3.2		•	28.0	14.0	
21	1/4	•	0	-		•	27.2	6.4	
22	11/2	•	1.5	2.3		•	23.0	30.5	
23	1	•	1.5	1.5		•	23.0	23.0	
24	11/2	•	1.5	2.3		•	23.0	30.5	
25	1	•	1.5	1.5		•	23.0	23.0	
26	5	•	15.5	54.0		-	21.8		100.0
27	30	•	11.0	110.0		-	37.3		1110.0
28	14,247W		-	-		-	-	-	-
29	0,757W		-	-		-	-	-	-
30	1/3	•	10.4	3.47		-	50.0		16.7
31	1	-	2.5		2.5	-	49.0		49.0
32	0.6	-	4.5		4.1	-	45.0		44.1
33	1/4	-	9.4		2.4	-	49.5		12.4
34	40		-	-		-	-	-	-
35	3	•	17.0	51.0		•	4.0	12.0	
36	3	•	24.0	72.0		•	4.0	12.0	
37	3	•	33.0	99.0		•	4.0	12.0	
38	3	•	44.0	132.0		•	4.0	12.0	
39	1/2	•	20.4	10.2		-	-	-	-
40	1	•	20.4	20.4		-	-	-	-
41	2	•	20.4	40.8		-	-	-	-
42	1/2	•	15.6	7.8		-	-	-	-
43	1	•	15.6	15.6		-	-	-	-
44	2	•	15.6	31.2		-	-	-	-
45	1/4	•	12.8	6.4		•	47.0	21.4	
46	15	•	13.7	945.0		•	5		
47	1/4	•	61.00	15.8		•	7		
48	1	•	24.0	24.0		•	4.0	4.0	

5.- MEMORIA DE CALCULO.

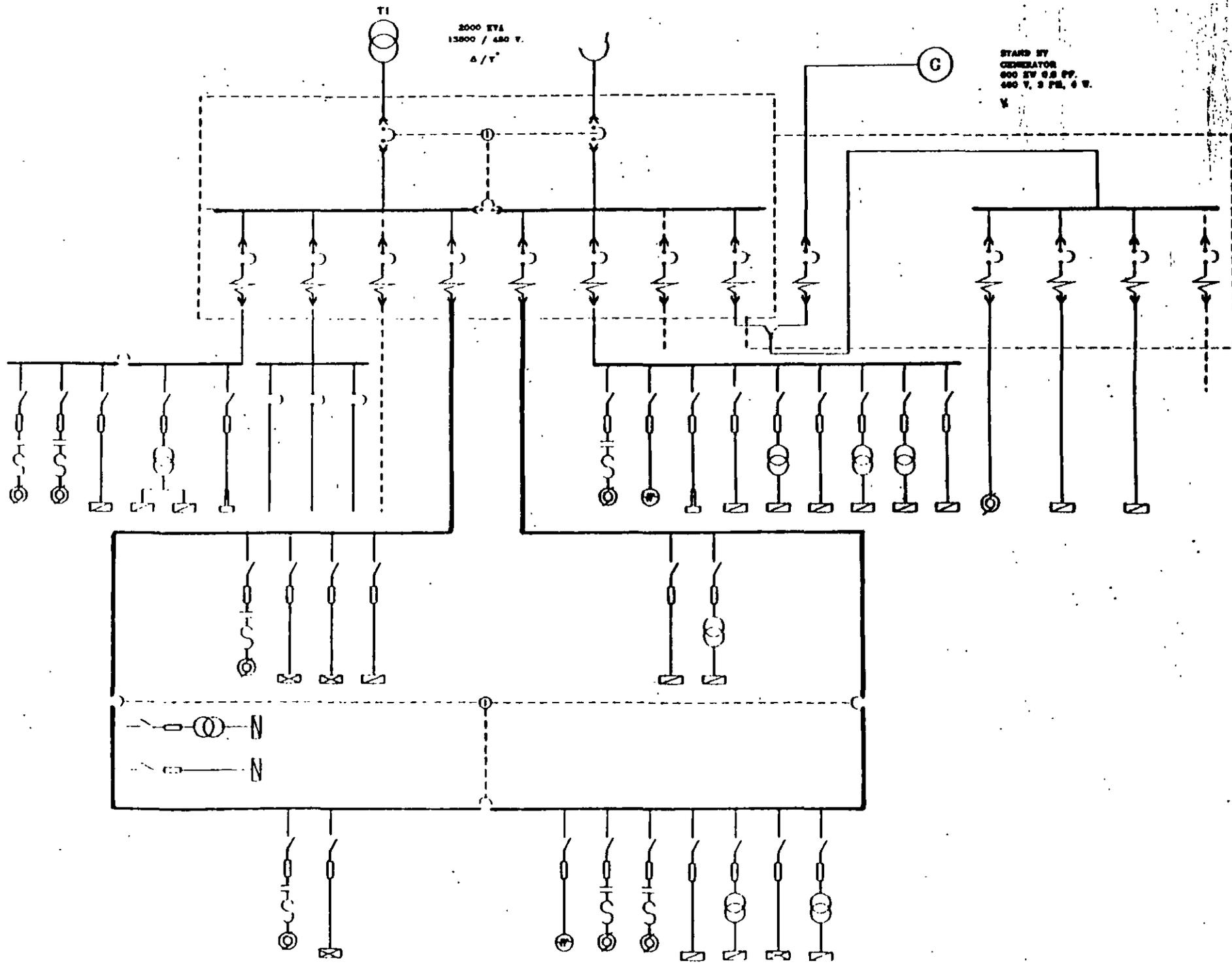
b2) CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'		EJE Y Y'	
		Signo	Dist. de Pto. al centro (m)	Signo	Dist. de Pto. al centro (m)
49	1	•	64.0	•	40.9
50	1	•	64.0	•	40.9
51	1/2	•	64.0	•	16.7
52	1/2	•	64.0	•	28.4
53	1/2	•	64.0	•	15.8
54	1	•	64.0	•	7.0
55	1	•	64.0	•	3.5
56	1	•	64.0	•	1.8
57	1	•	64.0	•	1.8
58	1	•	64.0	•	1.8
59	1	•	64.0	•	1.8
60	1	•	64.0	•	1.8
61	1	•	64.0	•	1.8
62	1	•	64.0	•	1.8
63	1	•	64.0	•	1.8
64	1	•	64.0	•	1.8
65	1	•	64.0	•	1.8
66	1	•	64.0	•	1.8
67	1	•	64.0	•	1.8
68	1	•	64.0	•	1.8
69	1	•	64.0	•	1.8
70	1	•	64.0	•	1.8
71	1	•	64.0	•	1.8
72	1	•	64.0	•	1.8
73	1	•	64.0	•	1.8
74	1	•	64.0	•	1.8
75	1	•	64.0	•	1.8
76	1	•	64.0	•	1.8
77	1	•	64.0	•	1.8
78	1	•	64.0	•	1.8
79	1	•	64.0	•	1.8
80	1	•	64.0	•	1.8
81	1	•	64.0	•	1.8
82	1	•	64.0	•	1.8
83	1	•	64.0	•	1.8
84	1	•	64.0	•	1.8
85	1	•	64.0	•	1.8
86	1	•	64.0	•	1.8
87	1	•	64.0	•	1.8
88	1	•	64.0	•	1.8
89	1	•	64.0	•	1.8
90	1	•	64.0	•	1.8
91	1	•	64.0	•	1.8
92	1	•	64.0	•	1.8
93	1	•	64.0	•	1.8
94	1	•	64.0	•	1.8
95	1	•	64.0	•	1.8
96	1	•	64.0	•	1.8
97	1	•	64.0	•	1.8
98	1	•	64.0	•	1.8
99	1	•	64.0	•	1.8
100	1	•	64.0	•	1.8
101	1	•	64.0	•	1.8
102	1	•	64.0	•	1.8
103	1	•	64.0	•	1.8
104	1	•	64.0	•	1.8
105	1	•	64.0	•	1.8
106	1	•	64.0	•	1.8
107	1	•	64.0	•	1.8
108	1	•	64.0	•	1.8
109	1	•	64.0	•	1.8
110	1	•	64.0	•	1.8
111	1	•	64.0	•	1.8
112	1	•	64.0	•	1.8
113	1	•	64.0	•	1.8
114	1	•	64.0	•	1.8
115	1	•	64.0	•	1.8
116	1	•	64.0	•	1.8
117	1	•	64.0	•	1.8
118	1	•	64.0	•	1.8
119	1	•	64.0	•	1.8
120	1	•	64.0	•	1.8
121	1	•	64.0	•	1.8
122	1	•	64.0	•	1.8
123	1	•	64.0	•	1.8
124	1	•	64.0	•	1.8
125	1	•	64.0	•	1.8
126	1	•	64.0	•	1.8
127	1	•	64.0	•	1.8
128	1	•	64.0	•	1.8
129	1	•	64.0	•	1.8
130	1	•	64.0	•	1.8
131	1	•	64.0	•	1.8
132	1	•	64.0	•	1.8
133	1	•	64.0	•	1.8
134	1	•	64.0	•	1.8
135	1	•	64.0	•	1.8
136	1	•	64.0	•	1.8
137	1	•	64.0	•	1.8
138	1	•	64.0	•	1.8
139	1	•	64.0	•	1.8
140	1	•	64.0	•	1.8
141	1	•	64.0	•	1.8
142	1	•	64.0	•	1.8
143	1	•	64.0	•	1.8
144	1	•	64.0	•	1.8
145	1	•	64.0	•	1.8
146	1	•	64.0	•	1.8
147	1	•	64.0	•	1.8
148	1	•	64.0	•	1.8
149	1	•	64.0	•	1.8
150	1	•	64.0	•	1.8
151	1	•	64.0	•	1.8
152	1	•	64.0	•	1.8
153	1	•	64.0	•	1.8
154	1	•	64.0	•	1.8
155	1	•	64.0	•	1.8
156	1	•	64.0	•	1.8
157	1	•	64.0	•	1.8
158	1	•	64.0	•	1.8
159	1	•	64.0	•	1.8
160	1	•	64.0	•	1.8
161	1	•	64.0	•	1.8
162	1	•	64.0	•	1.8
163	1	•	64.0	•	1.8
164	1	•	64.0	•	1.8
165	1	•	64.0	•	1.8
166	1	•	64.0	•	1.8
167	1	•	64.0	•	1.8
168	1	•	64.0	•	1.8
169	1	•	64.0	•	1.8
170	1	•	64.0	•	1.8
171	1	•	64.0	•	1.8
172	1	•	64.0	•	1.8
173	1	•	64.0	•	1.8
174	1	•	64.0	•	1.8
175	1	•	64.0	•	1.8
176	1	•	64.0	•	1.8
177	1	•	64.0	•	1.8
178	1	•	64.0	•	1.8
179	1	•	64.0	•	1.8
180	1	•	64.0	•	1.8
181	1	•	64.0	•	1.8
182	1	•	64.0	•	1.8
183	1	•	64.0	•	1.8
184	1	•	64.0	•	1.8
185	1	•	64.0	•	1.8
186	1	•	64.0	•	1.8
187	1	•	64.0	•	1.8
188	1	•	64.0	•	1.8
189	1	•	64.0	•	1.8
190	1	•	64.0	•	1.8
191	1	•	64.0	•	1.8
192	1	•	64.0	•	1.8
193	1	•	64.0	•	1.8
194	1	•	64.0	•	1.8
195	1	•	64.0	•	1.8
196	1	•	64.0	•	1.8
197	1	•	64.0	•	1.8
198	1	•	64.0	•	1.8
199	1	•	64.0	•	1.8
200	1	•	64.0	•	1.8

38

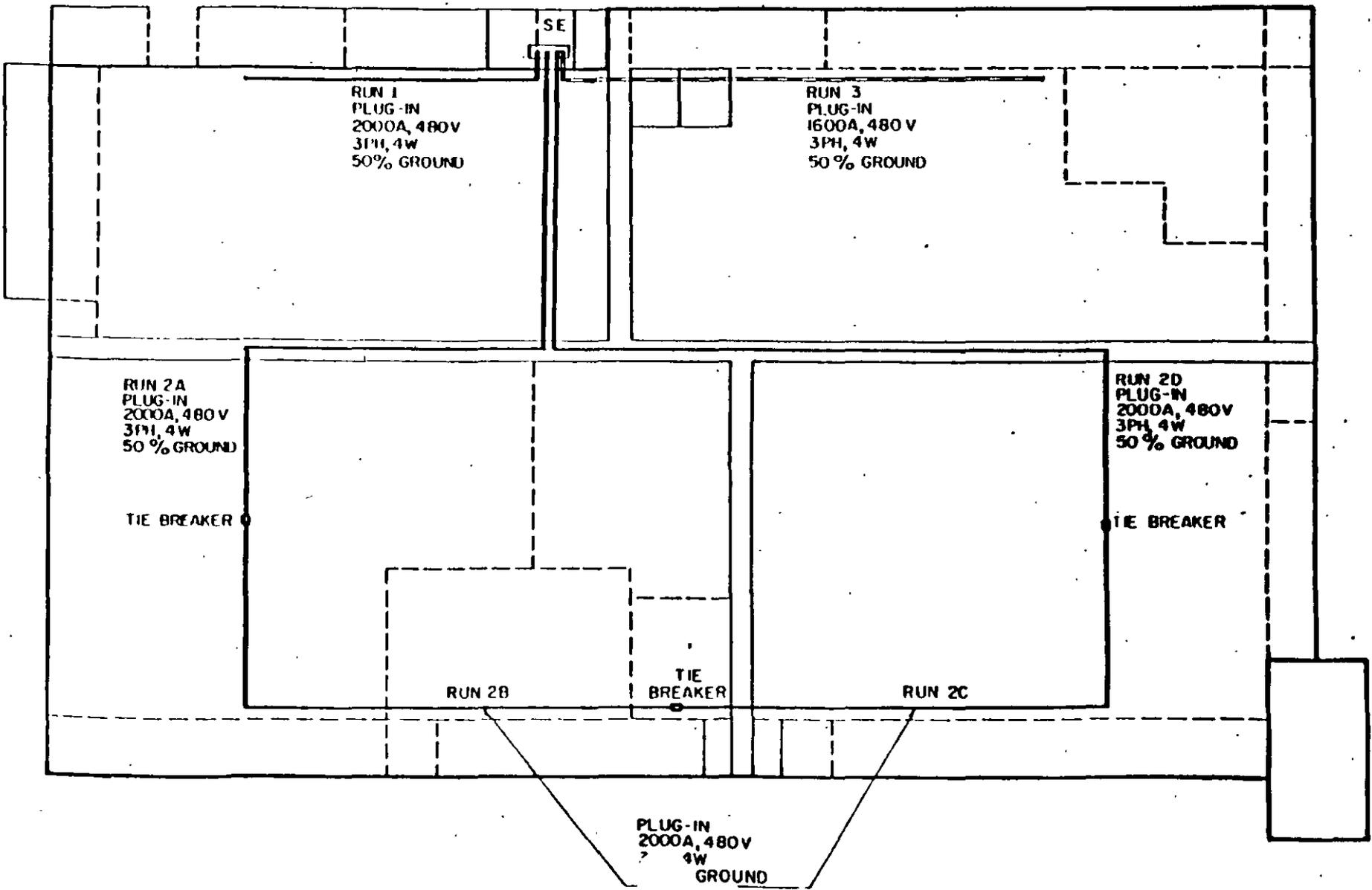


SINGLE LINE DIAGRAM.



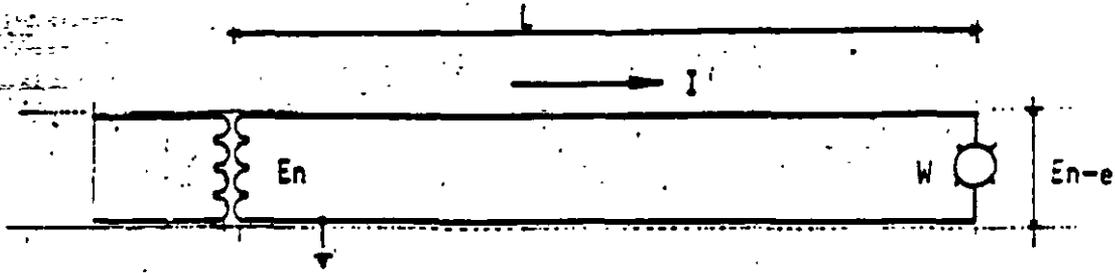
2000 KV
13800 / 480 V.
Δ / Y

STAND BY
GENERATOR
600 KW 6.6 KV.
400 V, 3 PH, 4 W.



FORMULAS USADAS:

Monofásico a dos hilos.



$$W = E_n I \cos \theta \dots\dots\dots 1$$

$$e = R I \dots\dots\dots 2$$

$$R = \frac{\rho}{S} \dots 2 L \dots\dots\dots 3$$

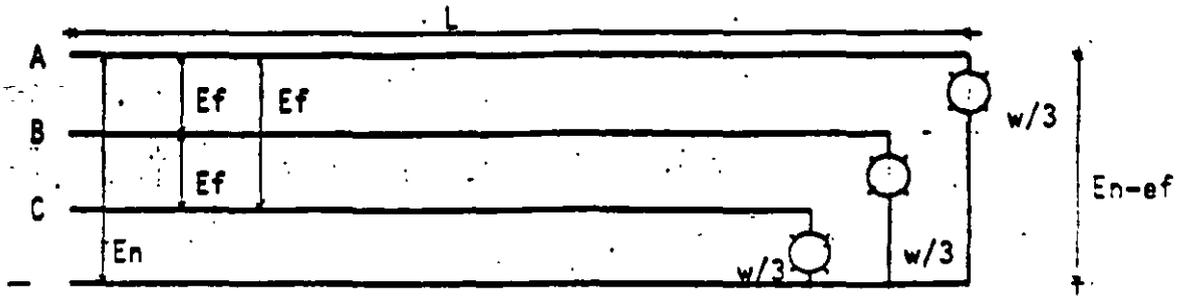
$$\rho = \frac{1}{58} \text{ } \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \text{ } \approx 20^\circ\text{C} \dots\dots 4 \qquad 0.0172$$

$$\rho = \frac{1}{50} \text{ } \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \text{ } \approx 60^\circ\text{C} \dots\dots 5 \qquad 0.0200$$

$$e = R I = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \cdot I = \frac{2 L I}{50 S} = \frac{L I}{25 S} \text{ volt para } 60^\circ\text{C} \dots\dots 6$$

$$e\% = \frac{e}{E_n} \cdot 100 = \frac{L I}{25 S E_n} \times 100 = \frac{4 L I}{S E_n} \dots\dots\dots 7$$

SISTEMA 3 FASES, 4 HILOS



$$W = 3 E_n I \cos \theta ; E_n = \frac{E_f}{\sqrt{3}} ; W = 3 \frac{E_f}{\sqrt{3}} I \cos \theta = \sqrt{3} E_f I \cos \theta$$

$$W = \sqrt{3} E_f I \cos \theta \dots \dots \dots 1$$

$$1 \theta \text{ --- } e_n = R I \dots \dots \dots 2$$

$$3 \theta \text{ --- } e_f = 3 e_n = \sqrt{3} R I \dots \dots \dots 3$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot L \dots \dots \dots 4$$

$$\rho = \frac{1}{58} \text{ } \Omega \text{ /m/mm}^2 \text{ a } 20^\circ\text{C} = 0.0172 \text{ } \Omega \text{ /m/mm}^2 \dots \dots \dots 5$$

$$\rho = \frac{1}{50} \text{ } \Omega \text{ /m/mm}^2 \text{ a } 50^\circ\text{C} = 0.0200 \text{ } \Omega \text{ /m/mm}^2 \dots \dots \dots 6$$

$$e_f = \sqrt{3} R I = \sqrt{3} \left(\frac{\rho}{S} \cdot L \right) I = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S} \text{ volts para } 50^\circ\text{C} \dots \dots 7$$

$$e\% = \frac{e_f}{E_f} \times 100 = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S E_f} \times 100 = \frac{2\sqrt{3} L I}{S E_f} \dots \dots \dots 8$$

COMPARACION DE ESPEORES * : USA. VS MEX.

CONDUIT DE 19 mm.						
	RMC	CED 40	IMC	PGG	EMT	PDG
DIAMETRO EXTERIOR	26.67		26.14	25.40	23.42	23.50
DIAMETRO INTERIOR	20.93		21.92	22.40	20.93	21.40
ESPESOR DE LA PARED	2.87	2.87	2.11	1.52	1.24	1.06

RMC = RIGID METAL CONDUIT.

CED.40

NORMA
NMX-B-208

IMC = INTERMEDIATE METAL CONDUIT.

PGG

NMX-B-209

EMT = ELECTRIC METALLIC TUBE.

PDG

NMX-B-210

* VALORES EN mm.

Metal Conduit

Rigid Metal Conduit.



NEC 346-3

Conduit must be encased in a concrete layer at least 2" thick to be buried in a cinder fill, or it must be buried at least 18" below the cinder fill.

NEC Table 300-5

Conduit must be buried at least 6" deep with exceptions per 300-5.

NEC 346-7, 8

Conduit ends must be reamed after cutting with bushings over the ends of conduit.

NEC 346-11

Total bends in a run of conduit must not exceed 360°.

NEC 346-1(b)

Where possible, boxes and fittings must be of the same material to prevent galvanic action. Aluminum fittings are an exception.

NEC 346-12

Conduit must be supported every 10' and within 3' of every outlet or fitting with two exceptions per Table 346-12.

NEC 346-5

The smallest size conduit permitted is 1/2", with two exceptions:

Size 3/4" conduit may be used to connect a motor that is separated from the motor box. [430-145(b)]

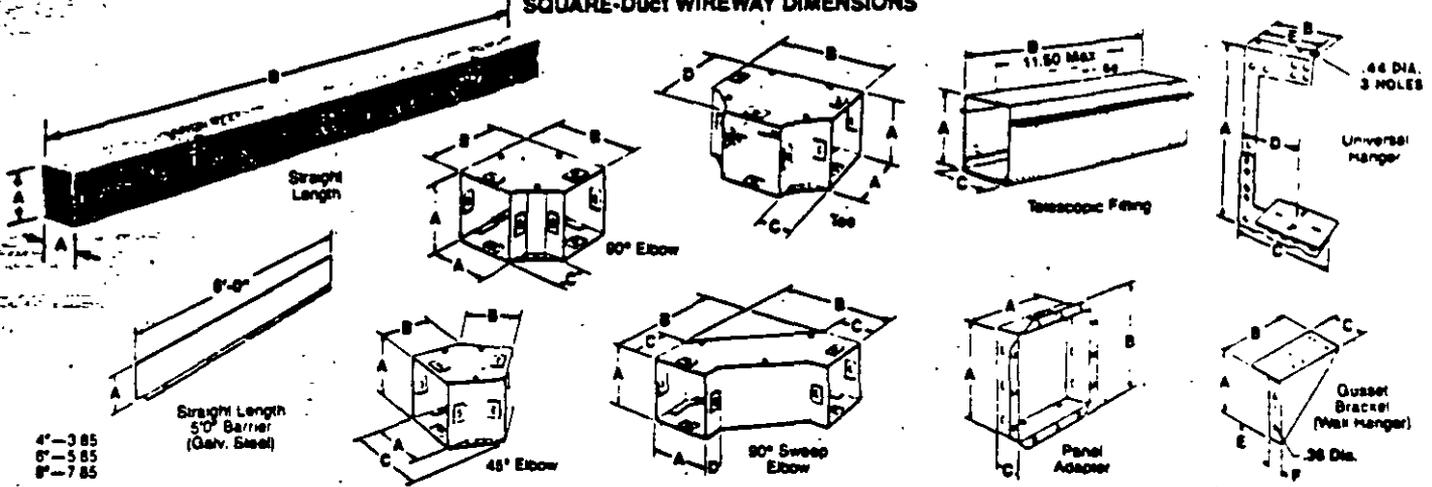
NEC 346-15

General requirements are:

1. Must be shipped in 10' lengths.
2. Nonferrous, corrosion-resistant conduit must be so marked.
3. Manufacturer's name must appear on each length of conduit.

General rules for using rigid metal conduit.

SQUARE-Duct WIREWAY DIMENSIONS



DIMENSIONS IN INCHES—SQUARE-Duct WIREWAY

2 1/2" x 2 1/2" — Knockouts 1/2, 3/4				4" x 4" — Knockouts 1/2, 3/4, 1, 1 1/4				6" x 6" — Knockouts 1/2, 3/4, 1, 1 1/4, 2				8" x 8" — No Knockouts				12" x 12" — No Knockouts			
Cat No	A	B	C	D	Cat No	A	B	C	D	Cat No	A	B	C	D	Cat No	A	B	C	D
LD21	2.63	12			LD41	4.13	12			LD61	6.13	12			LD81	8.13	12		
LD22	2.63	24			LD42	4.13	24			LD62	6.13	24			LD82	8.13	24		
LD23	2.63	36			LD43	4.13	36			LD63	6.13	36			LD83	8.13	36		
LD24	2.63	48			LD44	4.13	48			LD64	6.13	48			LD84	8.13	48		
LD25	2.63	60			LD45	4.13	60			LD65	6.13	60			LD85	8.13	60		
LD210	2.63	120			LD410	4.13	120			LD610	6.13	120							
LD290L	2.63	4.63	2.00		LD490L	4.13	6.13	2.00		LD690L	6.13	8.75	2.63		LD890L	8.13	10.75	2.63	
LD245L	2.63	2.88	3.85		LD445L	4.13	3.50	5.35	1.22	LD645L	6.13	5.00	7.88	1.22	LD845L	8.13	5.88	9.97	
LD225L	2.63	2.70	3.45		LD425L	4.13	2.63	4.84		LD625L	6.13	3.63	7.04						
LD2T	2.63	6.63	12.00	4.63	LD4T	4.13	8.13	12.00	6.13	LD6T	6.13	11.38	2.63	8.75	LD8T	8.13	13.36	2.63	10.75
LD2J	2.63	6.63	12.00		LD4J	4.13	8.13	12.00		LD6J	6.13	11.38	2.63		LD8J	8.13	13.36	2.63	
LD2TF	2.84	15.00	12.88		LD4TF	4.40	15.00	14.50		LD6TF	6.44	15.00	6.31						
LD2H	10.00	4.31	4.38	3.08	LD4H	11.63	4.31	6.00	3.94	LD6H	17.00	5.44	8.12	5.06	LD8H	20.70	5.54	10.06	5.13
LD2GB	3.81	3.81	2.42		LD4GB	5.18	5.12	2.42		LD6GB	7.18	7.12	2.42						
LD2A*	2.46	3.69	1.36		LD4A*	3.96	5.20	1.36		LD6A*	5.96	7.19	1.60		LD8A*	7.96	9.85	1.37	
LD121		12.13	12												LD121		12.13	12	
LD122		12.13	24												LD122		12.13	24	
LD123		12.13	36												LD123		12.13	36	
LD124		12.13	48												LD124		12.13	48	
LD125		12.13	60												LD125		12.13	60	
LD1290L		12.13	14.75	2.63											LD1290L		12.13	14.75	2.63
LD1245L		12.13	7.57	14.00											LD1245L		12.13	7.57	14.00
LD12T		12.13	17.37	2.63	14.75										LD12T		12.13	17.37	2.63
LD12J		12.13	17.37	2.63											LD12J		12.13	17.37	2.63
LD12H		28.70	10.85	14.85	8.85										LD12H		28.70	10.85	14.85
LD12A*		11.96	14.96	1.37											LD12A*		11.96	14.96	1.37

* No connectors required — installed effective length (A) is 1/4"

SQUARE-Duct ADAPTER-CONNECTORS (connects SQUARE-Duct Wireway to competitor's wireway)

Catalog No	List Price	Circle AW Avail	Columbia	Dera	Hoffman Eng'	Keystone	Queens	Sun	Universal	Wegmann
LD2KC	\$ 9.10		X	X	X	X	X	X	X	X
LD4KC	11.40		X	X	X	X	X	X	X	X
LD4AC	11.40	X			X		X			X
LD6KC	14.40		X	X	X	X	X	X	X	X
LD6AC	14.40	X			X		X			X
LD8AC	17.50	X	X	X	X	X	X	X	X	X



RAINTIGHT TROUGHS

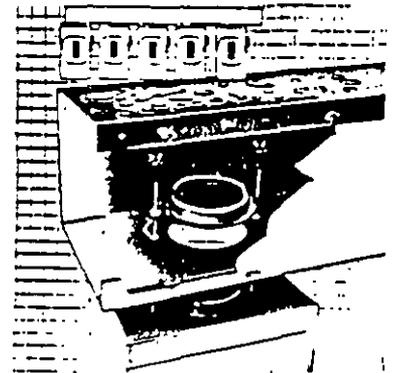
Raintight Troughs are for ganging meter devices, panels, switches, and circuit breaker enclosures. Each length is a completely enclosed section with a removable cover that has a provision for sealing. Two sizes of knockout patterns are on the 4"x4" and 6"x6" sizes: one concentric knockout pattern (1/2", 3/4", 1", 1 1/4") and two tangential knockout patterns (1 1/4", 1 1/2", 2", 2 1/2") per foot on three inch centers. These knockouts provide easy ganging of service equipment. For 200 ampere and below devices, .31" x .375" knockouts allow direct coupling via the BC200 box coupler. Raintight troughs are constructed of galvanized steel with ANSI-49 gray epoxy paint applied by a cathodic electrodeposition paint process over a corrosion resistant phosphate primer. Raintight trough is Underwriters' Laboratories listed, File No. E6625 as steel enclosed wireway and auxiliary gutter (horizontal mounting only). Conforms to NEMA Type 3R.

RAINTIGHT TROUGH STRAIGHT LENGTHS STOCK ITEMS

Description	4" x 4" — Knockouts		6" x 6" — Knockouts		8" x 8" — No Knockouts	
	Catalog No	Price	Catalog No	Price	Catalog No	Price
1 Foot Length	RD41	\$32.00	RD61	\$40.00		
2 Foot Length	RD42	40.00	RD62	48.00	RD82	88.00
3 Foot Length	RD43	51.00	RD63	69.00	RD83	110.00
4 Foot Length	RD44	62.00	RD64	88.00	RD84	142.00
5 Foot Length	RD45	72.00	RD65	107.00	RD85	188.00

BOX COUPLING FOR "RB" DEVICES

Designed for connecting wireway or other enclosures to units have the RB port or provisions	Catalog No	Price
Provides bushed opening equal to 2" conduit. Eliminates the need for conduit whipping.	BC200	\$9.10



SQUARE-Duct is a Registered Trademark of Square D Company

CABLE TRAY

GENERAL

Cable tray is an economical raceway system designed to support and protect electrical wire and cable. Article 318 of the National Electric Code® (NEC®) permits cable tray in a wide variety of indoor and outdoor applications. The N.E.C. also has permitted cable tray for use as an equipment ground conductor since 1975.

Cable tray systems can provide significant advantages in cable fill over other wiring methods. This can provide savings in the size or number of raceways required thereby reducing both material and labor costs.

In many cases the N.E.C. permits greater conductor ampacities in cable tray than for other wiring methods. Under certain conditions, the N.E.C. allows "Free Air" rating of large, single conductor power cable (250 MCM & larger) in ventilated cable tray systems. This can provide

significant savings in conductor costs.

Cable tray permits much greater spacing between support hangers than for most other systems, providing savings in support costs and installation labor. Square D cable trays are available for support spacings ranging from 8 to 20 foot support spans.

Square D ladder, trough, solid bottom, and channel type tray is available in steel and aluminum, and in varying width and load depths for many applications including primary service entrance, main power feeders, branch wiring, instrument and communications cable.

Square D cable tray is built in general accordance with National Electrical Manufacturers' Association (NEMA) Standards Publication VE-1 (current issue 1984).

VARIOUS TYPES OF CABLE TRAY

Ladder-type cable tray consists of two longitudinal side rails connected by individual cross members or rungs. Square D ladder designs are very popular due to their versatility and lower costs. They also provide: maximum ventilation for conductor cooling, smooth edges on side rails and rungs to protect cables, and slots (double rung design) for easy cable fastening when required.

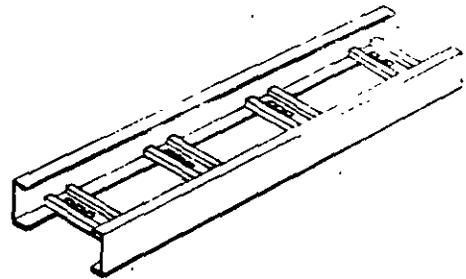
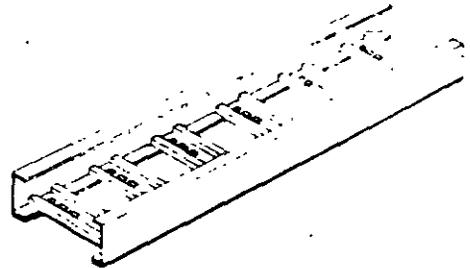
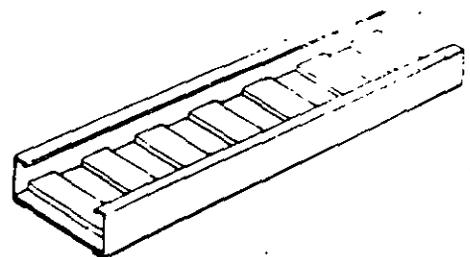
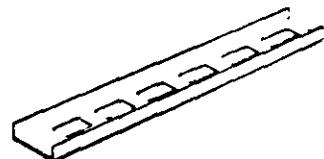
Various rung spacings are available (6, 9, 12 and 18 inches) to provide support for most cables, from small flexible cables to the most rigid interlocked armor power cable. Nine inch rung spacing is the most popular since it provides support for the widest range of cable sizes.

Trough-type cable tray consists of two side rails with closely spaced rungs or ventilated bottoms. It provides maximum cable support while maintaining adequate openings to permit air circulation for cable cooling. Trough trays are most often used (in lieu of ladder trays), to provide additional support and protection for smaller signal, communication, and instrumentation cables.

Square D trough designs also provide smooth surfaces and adequate openings for cable dropouts, without the need for cutting of trough bottom materials.

Solid bottom cable tray consists of two side rails connected with a corrugated or reinforced solid bottom. Solid bottom trays are most often used to provide electrical or magnetic shielding for very sensitive communications and signal circuitry. Solid bottom trays also provide maximum protection of cables, but require a reduction in cable fill from ladder or ventilated trough trays.

Channel-type tray is of one piece construction and is available in 4½ and 6 inch widths. It is most often used in place of conduit to carry one or two cables from a main cable tray run to individual equipment or termination points. Square D channel is offered in ventilated and solid designs.

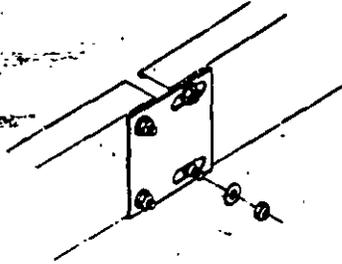
LADDER
TYPETROUGH
TYPESOLID
BOTTOM
TYPECHANNEL
TYPE

CABLE TRAY

ACCESSORIES

CLASS
5160

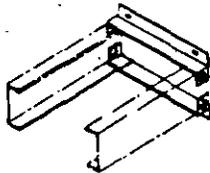
EXPANSION SPLICE PLATE



Used to permit one inch expansion/contraction and across building expansion joints. Supplied in pairs. Hardware included. (Supports should be located in close proximity to these splices.)

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
3 1/4"	ALUM.	CJA-3EX
	STEEL	CJS-3EX
4 1/4"	ALUM.	CJA-4EX
	STEEL	CJS-4EX
6"	ALUM.	CJA-5EX
	STEEL	CJS-5EX

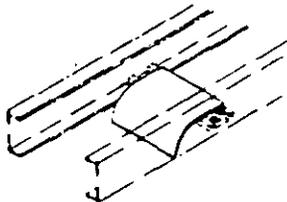
BOX CONNECTOR



For connection of tray to box or panel. Fits any tray height. (Insert tray width to complete catalog number.) Supplied with hardware.

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
ALL	ALUM.	CBCA-(W)
	STEEL	CBCS-(W)

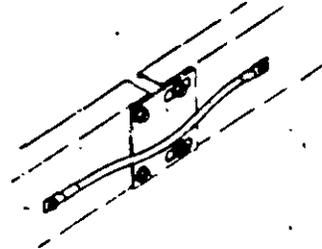
DROPOUT



Provides a round radiused surface for cable exit from bottom of tray. Specify width. Hardware not required.

RUNG TYPE	MATERIAL	CATALOG NO.
DOUBLE	ALUM.	CDODA-(W)
	STEEL	COODS-(W)
BOX	ALUM.	CDOBA-(W)
	STEEL	COOBS-(W)

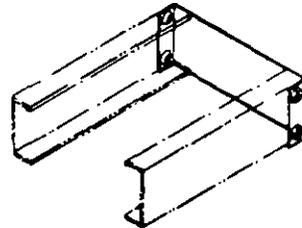
BONDING JUMPER



Used to assure proper ground continuity across expansion or adjustable splice plates. Supplied in pairs. (One jumper must be used on each side of tray.) Hardware included.

RATING	CATALOG NO. (Pair)
600 AMP	CBJ-600
2000 AMP	CBJ-2000

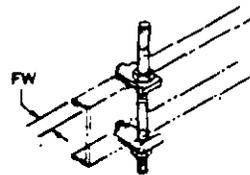
END PLATE



Closure for trays that dead end (particularly solid bottom type). Specify width. Supplied with hardware.

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
3 1/4"	ALUM.	CEPA3-(W)
	STEEL	CEPS3-(W)
4 1/4"	ALUM.	CEPA4-(W)
	STEEL	CEPS4-(W)
6"	ALUM.	CEPA5-(W)
	STEEL	CEPS5-(W)

HANGER CLAMP



For direct suspension of tray from threaded rod. Supplied in pairs (two sets). Galvanized steel. (Rods and hardware by others. Holes sized for 1/2" dia. rods.)

(FW) FLANGE WIDTH	CATALOG NO.
3/4"-7/8"	CHC-08
1 1/2"	CHC-15
1 3/4"	CHC-17



SQUARE D STRUCTURAL FEATURES

All Square D side rail sections are designed for maximum strength at economical costs. The top flange of each straight section is designed to resist lateral and local buckling of the cable tray, which are the most common modes of failure in cable tray.

All Square D cable trays feature rugged welded construction.

All tray designs utilize high strength splice joints which allow for random location between supports in installations consisting of two spans or more. Splices in a simple beam span and more than one splice in a span should be avoided. Splices are provided with splined shoulder bolts which bite into the side rail and splice to insure a tight fit. Heavy duty tray designs include angle splices which use bolts through the flange to provide additional strength.

All of Square D's cable tray rungs and bottoms are capable of withstanding a 200 lb. static concentrated load (applied to the middle six inches) without permanent deformation.

It should be noted, however, since cable tray is designed as a support for cables and tubing, that it is not intended or designed as a walkway for personnel. Square D aids the user/installer in expressing this caution by the following statement on each product label:

"WARNING! Cable tray is not to be used as a walkway, ladder, or support for personnel. To be used only as a mechanical support for cables and tubing."

THERMAL CONTRACTION AND EXPANSION

Consideration should always be given to the thermal contraction and expansion of cable tray systems. It is particularly important when relatively long straight runs of cable trays are installed and when large temperature differences are possible such as in outdoor installations and in certain industrial processes.

Table 6-1 of NEMA VE-1 provides straight run lengths at various temperature differentials and materials which result in a 1 inch expansion or contraction. This information should be used to determine if it is necessary to make provisions for expansion and contraction in straight cable tray runs. The table is given below.

NEMA Table 6-1
Maximum Spacing Between Expansion Joints that provide for a 1 inch movement

Temperature Differential, Degrees F	Steel, Feet	Aluminum, Feet	Copper, Feet
25	512	260	363
50	256	130	182
75	171	87	121
100	128	65	90
125	102	52	72
150	85	43	60
175	73	37	52

If required, provisions for expansion in straight runs should be made through the use of expansion guides and expansion splice plates. These permit the tray to expand and contract, relative to the supports, with changes in temperatures. The cable tray should be secured or fixed with standard hold down clips at one support point midway between expansion splice plates. Expansion guides should be used at all other support locations between expansion splice plates.

Square D expansion splice plates allow for 1 inch of movement. Distance between expansion splice plates should be determined using the table above.

For proper operation of the expansion splice, the appropriate gap setting at the time of installation is very important. Refer to NEMA VE-1 for proper gap setting procedures. Note, supports should be located on each side and in close proximity to the expansion splice joint.

EQUIPMENT GROUND CONDUCTOR

Article 318-6 of the National Electric Code permits the use of cable tray as an equipment ground conductor. Cable trays are classified by Underwriters Laboratory for this use. The equipment ground conductor rating of cable tray is determined by the cross sectional area of the tray. This generally amounts to the combined cross section area of both side rails.

The following N.E.C. Table provides equipment ground conductor ratings for cable tray.

N.E.C. Table 318-6(b) (2)
Metal Area Requirements for Cable Trays Used as Equipment Grounding Conductors

Ampere Rating or Setting of Largest Automatic Overcurrent Device Protecting Any Circuit in the Cable Tray System	Minimum Cross-Sectional Area of Metal* in Square Inches	
	Steel Cable Trays	Aluminum Cable Trays
0- 80	0.20	0.20
81- 100	0.40	0.20
101- 200	0.70	0.20
201- 400	1.00	0.40
401- 600	1.50**	0.40
601-1000		0.60
1001-1200		1.00
1201-1600		1.50
1601-2000		2.00**

For SI units one square inch = 645 square millimeters

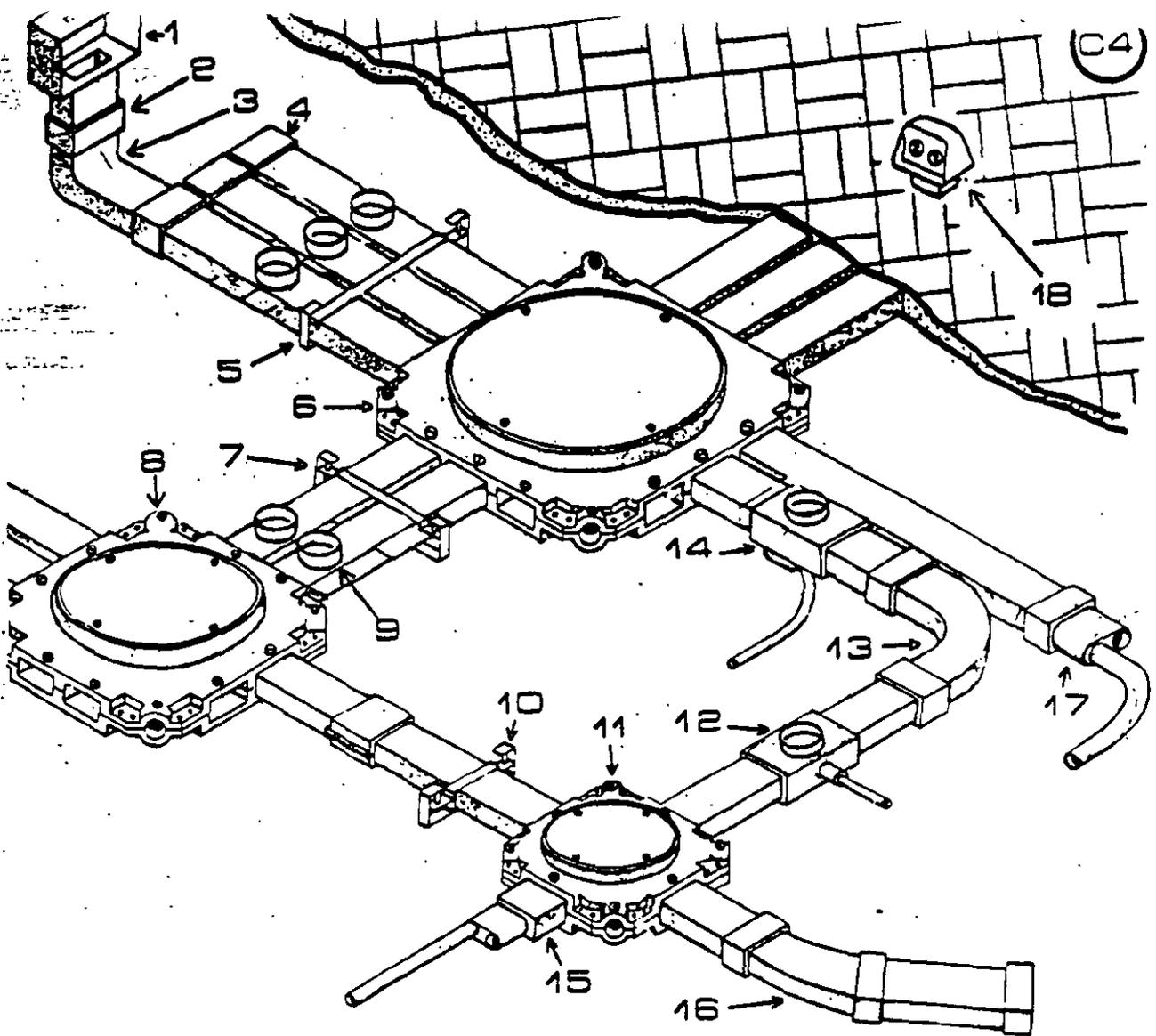
*Total cross-sectional area of both side rails for ladder or trough-type cable trays or the minimum cross-sectional area of metal in channel-type cable trays or cable trays of one-piece construction

**Steel cable trays shall not be used as equipment grounding conductors for circuits protected above 600 amperes. Aluminum cable trays shall not be used for equipment grounding conductors for circuits protected above 2000 amperes

A separate ground conductor must be used to obtain ground ratings larger than those listed in the above table.

When cable tray is used as the equipment ground, care must be taken to insure a continuous electrical path. Bonding jumpers must be used where discontinuities may exist in the tray run such as, across expansion splice plates and hinged splice plates.

Note, in all cases, cable tray must also be grounded as required for equipment enclosures in article 250 of N.E.C.

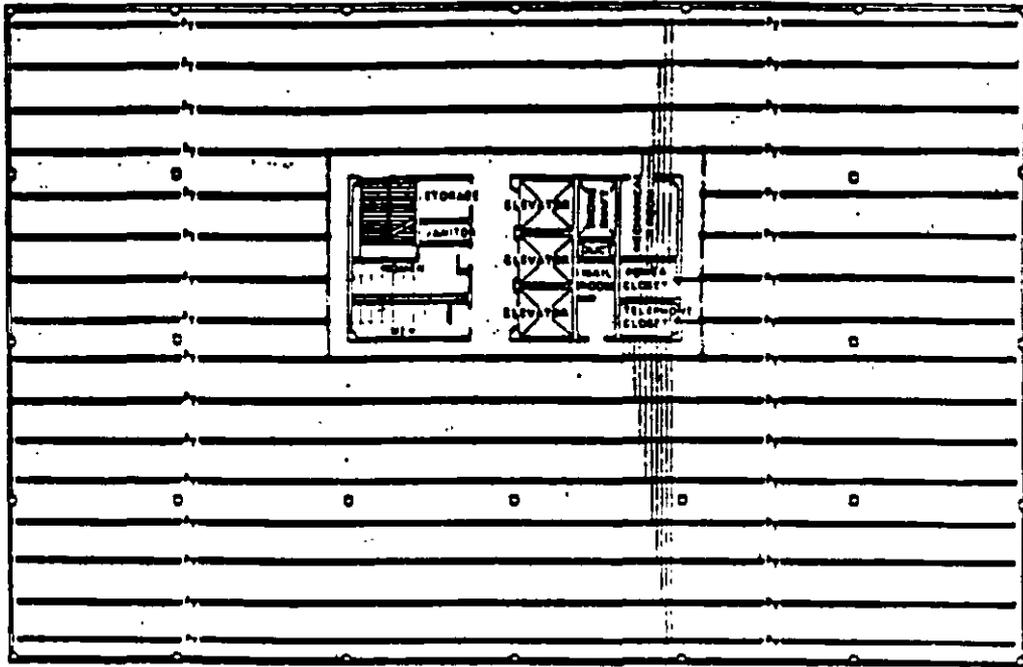


SISTEMA DE DUCTOS.

teléfono
contactos
interfon
alarmas

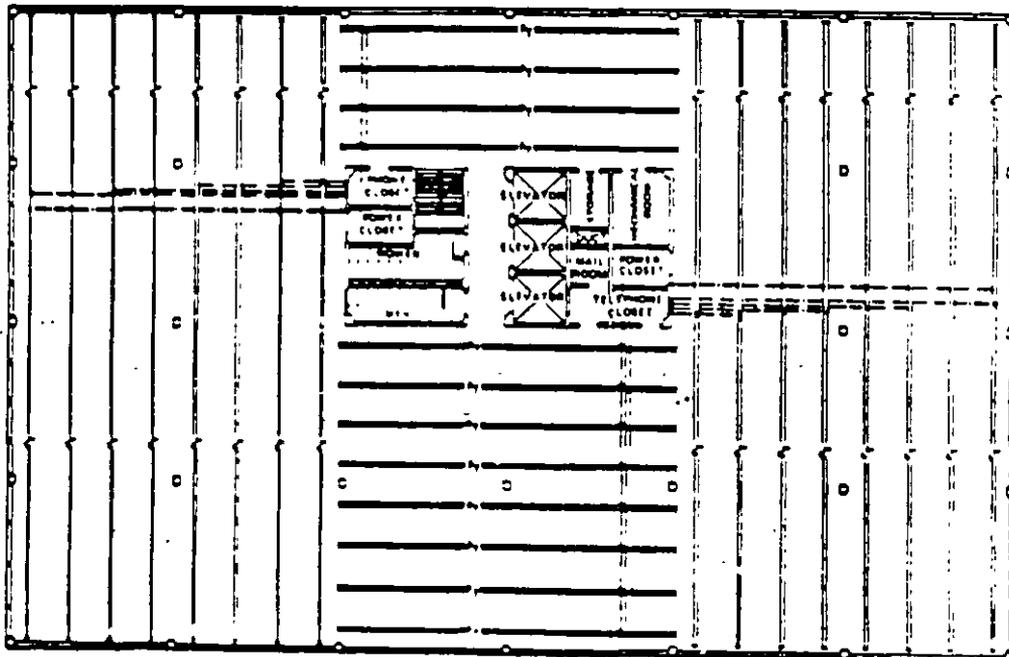
1	caja de registro.	11	A-100	caja registro sencilla.	
2	C-10	copie para ducto.	12	CS-10	copie, salida lateral.
3	CM90	codo 90° para muro.	13	CP-90	codo piso 90°.
4	TT-10	tapón de salida.	14	CST-10	copie, salida inferior.
5	S-300	soporte triple.	15	AC-10	adaptador: de regis- tro a tubo conduit.
6	A-300	caja registro triple.			
7	S-200	soporte doble.	16	CP-45	codo 45° para piso.
8	A-200	caja registro doble.	17	AD-10	adaptador: de ducto a tubo conduit.
9		copie de salida 51mm			
10	S-100	soporte sencillo.	18		contacto polarizado.

UNDERFLOOR DUCT GENERAL SYSTEM DESIGN



Two level feed is compatible with single level junction boxes and often the combination is justified. Note how in this layout the main feeders from the telephone and power

closet are two-level, and the runs to the left and right are fed by single level boxes.

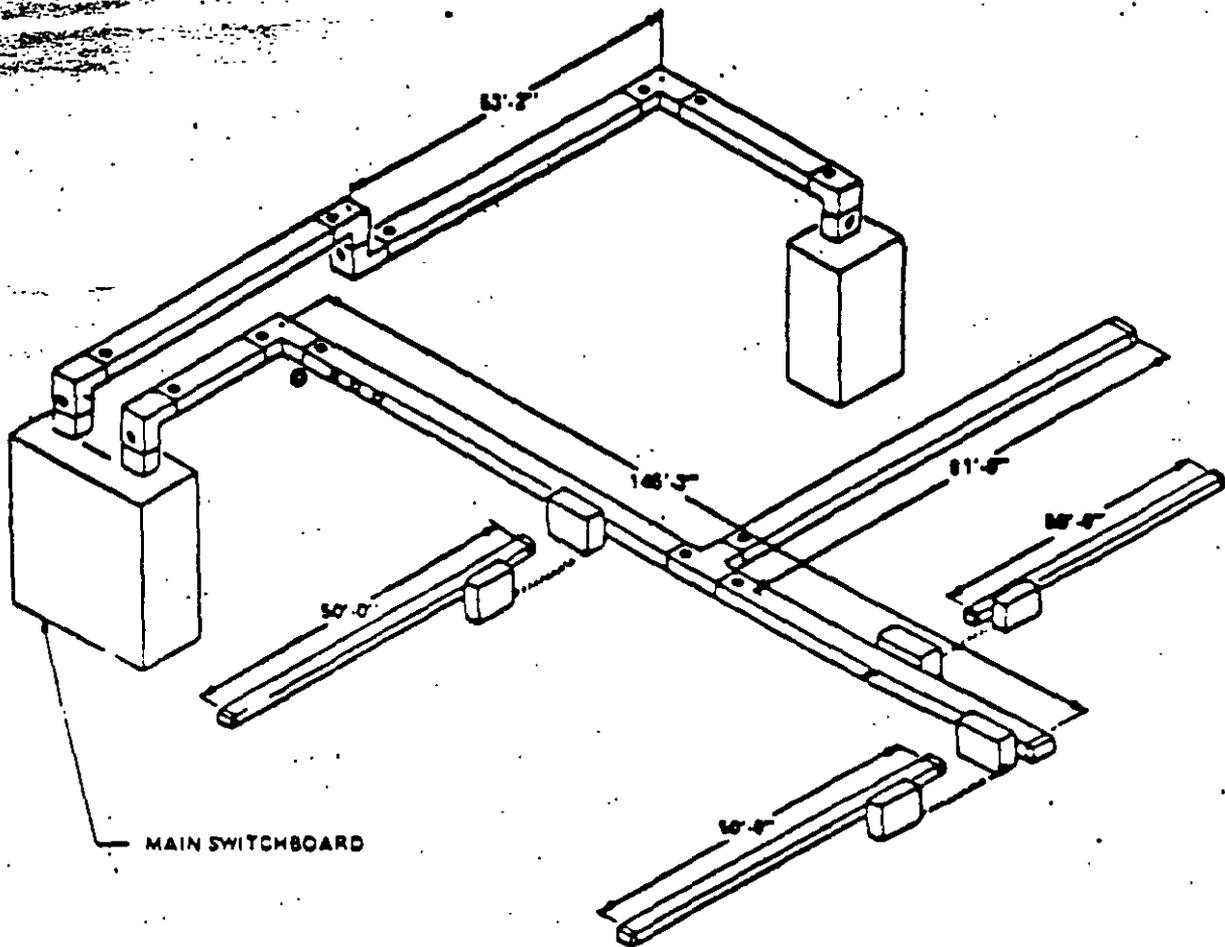


In this layout, two corner telephone closets were made available. Changing the direction of the distribution duct runs can be logical and economical. This layout would

readily accommodate one, two, three or four different tenants due to the "zone" effect of the layout.



DESIGNING BUSWAYS



NEC 364-4
Busways may be used only for exposed work. An exception permits them to be installed behind removable panels.

NEC 230-43
Busways may be used at 600 volts or less as service equipment.

NEC 364-4
Busways must not be installed:

1. Where subject to severe mechanical injury or corrosive vapors.
2. In hoistways.
3. In hazardous locations, except for enclosed gasketed busways permitted in Class I, Division 2 locations.
4. In damp or wet locations unless approved.

NEC 364-8
The following types of wiring are permitted to tap or branch off busways:

1. Rigid metal conduit.
2. Flexible metal conduit (Greenfield).
3. EMT.

Nonmetallic raceway.

8. Surface metal conduit.
9. Hard-usage cord assemblies.
10. Armored cable (BX).

NEC 364-5
For horizontal runs, busways must be supported every 5', unless marked for 10' spacing. The maximum spacing for vertical runs is 16'.

NEC 364-13
Overcurrent protection for busways used as branch circuits is the same as for other wiring used for branch circuits. For a 20-amp branch circuit, use a 20-amp protective device. For a 30-amp branch circuit, use a 30-amp protective device, etc.

NEC 364-10
Overcurrent protection for busways is as follows:

1. A 100-amp busway requires a 100-amp main.
2. A 200-amp busway requires a 200-amp main.

Should the busway fail to correspond to a standard fuse or circuit breaker, the next size may be used.

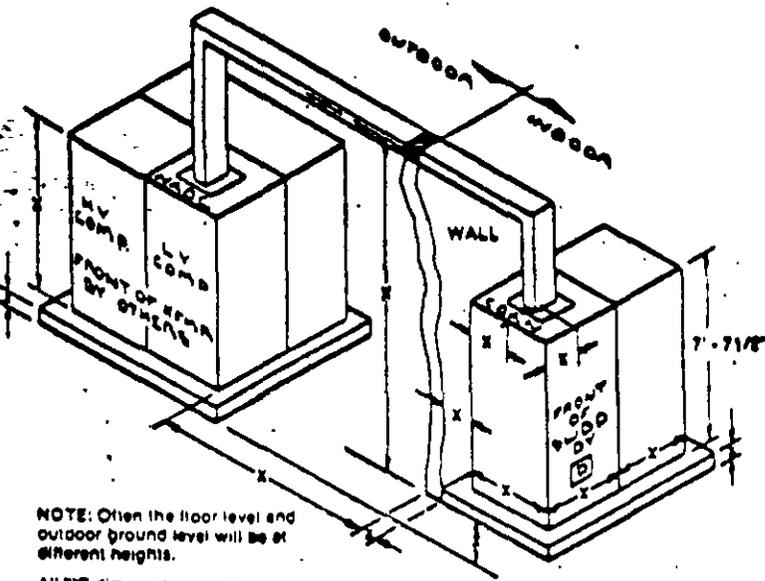
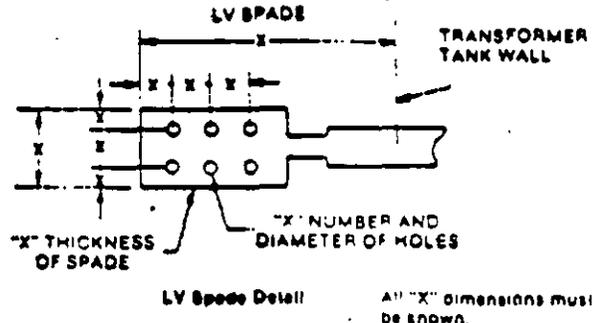
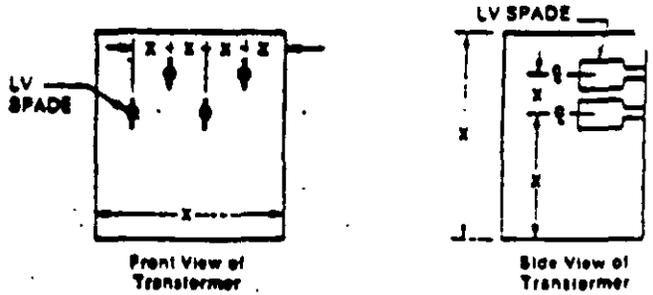


Fig. 10 Measurements Needed For Bussed Transformer (PAD Mount Type)



Extra Information Needed If XFMR is Not Square D

Plug-In Busway Horizontal Run

Plug-in busway is used as a means of bringing power from a distribution switchboard to multiple loads throughout a building.

Phasing

A typical I-LINE II plug-in run is shown in Fig. 11. The phasing shown on the plug-in busway is GABCN top to bottom, with the top label located as shown for a horizontal run. This

phasing arrangement must always be followed so that proper phasing of the plug-in units will be assured (Fig. 11, Detail A). Because this busway phasing must be followed, it is the busway that determines the phasing of the switchboard in Fig. 11. Note that plug-in busway has the integral ground bus plug-in jaw on the top side only.

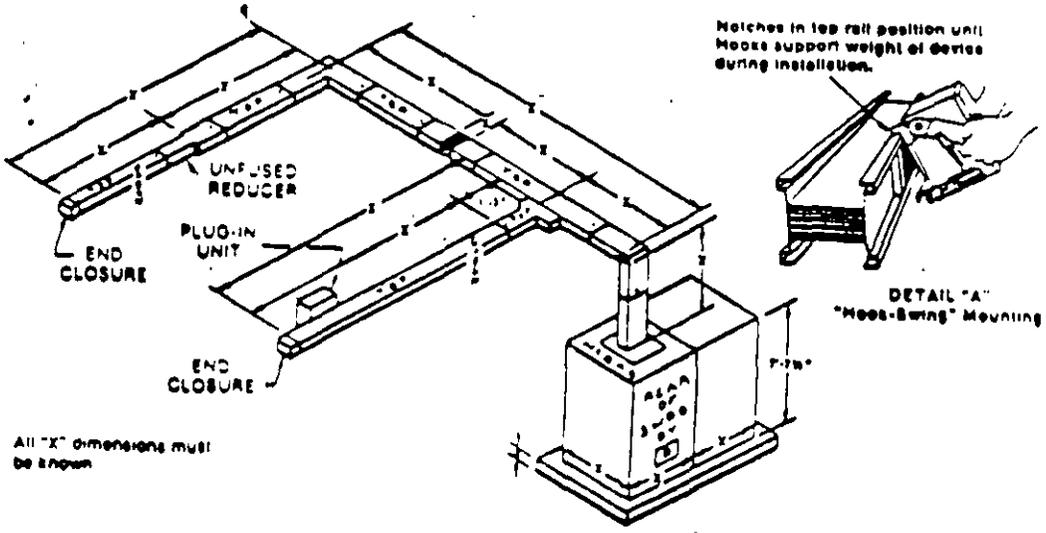


Fig. 11 Measurements Needed For A Typical Plug-In Type Run

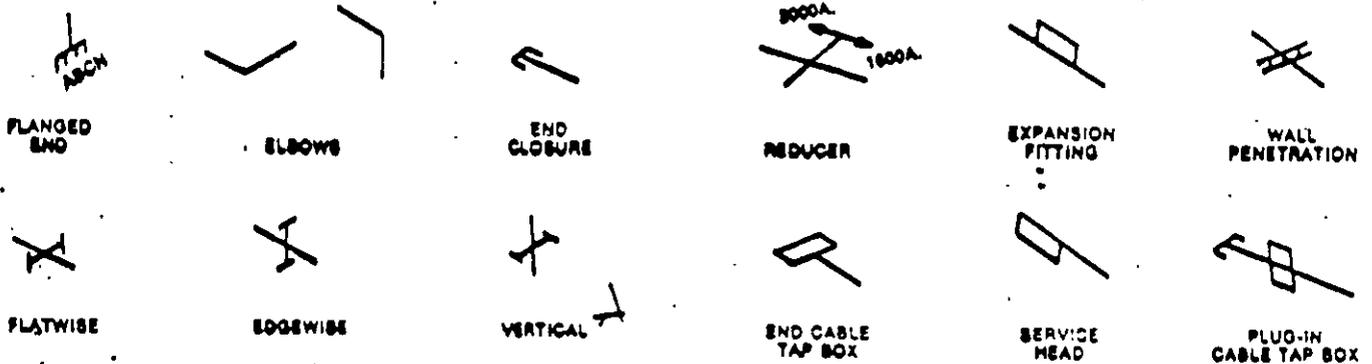
How To Make A Shorthand Drawing (Single Line Type)

After the takeoff has been made, a sketch of the run should be made. Single line drawings are the easiest way to illustrate an I-LINE II busway run. Remember that you must provide the factory with all pertinent information. The procedure is as follows:

1. Select the type of devices you will need to draw (see below).
2. Check "Typical single line sketch" in the following examples for the run most similar to yours.

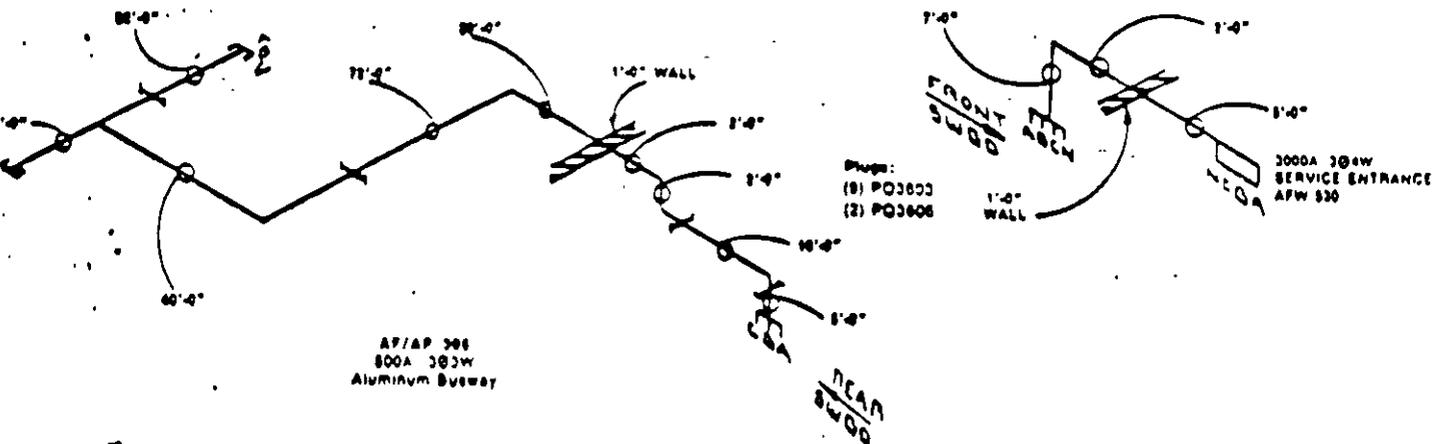
3. Draw your run. Be sure to label each run and show cross sections where applicable.
4. Show the phasing at each end of the run.
5. Show the location of each type of busway (i.e., location of weatherproof and plug-in busway).
6. Indicate quantity and, if necessary, location of plugs.

THESE ARE TYPICAL SYMBOLS USED WHEN MAKING A SINGLE LINE DRAWING



Check Sketch 1B below to see how well you did on the take-off. Is your bill of material similar to that given by 1C on Page 23?

The Busway Take-Off Checklist provided on Page 23 is a useful tool to check your work before submitting the job to the factory.

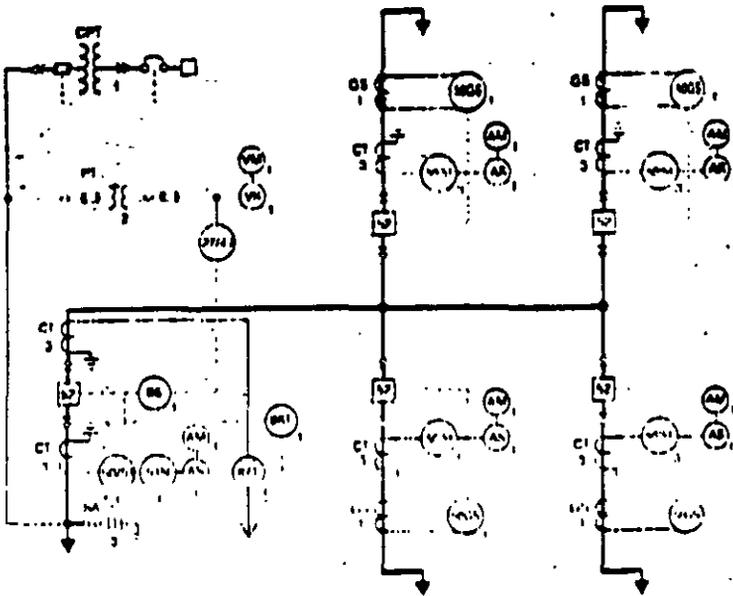


1B - Typical Single Line Sketch Of Plug-In Run

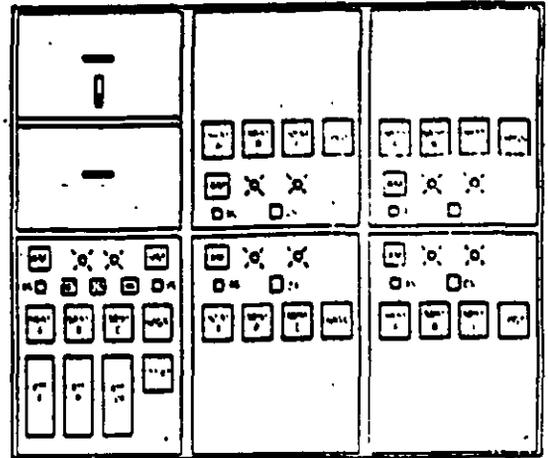
APPLICATION DATA

One of the outstanding design features of Two-High Metal-Clad Switchgear is a saving of almost 50% floor space using two-high construction compared to conventional one-high switchgear construction.

A unique feature is the interchangeability of FG-2 (SF₆) and VAD-2 (vacuum) circuit breakers of the same rating.



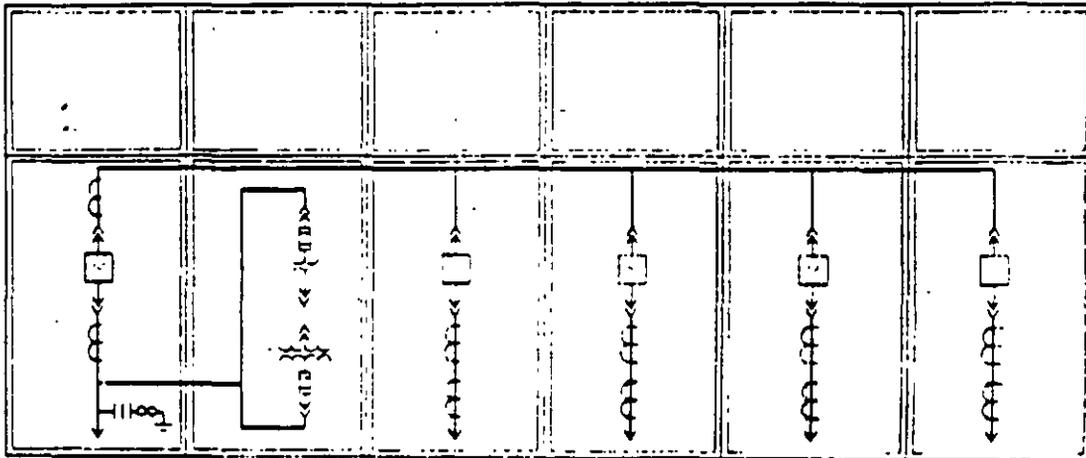
TYPICAL TWO-HIGH SINGLE LINE DIAGRAM
FIGURE 1



TWO-HIGH METAL-CLAD SWITCHGEAR
FIGURE 2

DEVICE LIST

- AM —Ammeter
- AS —Ammeter Switch
- CPT —Control Power Transformer
- CS —Circuit Breaker Control Switch
- CT —Current Transformer
- GS —Ground Sensor Current Transformer
- PT —Potential Transformer
- SA —Surge Arrester
- VM —Voltmeter
- VS —Voltmeter Switch
- 27/47 —Undervoltage, Phase Sequence Relay
- 50/51 —Instantaneous & Time Overcurrent Relay
- SOGS —Ground Sensor Instantaneous Overcurrent Relay
- SIN —Residual Ground Time Overcurrent Relay
- 52 —Circuit Breaker
- B6 —Lockout Relay
- B7T —Transformer Differential Relay



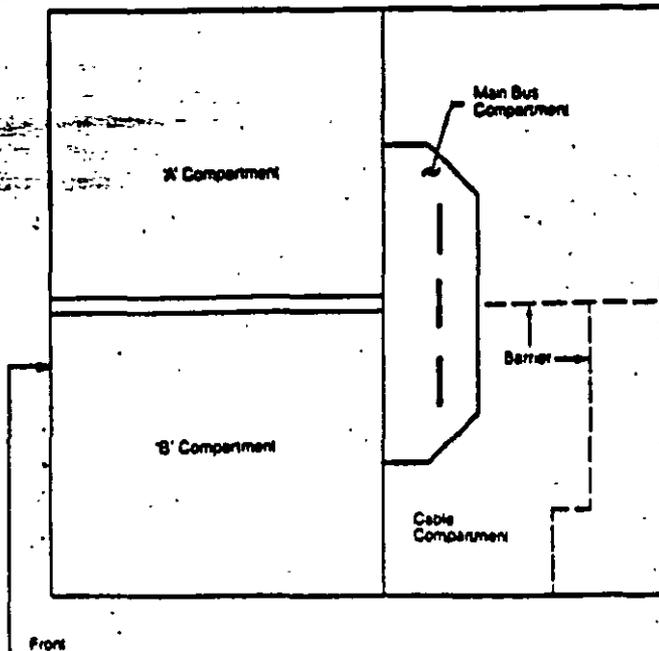
CONVENTIONAL ONE-HIGH SWITCHGEAR
FIGURE 3



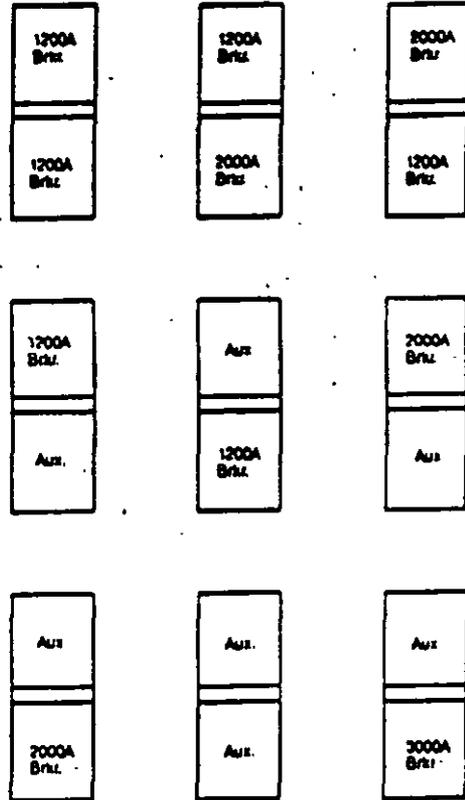
TWO-HIGH METAL-CLAD 5-15KV SWITCHGEAR

APPLICATION DATA

SECTION ARRANGEMENT



AVAILABLE COMBINATIONS



Brk. = Circuit Breaker
Aux. = Auxiliary Compartment

IMPORTANT APPLICATION FEATURES:

- Range of circuit breakers with ANSI and higher ratings are available (refer to table #1 and 2).
- Provisions for up to four ANSI rated current transformers per phase, two on line side and two on load side of the circuit breaker.
- Can provide up to four sets of potential transformers or a combination of potential and control power transformers within one vertical section.
- Cable compartment can accept top or bottom cable entry with provisions for zero sequence CT and pothead connection.
- Full height section is available to facilitate bus transition or utility metering compartment.
- Ease of installation and provision for future extension.

USUAL SERVICE CONDITIONS

Two-High Metal-Clad Switchgear assemblies conform to ANSI C37.20 and are suitable for operation at nameplate rating with the following conditions:

- (1) The temperature of the cooling air surrounding the enclosure of the switchgear assembly (ambient temperature) is within the limits of -30°C (-22°F) and $+40^{\circ}\text{C}$ ($+104^{\circ}\text{F}$).
- (2) The altitude does not exceed 1000 meters (3300 feet).



POWER-STYLE® DRAWOUT SWITCHBOARDS

CLASS
2775

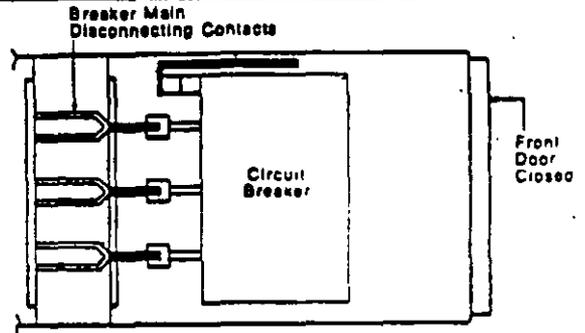
DESCRIPTIVE INFORMATION

CIRCUIT BREAKER COMPARTMENT

A removable crank is supplied with each Drawout Switchboard assembly, for racking the SE circuit breaker between the "Connected", "Test" or "Disconnected" positions. The breaker main contacts can only be closed when the breaker is in the "Test" position, or fully seated in the "Connected" position. The control contacts are automatically engaged in the "Connected" and "Test" positions, and automatically disengaged when the breaker is racked from the "Test" to the "Disconnected" position. Mechanical interlocking prevents racking a closed breaker and will not permit closing the breaker contacts while the element is between positions.

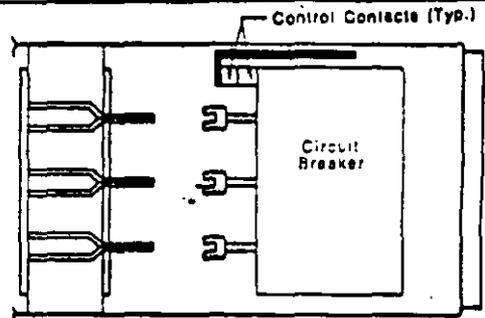
Breaker Position: CONNECTED

In the "Connected" position, the circuit breaker main disconnecting contacts are fully connected and the control contacts are engaged. The breaker cannot be racked out from this position unless the main contacts are open.



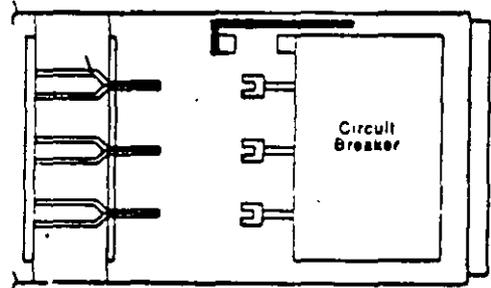
Breaker Position: TEST

In the "Test" position, the circuit breaker main disconnecting contacts are disconnected, but the control contacts remain engaged. The control circuits are completely functional in this position, enabling testing of the circuit breaker.



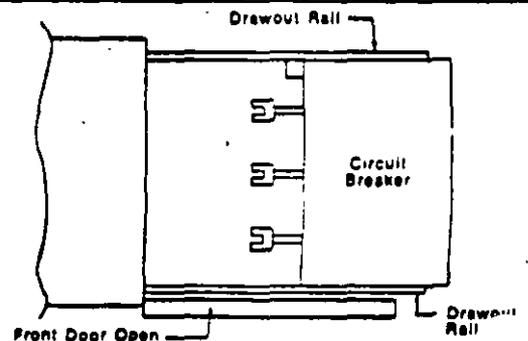
Breaker Position: DISCONNECTED

In the "Disconnected" position, the circuit breaker main disconnecting contacts are disconnected, and the control contacts have been automatically disengaged.



Breaker Position: REMOVE

In the "Remove" position, the breaker element can be fully withdrawn on the retractable extension rails. The breaker can be withdrawn onto the rails for inspection, or removed from the breaker compartment and the compartment door closed.



Most Commonly Used Approximate Formula. Where either e_a or e_s is known, then

$$\text{Line-to-neutral voltage drop} = I(R \cos \theta + X \sin \theta) \quad (4.7)$$

Equation (4.7) can be converted as follows to calculate the per cent voltage drop:

$$\text{Per cent voltage drop} = \frac{\text{kva} (R \cos \theta + X \sin \theta)}{10 (\text{kv})^2} \quad (4.8)$$

where kva is three-phase kva and kv is line-to-line kilovolts. For single-phase circuits the per cent drop is twice this value.

From the vector diagram in Fig. 4.28 it can be seen that, while Eqs. (4.7) and (4.8) are approximate, they are close enough for practical purposes. In practical cases the angle between e_a and e_s will be small. In these formulas the error diminishes as the angle between e_a and e_s approaches zero and is exact if that angle is zero. The latter condition will exist when the power factor of an inductive load is the same as the power factor of the inductive circuit through which load current is causing the voltage drop. In Fig. 4.28, θ is the power factor of the load.

Effect of Nonlinear Loads. The error caused by variation of load current and power factor with voltage applied to the load is not taken into consideration in any of the foregoing formulas. If this error is significant, it may be compensated for by using the cut-and-try method; that is, first assume a given load or receiver-end voltage e_a in the formulas. Then if the value obtained by subtracting the calculated voltage drop from the sending-end voltage is considerably different from the assumed receiving-end voltage, make another try. Generally such refinement is not necessary when the total plant voltage drops are less than 10 per cent.

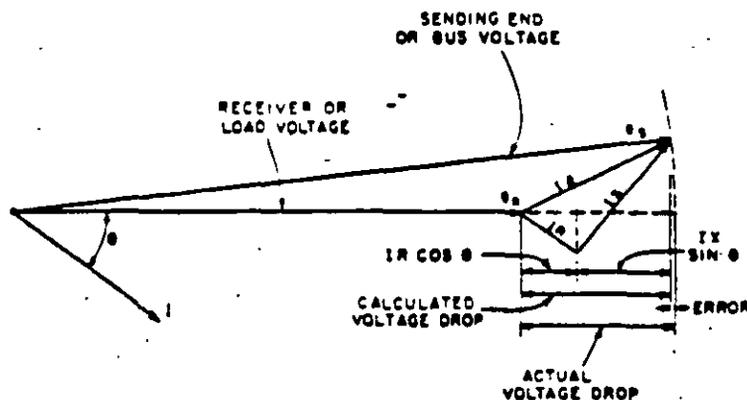


FIG. 4.28 Diagram indicating magnitude of error when using Eq. (4.7) and (4.8).

Table 9. AC Resistance and Reactance for 600 V Cables, 3-Phase 60, Hz, 75 Deg C (167 Deg. F) - Three Single Conductors in Conduit

Ohms to Neutral per 1000 feet															
Size AWG/ kcmil	XL (Reactance) for All Wires		AC Resistance for Uncoated Copper Wires			AC Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at Power Factor as Shown for Uncoated Cu. Wires			Effective Z at Power Factor as Shown for Aluminum Wires			Size AWG/ kcmil
	PVC, AL Conduits	Steel Conduit	PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	PF = 0.9			PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	
									PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	
14	0.058	0.073	3.1	3.1	3.1				2.8	2.8	2.8				14
12	0.054	0.068	2.0	2.0	2.0	3.2	3.2	3.2	1.8	1.8	1.8	2.9	2.9	2.9	12
10	0.050	0.063	1.2	1.2	1.2	2.0	2.0	2.0	1.1	1.1	1.1	1.8	1.8	1.8	10
8	0.047	0.065	0.78	0.78	0.78	1.3	1.3	1.3	0.72	0.72	0.73	1.2	1.2	1.2	8
6	0.051	0.064	0.49	0.49	0.49	0.81	0.81	0.81	0.46	0.46	0.47	0.75	0.75	0.76	6
4	0.048	0.060	0.31	0.31	0.31	0.51	0.51	0.51	0.30	0.30	0.31	0.48	0.48	0.49	4
3	0.047	0.059	0.25	0.25	0.25	0.40	0.41	0.40	0.25	0.25	0.25	0.38	0.39	0.39	3
2	0.045	0.057	0.19	0.20	0.20	0.32	0.32	0.32	0.19	0.20	0.20	0.31	0.31	0.31	2
1	0.046	0.057	0.15	0.16	0.16	0.25	0.26	0.25	0.16	0.16	0.17	0.25	0.25	0.25	1
1/0	0.044	0.055	0.12	0.13	0.12	0.20	0.21	0.20	0.13	0.14	0.13	0.20	0.21	0.20	1/0
2/0	0.043	0.054	0.10	0.10	0.10	0.16	0.16	0.16	0.11	0.11	0.11	0.16	0.16	0.17	2/0
3/0	0.042	0.052	0.077	0.082	0.079	0.13	0.13	0.13	0.088	0.092	0.094	0.14	0.14	0.14	3/0
4/0	0.041	0.051	0.062	0.067	0.063	0.10	0.11	0.10	0.074	0.078	0.079	0.11	0.12	0.11	4/0
250	0.041	0.052	0.052	0.057	0.054	0.085	0.090	0.086	0.065	0.069	0.071	0.094	0.099	0.100	250
300	0.041	0.051	0.044	0.049	0.045	0.071	0.076	0.072	0.057	0.062	0.063	0.082	0.086	0.087	300
350	0.040	0.050	0.038	0.043	0.039	0.061	0.066	0.063	0.052	0.056	0.057	0.072	0.077	0.078	350
400	0.040	0.049	0.033	0.038	0.035	0.054	0.059	0.055	0.047	0.052	0.053	0.066	0.071	0.071	400
500	0.039	0.048	0.027	0.032	0.029	0.043	0.048	0.045	0.041	0.046	0.047	0.056	0.060	0.061	500
600	0.039	0.048	0.023	0.028	0.025	0.036	0.041	0.038	0.038	0.042	0.043	0.049	0.054	0.055	600
750	0.038	0.048	0.019	0.024	0.021	0.029	0.034	0.031	0.034	0.038	0.040	0.043	0.047	0.049	750
1000	0.037	0.046	0.015	0.019	0.018	0.023	0.027	0.025	0.030	0.033	0.036	0.037	0.040	0.043	1000

CALCULO DE ALIMENTADOR DE FUERZA.

OBRA: _____

TABLERO: _____ ALIMENTADOR: _____
 LONGITUD: _____ m. TENSION _____ V. FASES _____ HILOS _____

CARGA CONECTADA	A. x	=	
Motor mayor (ART. 430-24)	A. x	=	A.
Suma otros motores uso continuo	A. x	=	A.
Suma otros motores uso no continuo	A. x	=	A.
Reserva	A. x	=	A.
		=	A.

CORRECCION POR AGRUPAMIENTO Y TEMPERATURA.

Factor de agrupamiento = _____ Factor de temperatura = _____
 (SECCION 310.8.a) (SECCION 310-16 a 310-19)

Corriente Equivalente: $I' = \frac{\text{Fa.} \times \text{Ft.}}{x} = \text{_____} = \text{_____} = \text{_____} \text{ A.}$

CONDUCTOR POR DENSIDAD DE CORRIENTE: _____ AWG., Aislamiento THW _____
 que tiene una capacidad de conducción de corriente de _____ A. (para _____ conductores).

CAIDA DE TENSION (SECCION 210-19, 215-2).

En circuito derivado	%	Máximo	%
En subalimentador	%		
En subalimentador	%	Máximo	%
En alimentador	%		
Total	%	Máximo	%

CALCULO DE LA SECCION POR CAIDA DE TENSION DE _____ %

$S = \frac{2.3 \cdot LI}{E_f \cdot e\%} = \frac{2 \times 1.73 \times \text{_____} \times \text{_____}}{x} = \text{_____} \text{ mm}^2 \text{ AWG.}$

$ef\% = \frac{2.3 \cdot LI}{E_f \cdot S} = \frac{2 \times 1.73 \times \text{_____} \times \text{_____}}{x} = \text{_____} \%$

$ef\% = \frac{kVA (R \cos 0 + X \sin 0)}{10 (kV)^2}$

CONDUCTOR ESCOGIDO: _____ AWG.

Por densidad de corriente: _____ AWG.

Por caída de tensión : _____ AWG.

PROTECCION DEL ALIMENTADOR (SECCION 340-52, 430-110).

Protección del motor mayor x A. = A. A.

Suma de corriente de los otros motores = A.
(x factor de demanda Suma: _____ A.)

Interruptor 3 x A.

ALIMENTADOR:

Conductores : _____ AWG. _____ mm².

Tubo conduit: _____ mm. _____ mm² . (%)

Calculó _____ Fecha _____

CAIDA DE TENSION: EN ELECTRODUCTO ENCHUFABLE O ALIMENTADOR

Tabla 11.1 El Electroducto de la Serie Spectra tiene excelentes valores bajos de caída de tensión. La reactancia mínima (X) es debida a espaciamentos entre las barras muy cercanos (construcción tipo sandwich) y una envolvente no magnética. Los valores mostrados son idénticos para los electroductos tipo enchufable y alimentador.

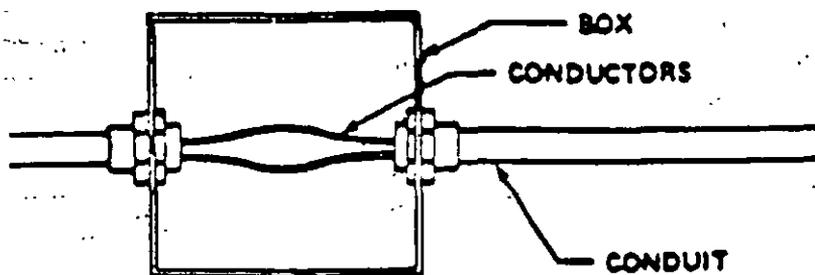
Se muestran valores para 60 Hz. Para 50 Hz multiplique la reactancia (X) por 0.83 y el valor de resistencia no cambia. Para 400 Hz multiplique la reactancia por 3.9 y multiplique la resistencia por 1.4. Calcule la nueva caída de tensión $V_d = \text{carga en amperes} \times 3 (R \cos \theta + X \text{ seno } \theta)$ pies/100, en donde:
 $\cos \theta = \text{Factor de Potencia}$

Carga Nominal en Amp	Ancho de barra x 1/4" de espesor	Ohms x 10 ⁻³ /100 pies Línea -a- Neutro			Caída de tensión - Carga concentrada ①							
					Línea -a- Línea/100 pies @ 100% de Carga nominal, 25°C Amb.							
		R	X	Z	Factor de Potencia							
					.3	.4	.5	.6	.7	.8	.9	1.0
225	1.625	4.09	1.28	4.29	.95	1.09	1.23	1.36	1.47	1.57	1.65	1.59
400	1.625	4.20	1.28	4.39	1.72	1.98	2.22	2.46	2.67	2.86	3.01	2.91
600	1.625	4.52	1.28	4.70	2.68	3.10	3.50	3.88	4.24	4.56	4.81	4.70
800	2.875	2.48	.79	2.60	2.08	2.38	2.67	2.94	3.19	3.41	3.57	3.44
1000	3.375	2.17	.68	2.27	2.25	2.58	2.90	3.20	3.47	3.71	3.90	3.76
1200	4.25	1.73	.55	1.81	2.17	2.49	2.79	3.07	3.33	3.56	3.73	3.60
1350	5.75	1.24	.41	1.31	1.78	2.04	2.28	2.51	2.71	2.89	3.03	2.90
1600	6.50	1.12	.36	1.18	1.88	2.16	2.42	2.66	2.89	3.08	3.23	3.10
2000	8.25	.89	.29	.94	1.88	2.15	2.41	2.65	2.88	3.07	3.21	3.08
2500	(2)4.50	.82	.26	.86	2.14	2.45	2.75	3.03	3.29	3.52	3.69	3.55
3000	(2)5.75	.64	.21	.67	2.04	2.33	2.61	2.87	3.11	3.32	3.47	3.33
4000	(2)8.25	.45	.14	.47	1.86	2.14	2.40	2.65	2.88	3.08	3.23	3.12
225	1.625	2.33	1.28	2.66	.75	.82	.89	.94	.99	1.03	1.03	.91
400	1.625	2.38	1.28	2.70	1.34	1.47	1.59	1.70	1.79	1.85	1.87	1.65
600	1.625	2.48	1.28	2.79	2.04	2.25	2.44	2.61	2.72	2.86	2.90	2.58
800	1.625	2.62	1.28	2.92	2.78	3.08	3.35	3.60	3.81	3.97	4.04	3.63
1000	2.25	1.90	.98	2.14	2.61	2.87	3.12	3.33	3.52	3.65	3.70	3.29
1200	2.875	1.49	.79	1.69	2.50	2.74	2.97	3.17	3.34	3.46	3.50	3.10
1350	3.375	1.27	.68	1.44	2.41	2.65	2.86	3.05	3.21	3.33	3.37	2.97
1600	4.25	1.00	.55	1.14	2.29	2.51	2.71	2.88	3.03	3.13	3.16	2.77
2000	5.75	.73	.41	.84	2.11	2.31	2.49	2.65	2.78	2.88	2.90	2.53
2500	8.25	.50	.29	.58	1.85	2.02	2.17	2.30	2.41	2.49	2.50	2.17
3000	(2)4.25	.49	.28	.56	2.15	2.35	2.53	2.69	2.82	2.91	2.93	2.55
4000	(2)5.75	.37	.21	.42	2.16	2.36	2.54	2.70	2.83	2.92	2.94	2.56
5000	(2)8.25	.25	.14	.29	1.81	1.98	2.13	2.27	2.38	2.46	2.48	2.17

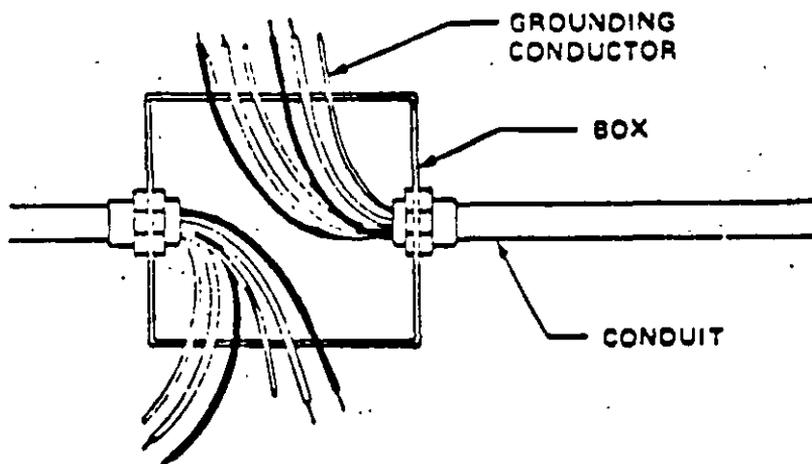
① Para cargas distribuidas en electroducto enchufable divida entre 2.

$$\text{Caída de tensión real} = V_d \text{ (de tabla)} \times \frac{\text{carga real}}{\text{carga nominal}} \times \frac{\text{distancia real (pies)}}{100 \text{ pies}}$$

Rules



TWO CONDUCTORS IN BOX. EACH CONDUCTOR COUNTS AS ONE.



SEVERAL GROUNDING CONDUCTORS IN BOX. ONLY ONE CONDUCTOR IS COUNTED.

370-18

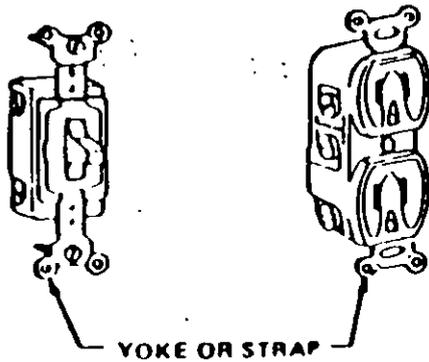
PROBLEM: What size junction box is required for twelve #14 conductors? There are four #14 hots, four #14 neutrals, and four #14 grounds.

STEP 1: Four #14 hot conductors	= 4
Four #14 neutrals	= 4
Four #14 grounding conductors	= 1
	9

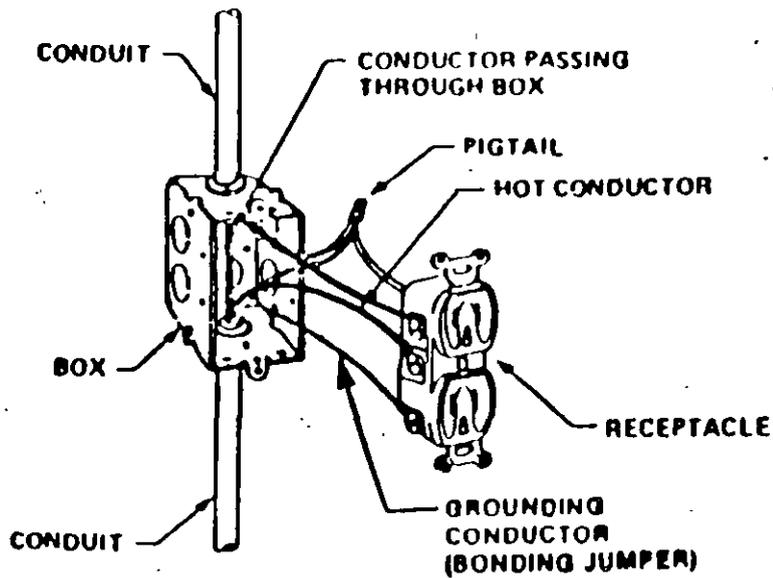
STEP 2: Table 370-16(a). All the same conductors
 Nine #14 conductors

ANSWER: 4 x 1 1/4" square box is required.

Counting conductors in a box. Example of Rules 1 and 2.



FOR YOKES OR STRAPS,
(2) CONDUCTOR IS COUNTED



SPLICED PIGTAILS DO NOT COUNT
AS ONE CONDUCTOR

PROBLEM: What size box is required for five #14 conductors? One #14 conductor passes straight through the box, two #14 conductors terminate on a plug, and two #14 conductors are spliced with a pigtail terminating on the plug.

STEP 1: Two #14 hot conductors	= 2
Two #14 neutral conductors spliced with a pigtail	= 2
One #14 conductor passes straight through	= 1
One plug or device	= 2
	<hr/>
	7

STEP 2: Table 370-16(a)
7 #14 conductors

ANSWER: 3" x 2" x 2 3/4" box is required.

Counting conductors for devices in a box. Example of Rules 4 and 5.

B77

61

Conductors in Boxes

PROBLEM: What size box is required for two #14, two #12, two #10, two #8, and two #6 conductors, all spliced in the same box?

STEP 1: Table 370-6(b): Combination of conductors

Two #14 = 2.0 cu. in. x 2 =	4.0 cu. in.
Two #12 = 2.25 cu. in. x 2 =	4.5 cu. in.
Two #10 = 2.5 cu. in. x 2 =	5.0 cu. in.
Two # 8 = 3.0 cu. in. x 2 =	6.0 cu. in.
Two # 6 = 5.0 cu. in. x 2 =	10.0 cu. in.
	<u>29.5 cu. in.</u>

STEP 2: Table 370-6(a).

ANSWER: 4¹/₁₆" x 1¹/₂" square box is required.

Calculating the size box required for combination of conductors.

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

OBRA :
UBICACION:

ESPECIFICACION No. :
FECHA :

PARTIDA No. 1

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA, clase 2 , autoenfriado en 3 ,
servicio 4 , 5 kVA de capacidad, 3 fases, 60 Hz., 6 kV de tensión
primaria, 7 kV de nivel básico de impulso (NBI), conexión 8 con
derivaciones de 9 del voltaje nominal, operados desde el 10 ;
11 V de tensión secundaria, 12 kV de NBI, conexión 13 .
Diseñado, construido y probado según normas ANSI C 57.12.00 para operar
con una sobre elevación de temperatura de 14 °C sobre un medio ambiente
de 30°C promedio y 40°C máximo, a una altura de operación de 15 m.s.n.m.;
impedancia 16 con accesorios 17 , 18 de alta tensión en
19 , y 20 en baja tensión en 21 ; completo
con el liquido aislante necesario.

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

1.- PARTIDA:

2.- CLASE: OA () FA () previsión FA () _____ ()

3.- AUTOENFRIADO EN: aceite() liquido RTemp ()

4.- SERVICIO: interior () exterior ()

5.- CAPACIDAD: 750 kVA () 2000 kVA () _____ kVA ()
 1000 kVA () 3000 kVA ()
 1500 kVA () 5000 kVA ()

6.- TENSION PRIMARIA: 2.4 kV () 13.2 kV () _____ ()
 4.16 kV () 23 kV ()
 6.0 kV () 34.5 kV ()

7.-

Clase de aislamiento	DISTRIBUCION < 500 kVA	POTENCIA > 500 kVA
1.2	30	45
2.5	45	60
5.0	60	75
15.0	95	110
23.0	150	150

8.- CONEXION: delta ()
 estrella ()

9.- DERIVACIONES: + 2, 2 1/2% ()
 + 2-4, 2 1/2% ()
 _____ ()

10.- DERIVACIONES OPERADAS DESDE EL: exterior ()
 interior ()

11.- TENSION SECUNDARIA: 208Y/120 V ()
 480Y/277 V ()
 _____ V ()

12.- NIVEL BASICO DE IMPULSO:

Clase de aislamiento	Distribución	Potencia	
1.2	30 kV	45 kV	()
2.5	45 '	60 '	()
5.0	60 '	75 '	()
15.0	95 '	110 '	()
23.0	150 '	150 '	()

13.- CONEXION: estrella, neutro fuera del tanque ()
()

14.- ELEVACION DE TEMPERATURA: 65 C ()
55/65 C ()

15.- ALTURA: _____ m.s.n.m.

16.- IMPEDANCIA: _____ según normas ()
garantizada de _____ % ()

17.- ACCESORIOS: normales ()
especiales siguientes: ()

Accesorios especiales. Marcar con X los que se requieran.

- 1.- Termómetro tipo carátula para el liquido aislante ()
- 2.- Termómetro tipo carátula con contactos de alarma por sobrettemperatura del liquido aislante NA NC ()
- 3.- Nivel magnético para el liquido aislante ()
- 4.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel del liquido aislante NA NC ()
- 5.- Tanque conservador ()
- 5.1.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel de liquido aislante en tanque conservador NA NC ()
- 6.- Relevador buchholz ()
- 7.- Cambiador de derivaciones con 5 posiciones además de la tensión nominal; operación sin carga ()
- 8.- Cambiador de derivaciones operado bajo carga ()
- 9.- Enfriamiento FOA, previsión ()
- 10.- Previsión para ventilación por aire forzado (FOA) incluye: ()
- 10.1- Termómetro de imagen térmica ()
- 10.2- Bobina calefactora ()
- 10.3- Transformador de corriente ()
- 10.4- Caja de control ()

- 10.5- Conexiones y ménsulas ()
 - 11.- Válvula de presión y vacío ()
 - 12.- Válvula de sobrepresión, operación mecánica ()
 - 13.- Conectores para A.T. ()
 - 14.- Conectores para B.T. ()
 - 15.- Boquillas de A.T. y B.T. con un aislamiento mayor al de la tensión normal:
 - Alta tensión:_____ kV; Baja tensión:_____ kV. ()
 - 16.- Base con ruedas para rolar en 2 sentidos ()
 - 17.- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de:
 - Alta tensión () Baja tensión ()
 - 18.- Termómetro tipo carátula y accesorios especiales para medir la temperatura de los devanados ()
 - 19.- Relevador de presión anormalmente alta ()
 - 20.- Relevador de vacío/anormalmente alto ()
 - 21.- Líquido aislante de enfriamiento ()
 - 22.- Preservación líquido aislante ()
 - 23.- Transformadores de corriente tipo bushing
 - Relación ()
 - Precisión ()
 - 24.- Pruebas eléctricas ()
- Observaciones:

- 18.- ALTA TENSION: garganta () boquillas ()
- 19.- ALTA TENSION:
 - el costado izquierdo ()
 - el costado derecho ()
 - la parte superior ()
- 20.- BAJA TENSION: garganta () boquillas ()
- 21.- BAJA TENSION:
 - el costado izquierdo ()
 - el costado derecho ()
 - la parte superior ()

69

No.	CONCEPTO	AVANCE %					JUN		JUL				AGO				
		20	40	60	80	100	19	26	03	10	17	24	31	07			
1	OBRA CIVIL	■	■	■	■	■	*	*	*	■	■	■	■				
2	PLANTAS 350KW Y TRANSFER	■	■	■			*			*	*		■				
3	TABLERO GE	■	■	■			*				■	*	*	*			
4	UPS Y BATERIAS	■	■	■	■		*				*		■				
5	TABLERO TBP	■	■	■	■	■	*				■	*	*	*			
6	TABLERO PDM	■	■	■	■		*				■	*	*	*			
7	LINEAS L10 Y L11	■	■	■	■	■	*	*	*	*	*	*	■				
8	LINEAS L12, L12A, L13 Y L13A	■					*				*	*	*				
9	LINEAS L14 Y L15						*						*	*			
10	LINEAS L16, L18, L18A, L19 Y L19A	■	■	■	■		*		*	*	*	*	*	*			
11	LINEA L23	■	■	■	■		*				■	*	*				
12	ILUM. CUARTO MAQ. Y UPS	■	■								■	■	*	*			
13	PRUEBAS												*	*			

(*) PROGRAMADO (■) REAL



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA :

**CAPACITORES Y BANCOS DE CAPACITORES DE POTENCIA
TEORÍA, GUÍA DE APLICACIÓN Y OPERACIÓN**

**EXPOSITOR : ING. FERNANDO RODRÍGUEZ GUERRERO
AGOSTO 1998**

**CAPACITORES Y BANCOS DE CAPACITORES DE POTENCIA
TEORIA , GUIA DE APLICACIÓN Y OPERACION**

INDICE:

I.- INTRODUCCION

**II.- EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y AVANCES
TECNOLÓGICOS**

III.- CORRIENTES ACTIVAS Y CORRIENTES REACTIVAS

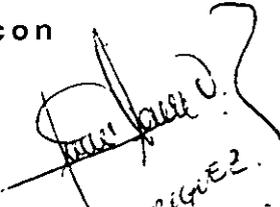
- III_a.- Cargas Activas y Cargas Reactivas
- III_b.- Factor de Potencia
- III_c.- Fundamentos del Factor de Potencia
- III_d.- Como Mejorar el Bajo Factor de Potencia
- III_e.- Beneficios al Instalar Capacitores de Potencia

**IV.- EL CAPACITOR DE POTENCIA PARA MEDIA Y
ALTA TENSION**

- IV_a.- Definición
- IV_b.- Componentes básicos
 - IV_{b1}.- Electrodo
 - IV_{b2}.- Dieléctricos
 - IV_{b3}.- Líquidos Impregnantes
 - IV_{b4}.- Conexiones Internas
 - IV_{b5}.- Recipiente (Bote)
 - IV_{b6}.- Aisladores
 - IV_{b7}.- Resistencia de Descarga
- IV_c.- El Capacitor con Fusibles Internos

**V.- DESARROLLO DEL CAPACITOR DE POTENCIA
"ALL-FILM" EVALUACION Y EXPERIENCIA EN
CAMPO.**

- V_a.- Introducción
- V_b.- Experiencia en el uso del capacitor con dieléctrico mixto.


F. RODRIGUEZ
29-VII-98

- V_{b1}.- Estadística de Incidentes en Operación
- V_c.- Ensayos de Evaluación Técnica de los Capacitores "ALL-FILM"

VI.- BANCO DE CAPACITORES

- VI_a.- Tipos de Bancos de Capacitores
- VI_{a1}.- Banco de Capacitores para Montaje en Poste
- VI_{a2}.- Bancos de Capacitores Subestación montados en bastidores Abiertos
- VI_{a3}.- Bancos de Capacitores Subestación en Gabinete Cerrado
- VI_b.- Diseño de Bancos de Capacitores para uso Exterior

VII.- GUIA DE APLICACIÓN DE LOS CAPACITORES DE POTENCIA

- VII_a.- Introducción
- VII_b.- Finalidad de Instalación.
- VII_{b1}.- VARS de Soporte
- VII_{b2}.- Control de Tensión
- VII_{b3}.- Incremento en la Capacidad del Sistema
- VII_{b4}.- Reducción de las Pérdidas del Sistema
- VII_{b5}.- Reducción de los Cargos de Facturación
- VII_c.- Condiciones de Servicio y Rangos Nominales.
- VII_{c1}.- Tolerancias .
- VII_{c2}.- Condiciones Momentáneas de Operación .
- VII_d.- Condiciones de Servicio.
- VII_{d1}.- Condiciones Normales de Servicio.
- VII_{d2}.- Condiciones Anormales de Servicio.
- VII_e.- Aplicación de Capacitores en Líneas de distribución.
- VII_{e1}.- Dimensionamiento y Localización.
- VII_{e2}.- Desconexión de Bancos de Capacitores.
- VII_{e3}.- Características del Equipo de Conexión y desconexión.
- VII_{e4}.- Protección.
- VII_{e5}.- Consideraciones por Armónicas.
- VII_f.- Aplicación de Capacitores en los Sistemas de Transmisión y Distribución.
- VII_{f1}.- Dimensionamiento y Número de Bancos.
- VII_{f2}.- Tamaño Máximo del Banco.
- VII_{f3}.- Configuración del Banco.
- VII_{f4}.- Energización y Desenergización.

- VII_{f4.1}.-Energización de un Banco Aislado
- VII_{f4.2}.-Energización de un Banco "Back to Back"
- VII_{f4.3}.-Desenergización.
- VII_g.- Consideraciones por Armónicas.
- VII_h.- Protección.

VIII.- FILTROS DE ARMONICAS.

IX.- INSPECCION Y MANTENIMIENTO.

- IX_a.- Protección y Seguridad Personal.
- IX_b.- Inspección Inicial, Mediciones y Energización.
- IX_c.- Inspecciones Visual.
- IX_d.- Pruebas en Campo.

X.- CONCLUSIONES.

BIBLIOGRAFIA.

I.- INTRODUCCION:

En 1745 Von Kleist descubre el capacitor , pero poco tiempo después Cananeus y Muschenbroek de forma independiente en Leyden Holanda realizan el mismo descubrimiento.

El capacitor más primitivo consistió de un cilindro de vidrio, recubierto en sus paredes por una lamina metálica, esta lámina se alojaba tanto en el interior como en el exterior del cilindro y tenía la capacidad de almacenar una pequeña cantidad de carga eléctrica. A éste cilindro se le conocía con el nombre de Botella de Leyden.

Wilson en 1746 enuncio que la cantidad de carga almacenada en un capacitor es inversamente proporcional al espesor del medio aislante que separa los electrodos. Fue hasta el año de 1830 cuando Faraday descubrió que la carga almacenada dependía también de la naturaleza del material aislante, y demostró que algunas sustancias como el azufre, vidrio etc. permitían una mayor capacidad de almacenamiento de carga eléctrica que el aire. Fue Faraday quien introduce el concepto de dieléctrico y determino los valores de las primeras constantes dieléctricas conocidas.

La utilización y fabricación de manera industrial del capacitor fue hasta principios del siglo XX. El cual paso de un período de demanda insignificante a representar un instrumento indispensable en la evolución tecnológica industrial.

Una de las principales utilizations del capacitor fue inicialmente como supresor de chispa eléctrica en la desconexión de bobinas de inducción, multiplicándose su utilización hasta en los sistemas de comunicación.

La creación de la telegrafía sin hilos así como la introducción de la radiodifusión, dieron el impulso definitivo a la mejora de las técnicas de diseño y fabricación del capacitor. Los primeros dieléctricos utilizados industrialmente fueron: el papel impregnado con laca, cera de abeja y parafina, más tarde se introdujo el aceite mineral, petróleo, aceite de siliconas como impregnantes del papel. También se han utilizado dieléctricos de vidrio, cerámica, óxidos de aluminio, plástico laminado etc. siempre encaminado a encontrar un dieléctrico con las mejores características para una aplicación específica.

Una de las aplicaciones más importantes en los sistemas eléctricos de potencia encomendada a el capacitor, es la de corregir el factor de potencia en las líneas de transmisión y distribución así como en las instalaciones industriales, logrando con esto el buen aprovechamiento de la energía eléctrica, aumentando la capacidad de transmitir energía de las líneas, la energía activa de los generadores eléctricos , los transformadores y ayudando en la regulación de la tensión en los puntos de consumo. Todo esto a un costo considerablemente bajo, comparado con el que supondría la compra e instalación de nuevas líneas de transmisión y distribución.

El capacitor dedicado a estos fines es el llamado “Capacitor de Potencia.”

II.- EVOLUCION HISTORICA Y AVANCES TECNOLOGICOS.

En 1914 los capacitores de potencia son fabricados con Papel y Aceite Mineral como dieléctricos. En 1932 los impregnantes clorados (PCB's) conocidos comercialmente como askareles son introducidos como impregnantes de los capacitores de potencia, debido a las grandes cualidades dieléctricas así como de ser un líquido casi incombustible. Esto revoluciono la técnica de fabricación de los capacitores de potencia, bajando bruscamente los pesos, costos y tamaños de las unidades capacitivas.

En 1937 otro avance muy significativo y que marco una gran pauta en la utilización de los capacitores de potencia fue la aparición del capacitor para uso intemperie.

Hasta la década de los 60's cada capa de dieléctrico consistía de muchas hojas de papel Kraft, un ejemplo típico era utilizar cuando menos 4 hojas de papel entre los electrodos como se muestra en la figura 1. El rango de pérdidas de este tipo de capacitores era de 2 a 3 Watt/KVAR y el capacitor tenía un peso mayor a 0.8 Kg/KVAR.

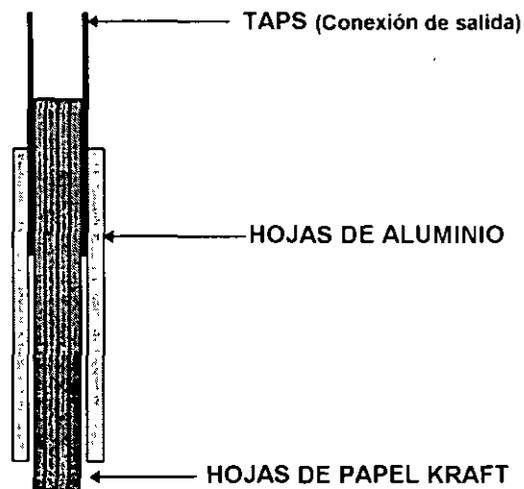


FIGURA 1

A finales de los 60's y principios de la 70's la combinación de papel Kraft y los film de Polipropileno fueron introducidos al mercado, principalmente a el de Estados Unidos, el líquido impregnante era introducido entre las capas con la absorción del aceite en el papel. Con esta técnica de fabricación Papel-Polipropileno (Dieléctrico Mixto) el capacitor más potente que se podía fabricar era de 200 KVAR y con un peso inferior a 0.5 Kg/KVAR y lo más importante es que las pérdidas cayeron a un valor menor de 1 Watt/KVAR, por lo tanto se logro incrementar la eficiencia y la fiabilidad de los capacitores de potencia.

A mediados de los 70's fueron desarrollados los impregnantes sintéticos sin PCB's e introducidos en la fabricación de los capacitores de potencia, esto contribuyo al mejoramiento en el funcionamiento de los capacitores así como al cuidado del medio ambiente.

Debido a la peligrosidad de los Askareles estos debieron ser remplazados lo más rápido posible y sustituidos por impregnantes sin PCB's, por lo cual fueron desarrollados diferentes tipos de aceites sintéticos con grandes cualidades para el uso en capacitores de potencia y sin riesgo alguno para la ecología.

En la década de los 80's fue desarrollado el capacitor All-Film e introducido a los Estados Unidos, sin embargo en ésta década no tuvo mucho auge en la producción mundial sobre todo por los países europeos que consideraban realizar mas estudios para comprobar la fiabilidad de esta nueva tecnología.

En esta misma década, se dieron grandes avances tecnológicos en la fabricación de las delgadas hojas de aluminio, así como de los films de polipropileno, Estos fueron desarrollados con superficies que proveen un medio adecuado para la introducción del líquido impregnante entre los films de polipropileno, con la ausencia de papel Kraft.

En la figura 2 se muestra el arreglo de las hojas de aluminio, los films de polipropileno y también se muestra la colocación de los Taps que sirven para hacer las conexiones de los electrodos fuera de la bobina.

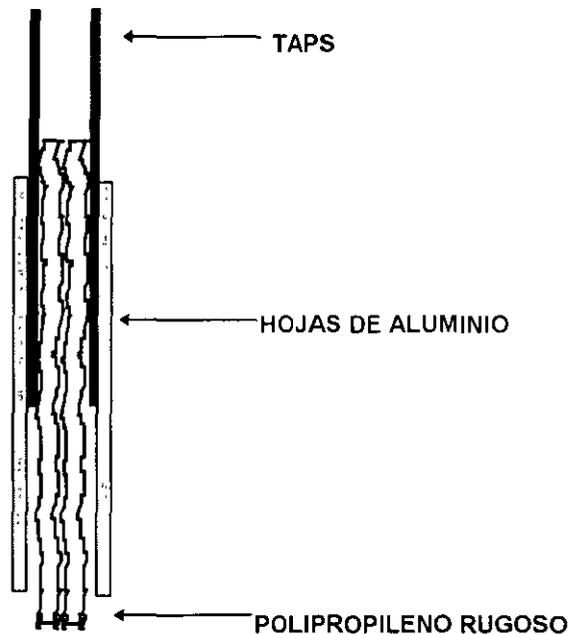


FIGURA 2

Con esta técnica de fabricación se lograron fabricar capacitores con menos de 0.30 Kg/KVAR y con pérdidas de 0.1 Watt/KVAR. En adición a una mejor condición de operación, todos los capacitores All-Film tienen una curva de ruptura del bote bien definida, y gracias a esto se reducen los riesgos substancialmente, al ofrecer una mayor seguridad en la coordinación de las protecciones .

En la década de los 90's algunos fabricantes mejoraron las características de la tecnología convencional, utilizando una conexión mas directa a las hojas de aluminio por medio de clips de alta resistencia y una perfecta interconexión interna de los elementos del capacitor, esto es posible gracias a la fabricación de bobinas con aluminio extendido como se muestra en la figura 3.

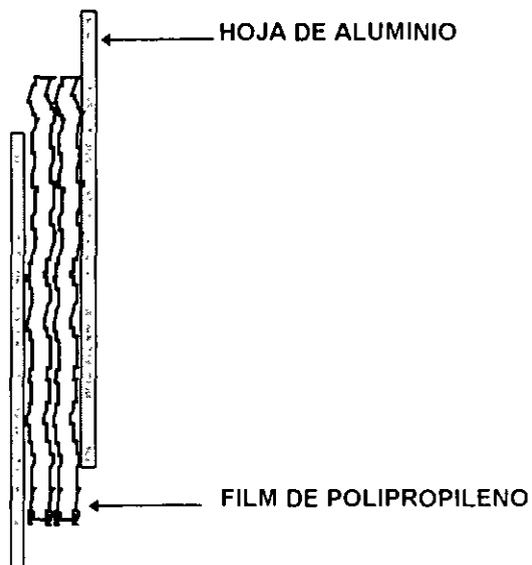


FIGURA 3

Aunado a este revolucionario cambio en la fabricación de capacitores, el aluminio utilizado para éste tipo de tecnología es un aluminio cortado con Laser , con un comportamiento eléctrico muy diferente al aluminio convencional que es cortado mecánicamente.

En un capacitor de potencia, la tensión aplicada en las terminales es dividida en los elementos individuales , de acuerdo al número de grupos serie, la tensión aparece a través del electrodo de aluminio, resultando un esfuerzo eléctrico en el material aislante, producido en el contorno del electrodo como se muestra en la figura 4.

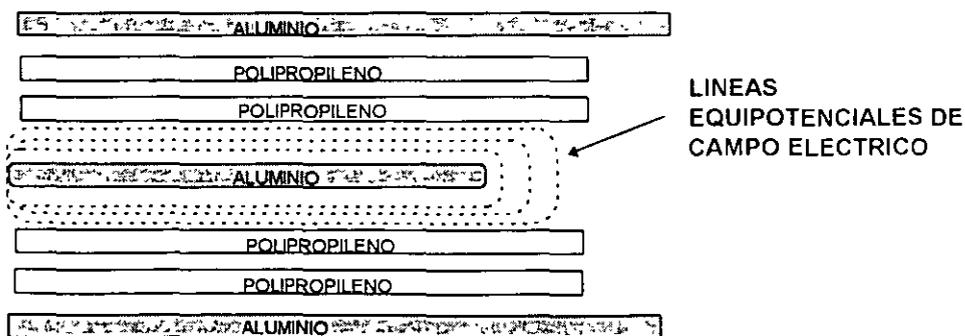


Figura 4

Esto provoca que cuando la tensión en el electrodo es máxima, un esfuerzo de tensión será alcanzado y una multitud de descargas parciales comenzaran a ocurrir a un nivel constante de tensión, esto es conocido como la tensión de inserción de descargas parciales (TID) del sistema dieléctrico. Los factores principales que influyen el nivel TID son: la capacidad del fluido dieléctrico y la geometría de borde de la hoja de aluminio.

Las Características de los bordes de los dos diferentes tipos de aluminio son mostrados en las fig. 5 y 6.

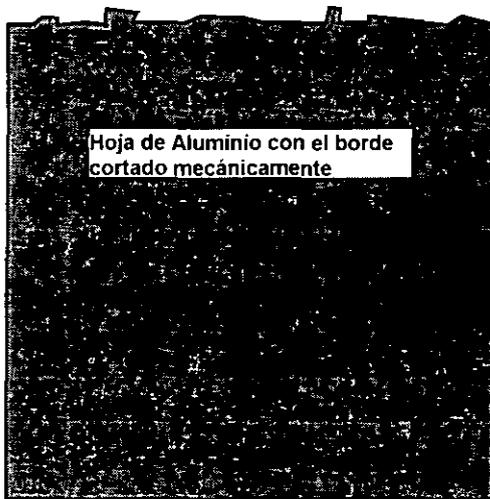


FIGURA 5

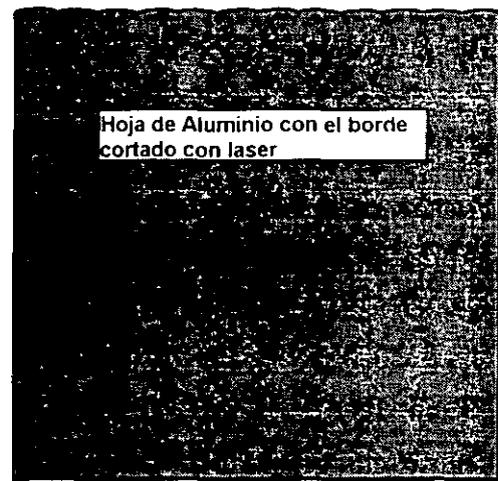
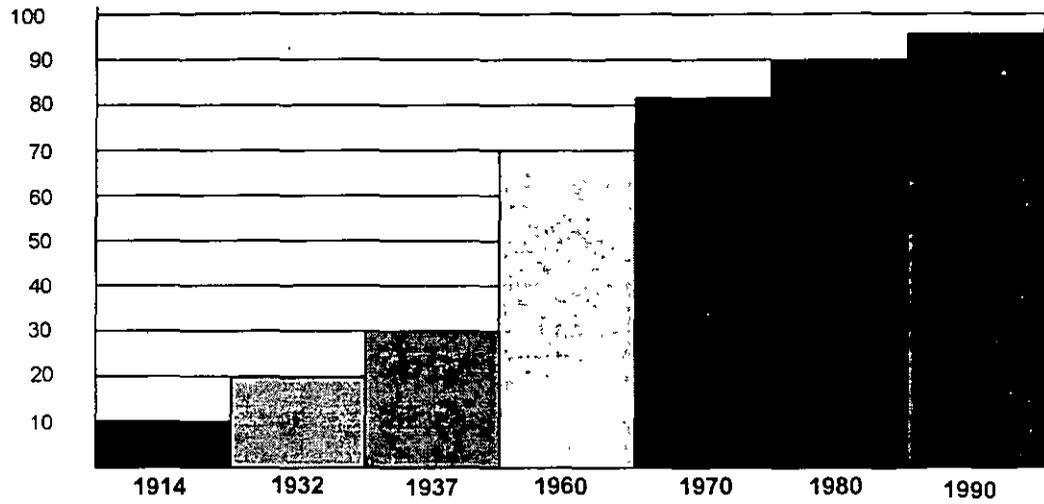


FIGURA 6

En resumen, las características más importantes de cada una de las diferentes etapas de el desarrollo técnico de los capacitores de potencia pueden observarse en las gráficas 1 y 2 y resumidas en los siguientes puntos:

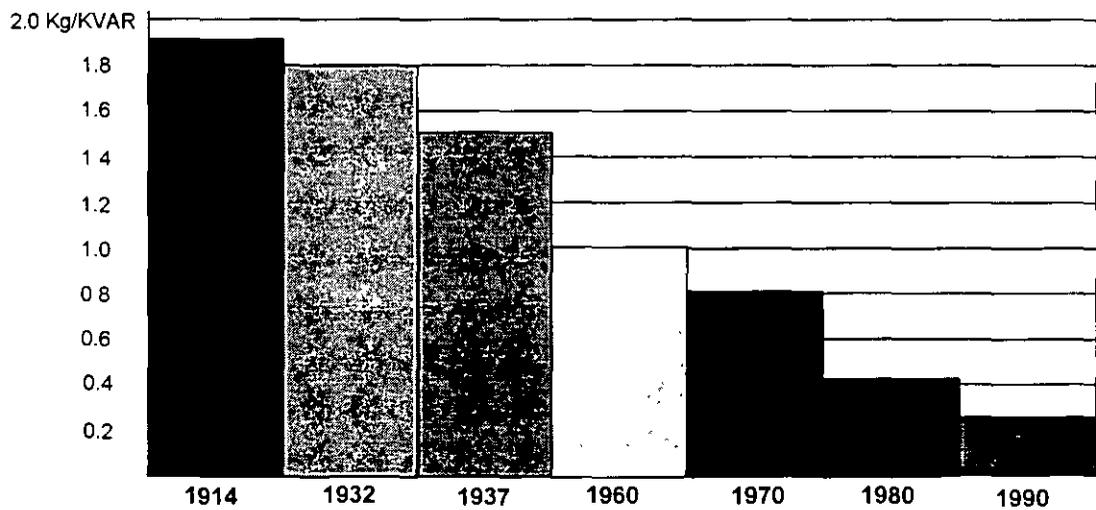
- Papel - Aceite Mineral - Aluminio
- Papel - Askarel - Aluminio
- Papel - Askarel - Aluminio (Servicio intemperie)
- Papel-Polipropileno - Askarel - Aluminio
- Papel-Polipropileno - Aceite Sintético - Aluminio
- All-Film - Aceite Sintético - Aluminio
- All-Film - Aceite Sintético - Aluminio Corte Laser

La Gráfica 1 nos muestra la evolución histórica del capacitor de potencia con respecto a su uso.



GRAFICA 1

La gráfica 2 nos muestra el avance tecnológico del capacitor de potencia desde su utilización en forma industrial.



GRAFICA 2

III.- CORRIENTES ACTIVAS Y CORRIENTES REACTIVAS.

IIIa.- Cargas Activas y Cargas Reactivas.

Las cargas activas toman corrientes que se encuentran en fase con la tensión, y por lo tanto la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, calor o en alguna otra forma de energía que no retorna directamente a la red eléctrica .

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran idealmente desfasadas 90° con respecto a la tensión aplicada y por lo tanto, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, si no que se almacena en forma de un campo eléctrico ó un campo magnético durante $1/4$ de ciclo y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al anterior.

Las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, los transformadores, lamparas fluorescentes, motores eléctricos, hornos de inducción etc. están compuestas tanto por una parte de carga reactiva como de una parte de carga activa, la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En las instalaciones industriales, la corriente reactiva total necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica de cualquier planta industrial es de carácter casi siempre inductivo, por consiguiente la corriente se encuentra 90° defasada de la tensión.

En la figura 7 se representa las magnitudes tanto vectorial como en su forma sinusoidal de un esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial.

La figura 8 representa un esquema eléctrico a partir de un generador "G".

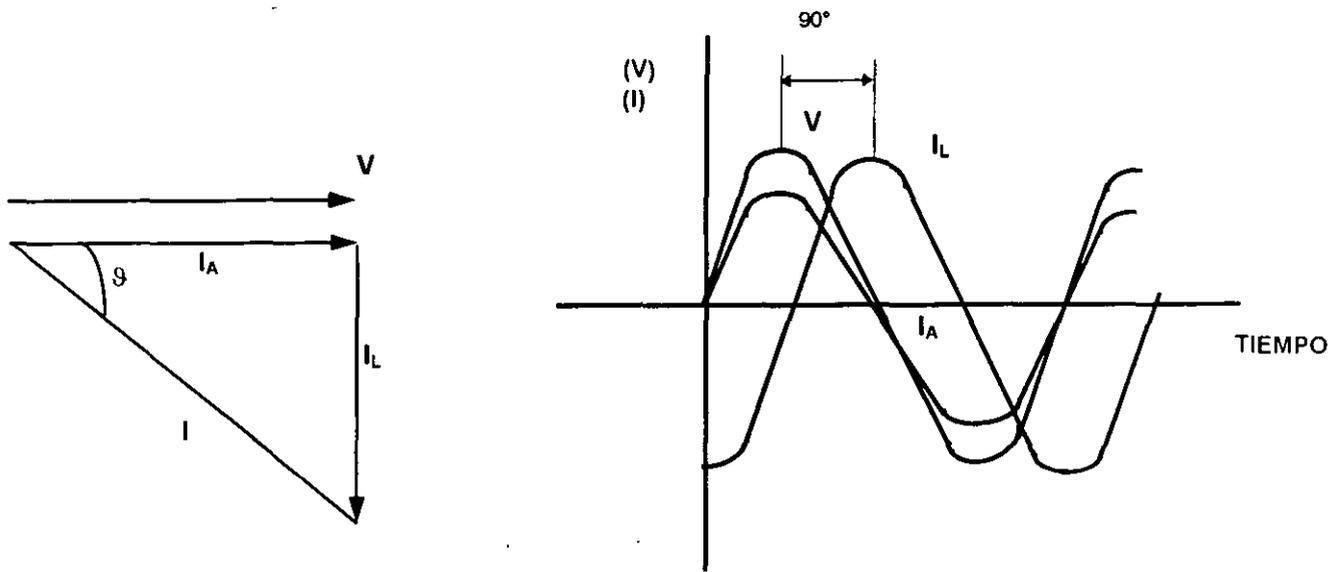


FIGURA 7

Representación de las magnitudes tanto vectorial como en su forma sinusoidal de un esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial.

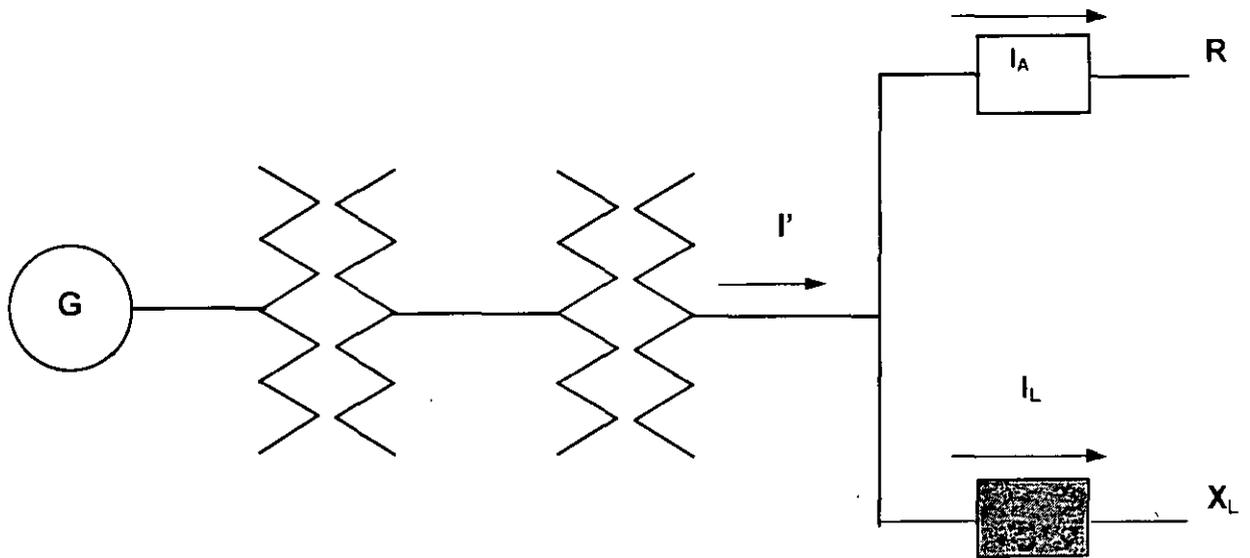


FIGURA 8

Esquema eléctrico a partir de un generador "G".

IIIb.- Factor de Potencia.

Muchos cargas en los modernos sistemas eléctricos de distribución son inductivos, algunos ejemplos de esto son los sistemas que incluyen: motores, transformadores, hornos de inducción etc. Las cargas inductivas necesitan un campo magnético para operar y por tanto requieren de dos tipos de potencia.

- Potencia activa (KW) : lleva a cabo el trabajo creando calor, luz, movimiento, arranque de máquinas etc.

- Potencia reactiva (KVAR) : crea el campo electromagnético.

La potencia activa consume watts y puede ser leída en un wattmetro , su lectura esta dada normalmente en KiloWatts (KW), La potencia reactiva no crea ningún tipo de trabajo pero circula entre el generador y la carga. La potencia reactiva es medida en KiloVolts Ampere Reactivos (KVAR).

La potencia activa y la potencia reactiva juntas hacen la potencia aparente, la potencia aparente es medida en KiloVolts Ampere (KVA) . El Triángulo de Potencias de la figura 9, es utilizado para ilustrar la relación entre KW, KVAR, y KVA.

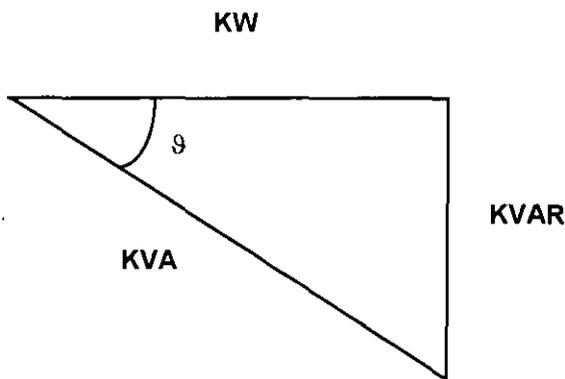


Figura 9 .- Triángulo de Potencias

Por lo tanto $\cos \theta = KW/KVA = F.P.$ a esta relación se le conoce con el nombre de:

“Factor de Potencia”

IIIc.- Fundamentos del Factor de Potencia.

El factor de potencia es la relación de la potencia activa y la potencia aparente, un factor de potencia elevado es un síntoma indicativo de la utilización eficiente de la potencia eléctrica, mientras que un bajo factor de potencia indica una pobre utilización.

Para determinar el factor de potencia (FP) dividimos la potencia activa (KW) entre la potencia aparente (KVA) en un sistema eléctrico de potencia lineal ó sinusoidal, y el resultado es referido al $\text{Cos } \Phi$

$$\text{F.P.} = \text{KW/KVA} = \text{Cos } \Phi$$

Por ejemplo supongamos un motor de un molino que opera con 100 KW y la potencia aparente medida y consumida fue de 125 KVA, con los datos anteriores se tendría un factor de potencia:

$$\text{Cos } \Phi = \text{KW/KVA} = 100/125 = 0.8$$

Nota: Un factor de potencia en un medio ambiente del sistema eléctrico no lineal no mantiene fiel la relación de las fórmulas presentadas, si estas no cuentan con filtros o bobinas de choque instaladas en los sistemas con generadores de armónicos.

En la relación de un triángulo de potencias se demuestra que los KVA decrecen en la medida en que los KVAR se reducen, por ejemplo en un sistema con un factor de potencia de 70 % ($\text{Cos } \Phi = 0.7$), se requieren 142 KVA para producir 100 KW, corrigiendo a 95% el factor de potencia se requiere únicamente 105 KVA para producir los mismos 100 KW a un valor de tensión constante.

En la figura 10 se muestra las relaciones anteriores referidas al triángulo de potencias.

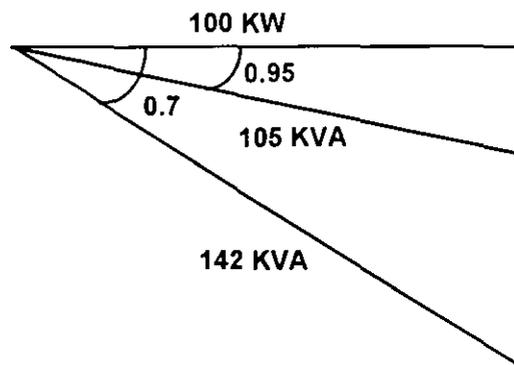
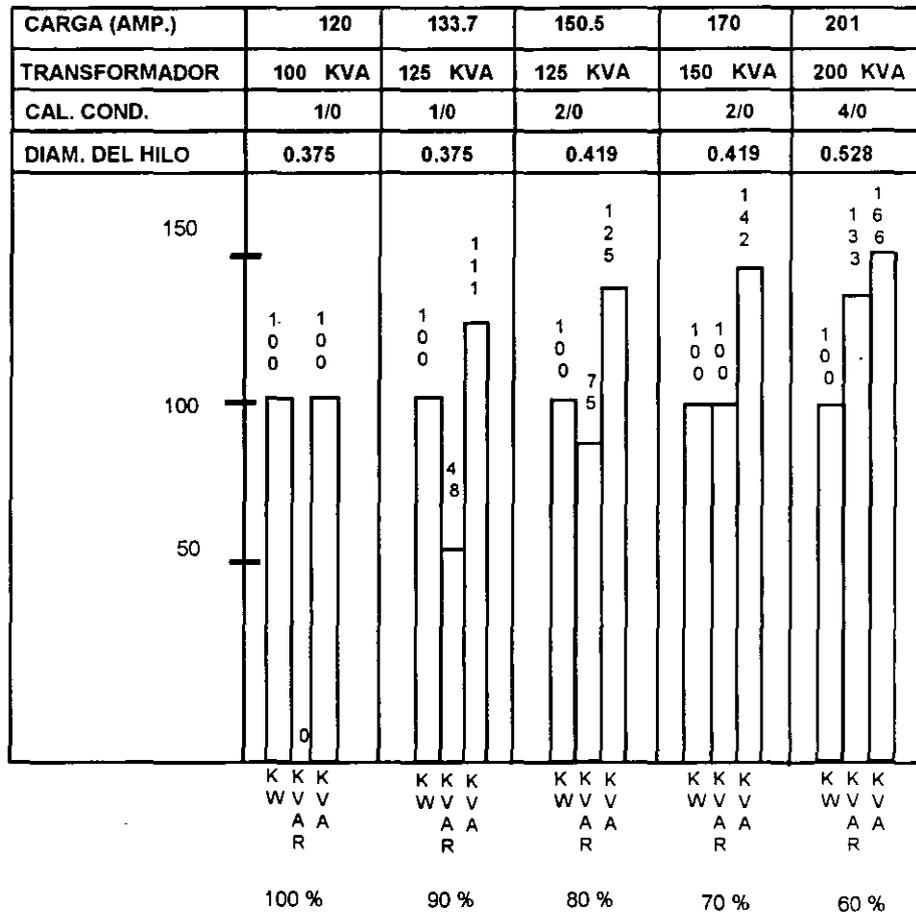


FIGURA 10

Como ejemplo en la tabla de la figura 11, se ilustran los efectos de varios factores de potencia en un sistema eléctrico con una demanda de 100 KW a 480 Volts.

Esta tabla muestra el tamaño del hilo requerido, en los sistemas con 100 % de factor de potencia se utiliza hilo No. 1/0. El mismo sistema con un 60 % de factor de potencia requiere un conductor de 4/0.



La comparación a escala de los dos diámetros de conductores se muestra en la fig. 12.



FIGURA 12

III d.- Como mejorar el Factor de potencia

Cuando la potencia aparente (KVA), es mayor que la potencia activa (KW), la línea deberá suministrar el exceso de corriente reactiva más la corriente activa. Los capacitores de potencia actúan como generadores de corriente reactiva, ello reduce la cantidad total de corriente que el sistema suministra a la línea.

Teóricamente, los capacitores deberían proveer solamente el 10% de las necesidades de la potencia reactiva, en los sistemas . En la práctica sin embargo, corregir el factor de potencia hasta un valor de 95% produce mas beneficios .

El Triángulo de potencias de la figura 13 muestra la potencia aparente demandada antes y después de agregar capacitores.

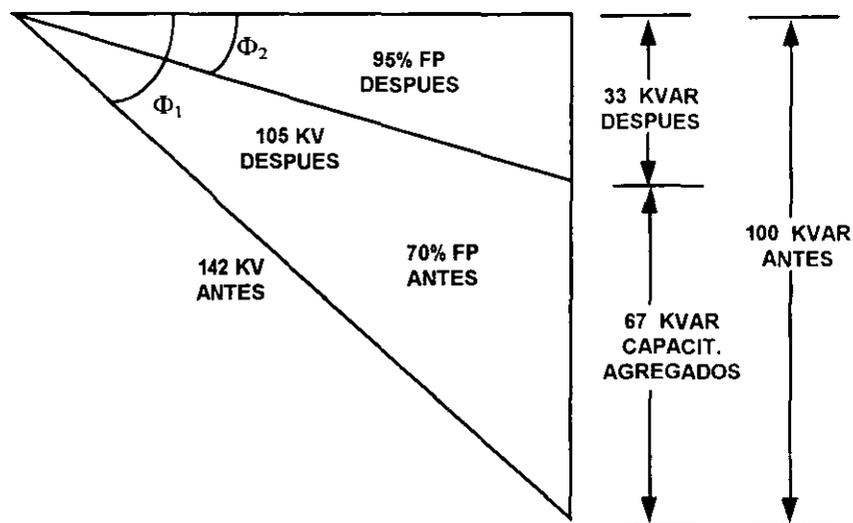


Figura 13

$$\text{Cos } \Phi_1 = 100/142 = 70\% \text{ FP}$$

$$\text{Cos } \Phi_2 = 100/105 = 95\% \text{ FP}$$

Por la instalación de capacitores de potencia se incrementa el factor de potencia a 95% la potencia aparente es reducida de 142 KVA a solo 105 KVA logrando una reducción de 35 %.

IIIe.- Beneficios al instalar capacitores de potencia.

Reducción en costos de consumo de electricidad

Incremento en la capacidad del sistema

Mejoras en la regulación de la tensión

Reducción en las pérdidas del sistema

Cuando los bancos de capacitores de potencia se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento de capacidad obtenido al pasar de un factor de potencia $\text{Cos } \Phi_1$ a un nuevo valor $\text{Cos } \Phi_2$, si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en KiloVolt-Ampere, el aumento de potencia activa puede calcularse según la expresión :

$$KW_1 - KW_2 = KVA (\text{Cos } \Phi_2 - \text{Cos } \Phi_1)$$

$$\Delta KW = 100 ((\text{Cos } \Phi_2 / \text{Cos } \Phi_1) - 1) \%$$

Además de los beneficios mencionados anteriormente la instalación de bancos de capacitores, produce también una reducción en las pérdidas producidas por efecto Joule, en los tramos de línea que van desde la generación hasta donde se encuentran instalados los bancos de capacitores.

Si llamamos "P" a las pérdidas y "R" a la resistencia ohmica total de una instalación tenemos que:

$$P = RI_A^2 + RI_L^2$$

Si $I^2 = I_A^2 + I_L^2$

entonces: $P = RI^2$

Suponiendo que la demanda activa así como la tensión no cambian cuando tenemos mas pérdidas P_1 con un $\text{Cos } \Phi_1$ y unas pérdidas P_2 con un $\text{Cos } \Phi_2$

$$I_1 \text{ Cos } \Phi_1 = I_2 \text{ Cos } \Phi_2$$

$$P_1 \text{ Cos}^2 \Phi_1 = P_2 \text{ Cos}^2 \Phi_2$$

Si $\Delta P = P_1 - P_2 / P \times 100$

Obtendremos finalmente :

$$\Delta P = 100 (1 - (\cos \Phi_1 / \cos \Phi_2)^2) \%$$

De acuerdo con lo anterior, puede comprobarse que el paso de un factor de potencia de 70% a uno de 85 % produce una disminución de pérdidas por valor de más de 30 %.

En la figura 14 representamos una línea de distribución que parte de un generador G y alimenta una carga Z .

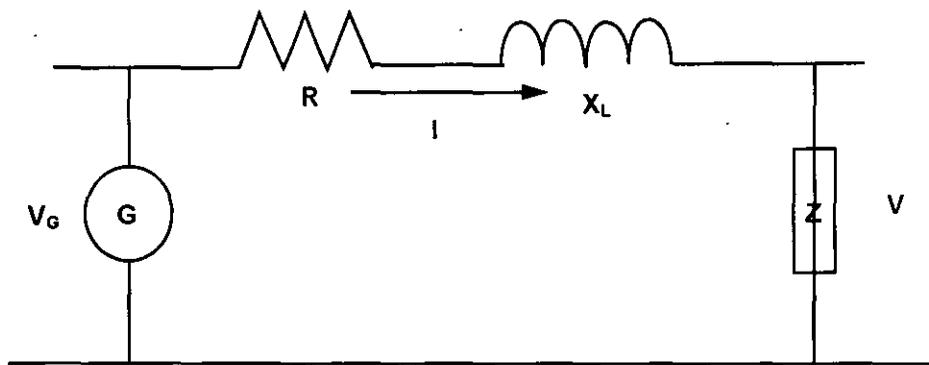


Figura 14

Si llamamos V_G a la tensión del Generador y V a la tensión de la carga Z e I a la corriente que circula por cada fase de la línea representada por R y X_L , podemos ver en el diagrama vectorial de la figura 15 que la caída de tensión total en la línea depende de dicha corriente que circula por R y X_L y por consiguiente la potencia demandada por Z .

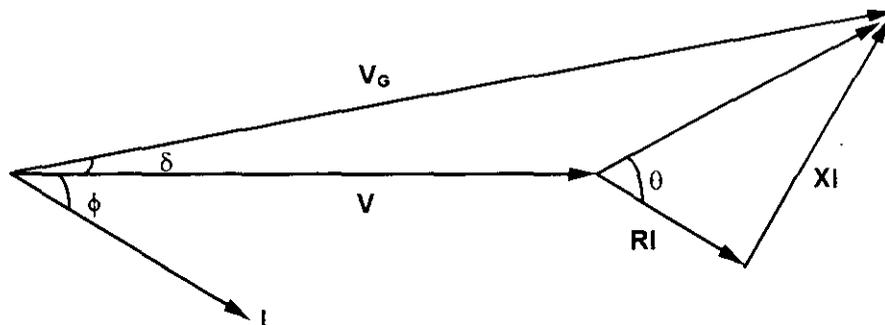


Figura 15. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z de la figura 14

Cuando la carga Z demanda más KW la corriente aumenta y por consiguiente si V_G permanece constante, V disminuye, la disminución incontrolada de la tensión V puede provocar grandes problemas en los centros de consumo.

Una forma económica de regular la tensión consiste en controlar el ángulo θ o bien el ángulo δ , instalando bancos de capacitores en los sistemas ya sea en :

a).- Compensación en la línea : disminuyendo q o sea la relación $Tg \theta = X/R$ la caída total de la línea disminuye y por consiguiente aumenta V .

b).- Compensación en la carga: disminuyendo δ o sea aumentando $\text{Cos } \delta$, V_G y V tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando la tensión V .

IV.- CAPACITOR DE POTENCIA PARA MEDIA Y ALTA TENSION.

IVa.- Definición: la definición del capacitor de potencia se puede enunciar como sigue:

Es un dispositivo que almacena energía en forma de un campo eléctrico, y su formula elemental de la capacitancia se define como :

$$C = k * A/e$$

Donde:

C : Capacitancia normalmente dada en Farads (F)

K: Constante dieléctrica que depende la naturaleza del material (adimensional)

A : Area de los electrodos m²

e : Espesor del dieléctrico normalmente dado en mm.

IVb.- Los componentes básicos

Los componentes básicos y más importantes que forman los capacitores de potencia utilizados en media tensión (3 000 V hasta 38 000 V) así como para la formación de bancos en alta tensión (52 000 V hasta 400 000 V) son los siguientes.

Electrodos

Dieléctrico

Impregnante

Conexiones internas

Recipiente

Aisladores

Resistencia de descarga.

IV_{b1}.- Electrodo:

Los electrodos están formados por hojas de aluminio con una pureza no menor al 99% y un espesor no mayor a 5 μm . Algunos fabricantes utilizan el aluminio cortado a laser para dar mayor calidad a su producto.

IV_{b2}.- Dieléctrico:

Los primeros films utilizados en capacitores, comenzaron a principios de los años 60's. La técnica de fabricación de los films era la misma que se utilizaba en la fabricación de films para embalaje, estos eran transparentes y con una superficie extremadamente lisa, esto dificultaba el trabajo en las máquinas bobinadoras, por la adherencia electrostática que se presentaba. Se inicio entonces la fabricación de los films con una superficie poco rugosa, lo cual le restaba transparencia al film pero permitía trabajar mucho mejor, en estos films era necesario utilizarlos en conjunto con papel Kraft, ya que resultaba imposible con solo el film hacer pasar el impregnante entre las capas.

Con la fabricación de polipropilenos con mayor rugosidad fue posible la fabricación de capacitores ALL-FILM. Las características físicas más importantes de los polipropilenos con respecto a su rugosidad están clasificadas en tres tipos, que dependen del grado de rugosidad en la superficie del polipropileno y que pueden ser medidas con un palpador con el cual podemos obtener la rugosidad media de los films Ra.

La variación en la rugosidad de los 3 films es la siguiente:

Film liso :	0.05 - 0.07 μm
Film poco rugoso:	0.10 - 0.15 μm
Film rugoso:	0.30 - 0.60 μm

Por ejemplo la rugosidad media del Film rugoso Ra = 0.45 μm .

Esta rugosidad es la que nos permite con mayor facilidad la penetración del líquido impregnante durante el proceso de impregnación de los actuales capacitores de potencia.

IV_{b3} .- Líquidos impregnantes:

La reposición y cambio de los impregnantes clorados (PCB'S) aproximadamente en los años 70's por las razones bien conocidas, fue el motor que impulso la investigación y desarrollo de los nuevos líquidos impregnantes de los actuales capacitores de potencia. Esta búsqueda de la nueva generación de líquidos impregnantes trata no solo de la sustitución del anterior, sino de encontrar un funcionamiento superior al logrado por sus antecesores los líquidos con (PCB'S).

Desde el punto de vista científico estos nuevos líquidos aparecieron con la capacidad de absorber los gases producidos por la aparición de descargas parciales que provocan la descomposición y pérdidas de propiedades de los impregnantes. A esta propiedad se le conoce con el nombre de "gas-absorbing", y es un parámetro esencial que influye directamente en el comportamiento del capacitor.

Los líquidos utilizados ahora, para la fabricación de capacitores ALL-FILM, tienen excelentes propiedades "gas-absorbing" inclusive a muy bajas temperaturas, estos líquidos tienen la característica de ser no polares, con una permitividad relativa un poco elevada, estas son dos ventajas desde el punto de vista capacitor ALL-FILM.

De los diferentes líquidos impregnantes comerciales, la mayor parte no polares son utilizados para la fabricación de capacitores de potencia, algunas marcas de las más comunes son:

PXE (Phenylxylethane) desarrollado en Japón.

CPE (Cumylphenylethane) utilizado en Japón (KIS1000)

MIPB(Monoisopropylbiphenyle)descubierto en USA (WEMCOL)

M/DBT(Mono-dibenzyltoluene)fabricado en Francia (Jarylec)

DTE (Ditolylether) Fabricado en Alemania

La siguiente tabla muestra la comparación de dos líquidos impregnantes, uno fabricado con PCB'S y otro de la nueva generación de líquidos para capacitores de potencia.

Nombre comercial:	Aroclor 1016	WEMCOL
Resistencia Dieléctrica:	35 KV/mm	60 KV/mm
Tgδ a 100°C :	0.01	0.002
Constante Dieléctrica:	3.1	2.7
Contenido de Cloro:	42 %	0 %
Solubilidad a el agua:	0.1	10
Viscosidad CS :	10	5
Biodegradación:	NO	SI

IV_{b4}.- Conexiones internas:

Las conexiones internas de los modernos capacitores ALL-FILM se realiza de dos formas. Una primera que tiene muchos años de utilizarse y consiste en colocar pequeñas laminillas de cobre estañado llamados Taps, sobre los electrodos de aluminio y que permite realizar las conexiones serie-paralelo para formar un capacitor de potencia. Esto tiene el inconveniente de cuidar el manejo mecánico a las bobinas, ya que cualquier movimiento en estos taps provocarían daños al aluminio, otro inconveniente desde el punto de vista diseño, es el área de contacto entre los electrodos y las terminales ya que esta limitado a el área que abarca el tap, que normalmente es de unos cuantos milímetros, provocando con esto mayores pérdidas en el capacitor.

La segunda es la forma más moderna de interconexión serie-paralelo de los elementos es la de la conexión directa entre los electrodos por medio de clips , el cual permite tener una segura fijación mecánica y reducir las pérdidas interconectando directamente los electrodos. Las principales características de estos clips son:

Cobre estañado ó acero estañado	
Capacidad de corto circuito	70 In
Capacidad de operación hasta	150 °C
Soporte a choques térmicos	-40 °C a 200 °C
Fuerza de apertura	20 Kg f
Corriente nominal de utilización	6 Amp.

IV_{b5}.- Recipiente:

Los capacitores modernos utilizan actualmente acero inoxidable en sus recipientes, este recipiente es protegido por una base de primer y pintado con pintura epóxica color gris ASA 70 resistente a la corrosión. Las características eléctricas del capacitor así como las características mecánicas del bote nos definen la curva de ruptura del bote. Una buena selección del material para la fabricación del bote permite realizar una buena coordinación para la protección individual de los capacitores.

IV_{b6}.- Aisladores:

Los aisladores utilizados para interconectar la parte interna y externa de los capacitores son generalmente de porcelana, con herrajes de acero inoxidable y latón. Deben cumplir con los requerimientos de las normas americanas ASNI IEEE e internacionales IEC así como la normatividad de cada región.

Los niveles básicos de aislamiento al impulso, normalmente utilizados en cada unidad capacitiva son desde 30 KV hasta 200 KV y con distancias de fuga que van desde 50 mm hasta 700 mm .

IV_{b7}- Resistencia de descarga:

La resistencia de descarga es uno de los elementos de seguridad más importante en el capacitor, ya que permite al capacitor descargarse en un tiempo razonable de manera tal que si su desconexión coincide con su valor máximo de carga, éste se descargara a través de dicha resistencia. Permitiendo de esta manera realizar las maniobras necesarias sobre dicho capacitor , sin correr el riesgo de sufrir alguna descarga, que dependiendo de la magnitud podría ser mortal.

El tiempo definido para que el capacitor una vez desenergizado pueda ser tocado, depende de la norma ó especificación con la que es fabricado y varía desde aproximadamente 3 minutos hasta un tiempo máximo de 5 minutos, en ambos casos la tensión residual del capacitor no debe ser mayor a 50 Volts.

Las características más importantes de la resistencia de descarga en la mayoría de los fabricantes son:

Película de carbón

Recubrimiento resistente al líquidos impregnantes

Tolerancia máxima y mínima 2%

Temperatura de operación sin variación en su valor hasta 100 °C

En la figura 16 se muestra un dibujo de un corte de un capacitor de potencia muy común en el mercado. Aunque existen capacitores que cuentan con protección interna a los cuales se les conoce como " Capacitor con fusibles internos".

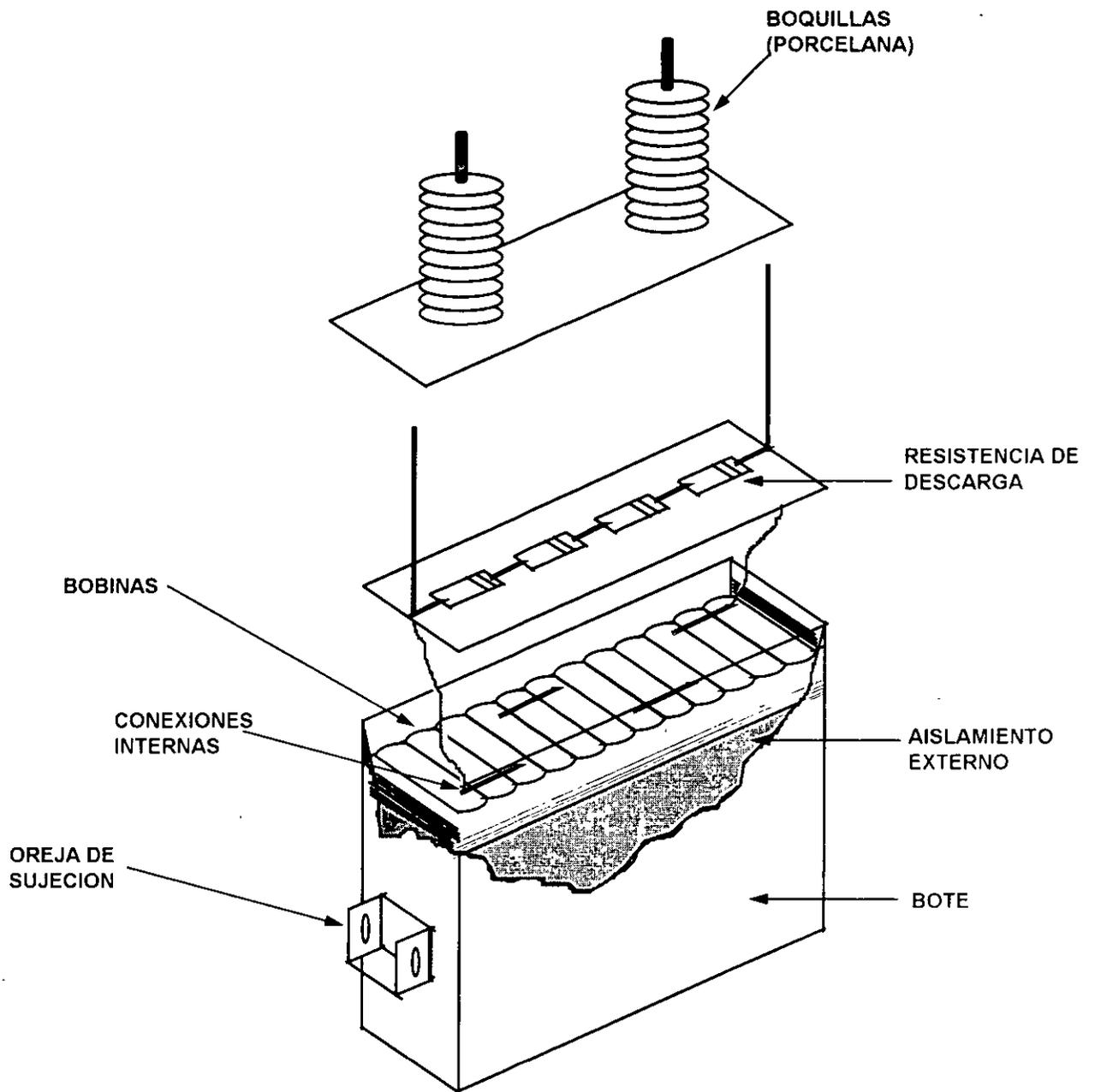
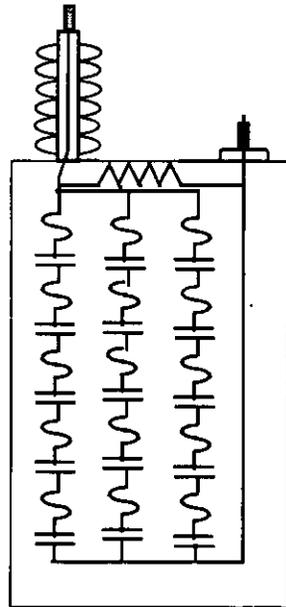


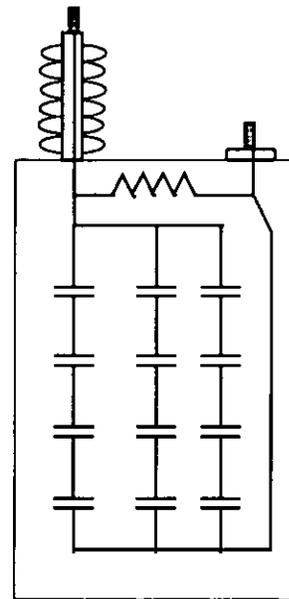
Figura 16.- Corte de un capacitor de potencia con sus componentes más importantes.

IV_c.- El Capacitor con Fusibles Internos .-

Consiste de un paquete individual el cual tiene conectado fusibles en serie con cada bobina . La figura 17 ilustra de una manera general los dos tipos de sistemas.

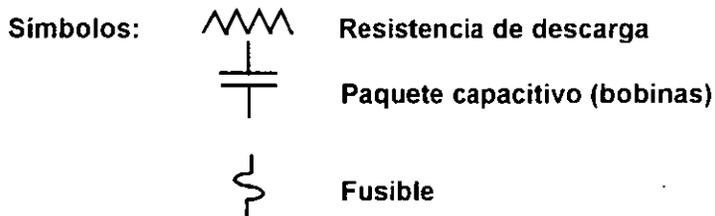


Diseño con fusibles internos



Diseño para fusibles externos

FIGURA 17



De la fig. anterior el modo de falla de un paquete de capacitor con fusible interno es descrito comparándolo con una falla de fusible externo.

Descripción de falla con fusibles externos.

Para un capacitor All-Film en el caso de un bobina interna fallada las laminas conductoras son soldadas junto al punto de falla donde se forma el arco. El arco es extinguido muy rápidamente por el corto circuito del paquete, y una pequeña formación de gas produce una presión mayor en el interior del tanque. El paquete fallado cortocircuita a los paquetes adyacentes conectados en serie o paralelo a este, la tensión en la unidad capacitiva deberá ser redistribuida proporcionalmente a través de los grupos series no fallados, la corriente a través del capacitor se incrementara proporcionalmente, y después un suficiente número de grupos series tendera a fallar, el fusible externo operara al incrementarse la corriente , removiendo esta unidad de servicio.

Sistema con fusibles internos en el capacitor.

Una falla ocurre cuando se presenta una ruptura del film , la hojas conductoras son soldadas junto al punto de falla producida por el arco, esto da como resultado , una descarga de los paquetes conectados en paralelo al paquete fallado y un incremento en la corriente a través del fusible conectado en serie al paquete fallado. La combinación de los efectos producidos por el incremento de corriente y descarga en paralelo de las bobinas permite la fusión del fusible conectado en serie a cada bobina.

El mismo problema de la energía de descarga en paralelo puede ocurrir en los capacitores protegidos por fusibles externos, sin embargo para un capacitor con fusible externo, la energía de descarga de las unidades conectadas en paralelo del banco al capacitor fallado es descargado a través del fusible dañado (que es externo al capacitor) , por lo tanto no ocurren arcos en el fluido dieléctrico, y siempre la mayoría de la energía almacenada en el sistema es disipada en el fusible, teniendo solamente el cuidado de no sobrepasar la capacidad de disipación de energía de los fusibles y efectuar una adecuada coordinación utilizando las curvas de fusión de los fusibles, y la curva de ruptura del bote, que debe ser proporcionada por el fabricante de capacitores. Cuando se diseña un banco esto es uno de los puntos más importantes a tomar en cuenta, con el fin de asegurar una buena protección al banco de capacitores y los equipos periféricos.

En un capacitor con fusibles internos existe una analogía en la forma de disipación de la energía almacenada de las bobinas en paralelo y que es disipada en el fusible del paquete fallado, solo que este se encuentra dentro del capacitor y esta energía se queda dentro del mismo.

V.- DESARROLLO DEL CAPACITOR DE POTENCIA "ALL-FILM" , EVALUACION Y EXPERIENCIA EN CAMPO.

V_a.- Introducción:

La experiencia en la utilización de capacitores con dieléctrico "mixto" constituye una referencia para el nivel de calidad a tomar en cuenta en la nueva técnica de fabricación con "ALL-FILM".

El desarrollo de la Tecnología "ALL-FILM" esta fundada básicamente en dos componentes: Films de Polipropileno e impregnantes sintéticos no clorados, que recientemente han tenido avances muy notables . La interacción de estos dos componentes, es la base para el diseño y fabricación de los nuevos capacitores de potencia.

V_b.- Experiencia en el uso de capacitores con dieléctrico mixto.

El papel en los capacitores con dieléctrico mixto es responsable de más de la mitad de las pérdidas, también limita el gradiente nominal de trabajo debido a su valor en rigidez dieléctrica. Su eliminación permite reducir la pérdidas hasta 0.1 W/KVAR y gracias al aumento en el gradiente de voltaje medio también es posible reducir el peso y volumen de los aparatos.

La introducción de la tecnología "ALL-FILM" vino acompañada de una continua evolución en el diseño de los capacitores de potencia : Todo papel (papel Kraft impregnado) , mixto (papel Kraft-Poliprpileno impregnado) y "ALL-FILM" (polipropileno impregnado) que permitieron un progreso muy importante en el funcionamiento, reducción de pérdidas, volumen y costo en los capacitores de potencia.

Paralelamente, esta evolución es acompañada de un avance importante en el estudio de la confiabilidad de los nuevos capacitores, y que constituye un excelente criterio para el desarrollo de la nueva tecnología "ALL-FILM".

Tomaremos como referencia un estudio de la experiencia obtenida por la EDF (Electricidad de Francia).

La EDF instaló capacitores con dieléctrico mixto en sus líneas desde 1970. En la Figura 18 se muestra la evolución del los lotes instalados desde esta fecha. La gran mayoría de aparatos esta formada por capacitores de 100 KVAR impregnados con PCB's , sin embargo, el aprovisionamiento de este tipo de aparatos, es prácticamente detenido en 1981. Desde 1978 los impregnantes sin PCB's son utilizados y esto ayudo a resolver el problema de contaminación producida por los impregnantes con PCB's.

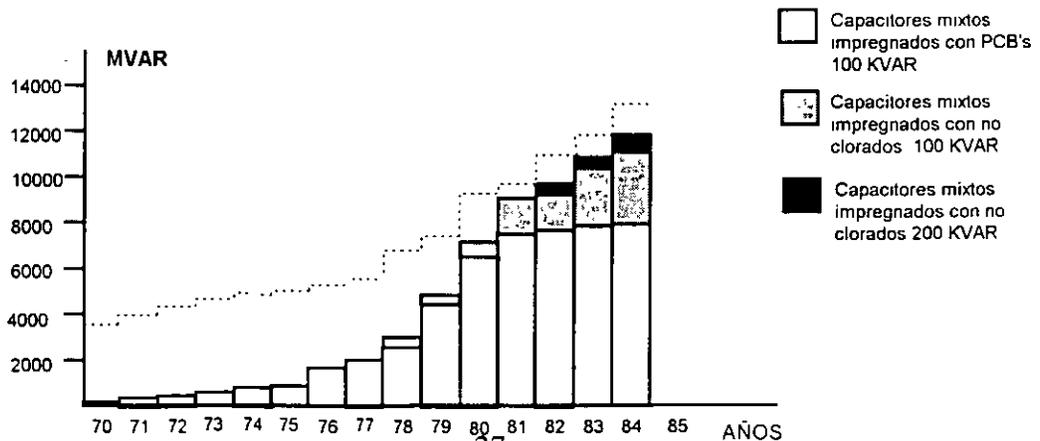


FIGURA 18

V_{b1}- Estadística de incidentes en operación.

El registro de incidentes en operación, permitió establecer una estadística de fallas en los aparatos. La figura 19 nos muestra el porcentaje de fallas internas por año, observada sobre el total de aparatos en funcionamiento, el valor es dado por año, y este es determinado como el número de averías ocurridas, dividida entre el número de aparatos en servicio.

Solamente las averías internas ocurridas al aparato fueron tomadas en cuenta.

Una evolución desfavorable de estas estadísticas fueron observadas a inicios de los años 70's , el análisis para determinar los mecanismos que puedan afectar la vida útil de los aparatos conducen a introducir el ensayo de aguante, a fin de garantizar en el futuro su buen funcionamiento.

Para el capacitor con dieléctrico mixto, el ensayo se compone básicamente de :

- Un ensayo de envejecimiento acelerado de 5000 hrs a 1.4 veces la tensión nominal del capacitor con una temperatura ambiente de 40 °C , las pérdidas a esta tensión conducen a una temperatura en el seno del dieléctrico de aprox. 80 °C.
- Un ensayo de sobretensión sostenida de 2.25 veces la tensión nominal a frecuencia industrial , con una temperatura en el dieléctrico de aprox. -25 °C.

La introducción de estos ensayos en el procedimiento de calificación antes de la instalación de todos los aparatos en las líneas, se tradujo en un mejor funcionamiento en las estadísticas de incidentes, como se muestra en la Figura 19.

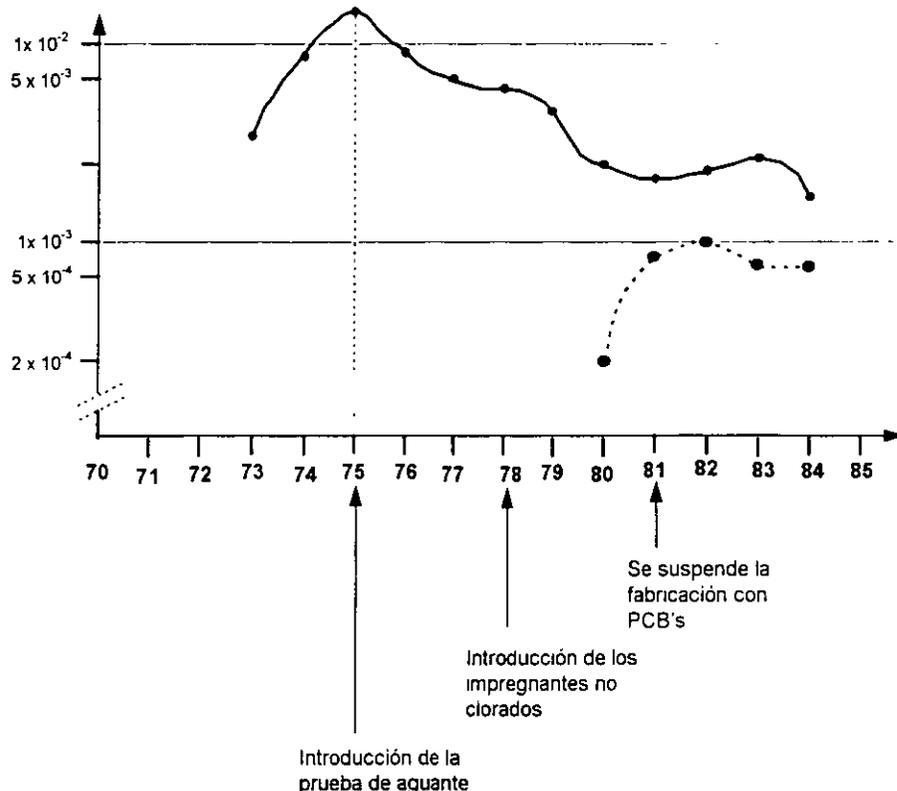


FIGURA 19

En la Figura anterior podemos ver también que los capacitores con impregnantes no clorados presentan globalmente una confiabilidad en el funcionamiento netamente superior al observado en los aparatos de generaciones anteriores. Durante 4 años de funcionamiento, el porcentaje de fallas comprobado fue de 8×10^{-4} fallas por unidad por año

Vc.- Ensayos de Evaluación Técnica de los Capacitores "ALL-FILM".

Con el fin de evaluar el comportamiento de la nueva técnica "ALL-FILM" por la referencia en la experiencia del funcionamiento de los aparatos mixtos, EDF realizó dos ensayos idénticos o derivados de estos, sobre ensambles de modelos de aparatos de diferentes construcciones, todos fabricados con la nueva tecnología "ALL-FILM".

Como principales características de estas muestras se tienen los siguientes valores:

La tensión por elemento varía desde 1450 Volts hasta 2320 Volts y los gradientes de trabajo varían de $46 \text{ V}/\mu\text{m}$ hasta $60 \text{ V}/\mu\text{m}$. Diferentes tipos de films (rugosos por un solo lado, rugoso en ambos lados etc.), de aluminios (lisos y corrugados), así como diferentes tipos de impregnantes que representan a los principales fabricantes actuales. Un total de casi 100 aparatos de 10 construcciones diferentes fueron ensayados.

Independientemente de las mediciones de las características de estos aparatos ó de sus componentes, los ensayos mas significativos para evaluar su límite de funcionamiento y de aguante son los ensayos de sobre tensión sostenida y el ensayo de envejecimiento acelerado.

Ensayo de sobre tensión sostenida

Las modalidades de los ensayos aplicados son idénticos a los mencionados para el diseño mixto, en la práctica este ensayo conserva la misma validez que para los capacitores mixtos y revela el mismo tipo de problema.

En general cuando ocurre una falla del aparato ensayado, la ruptura se produce en la zona de mayor esfuerzo dieléctrico, que es el borde del electrodo de aluminio.

Ensayo de envejecimiento acelerado.

En este ensayo, se registro el tiempo de duración antes de la falla del aparato a 1.4 veces la tensión nominal del capacitor en un ambiente caliente, se pudo observar una buena correlación entre los resultados de este ensayo con el ensayo de los capacitores mixtos y la estadística de incidentes durante la operación.

Este ensayo se efectuó de manera similar que los capacitores con dieléctrico mixto es decir en un ambiente de 40°C y después a una temperatura superior, regulada de tal manera que la temperatura del contenedor alcance 75°C , ésta última condición es tomada en cuenta por dos razones:

- Buscar una reducción en la duración del ensayo
- Obtener en el seno del dieléctrico una temperatura próxima a 80°C , misma que se alcanzo en el diseño mixto con una temperatura ambiente de 40°C , permitiendo comparar más directamente el aguante de los dos dieléctricos.

El análisis de los resultados del ensayo se resume en dos categorías:

La primera categoría de aparato, hace aparecer una disminución en las características de rigidez dieléctrica o una ruptura, después de una duración de horas mas o menos larga (muy aleatoria) en el ensayo a 40 °C. Y rompiendo rápidamente en el ensayo a 75°C.

Un total de cerca de cuarenta aparatos de esta categoría ensayada, dio como resultado una duración de entre 1500 y 13000 hrs a una temperatura de 40 °C y entre 24 y 2000 hrs a 75 °C

Para todos los ensayos, esta experiencia permitió distinguir dos casos de rupturas : las rupturas en el interior de la bobina y las rupturas presentadas en el borde del electrodo de aluminio.

Se comprobó en particular que los aparatos que soportaron más, presentan una concentración de epoxido en el líquido dieléctrico buena, esto se presento en el primer caso. En el otro la rigidez dieléctrica de las bobinas presentaron una fuerte dispersión. Esto confirmo los resultados obtenidos en el laboratorio concerniente a la influencia de aditivos en el epoxido. La duración antes de la ruptura es casi siempre mas corta cuando el gradiente de tensión nominal es más elevado, sin que la influencia de este parámetro tomado del aislamiento sea realmente muy sensible.

La segunda categoría, los modelos ensayados no revelan indicios de ruptura ni disminución en sus características de rigidez dieléctrica, tanto en el ensayo a 40 °C como en el de 75°C.

Como síntesis de los resultados del ensayo de aguante a 1.4 veces la tensión nominal y a una temperatura elevada, se determina que la temperatura es un parámetro muy sensible en el caso particular de capacitores fabricados con "ALL-FILM". Esto revela en la mayoría de los diferentes casos de construcción un envejecimiento del dieléctrico particularmente sensible a la temperatura, éste tipo de envejecimiento no es puesto en evidencia en capacitores con dieléctrico mixto, Sin embargo el valor elevado de la temperatura de ensayo puede levantar ciertas preguntas sobre su representatividad con respecto a su comportamiento de funcionamiento real, ya que en la realidad debido a las bajas pérdidas, la elevada temperatura interna de ensayo es casi imposible alcanzarla.

Sea lo que sea, los buenos resultados adquiridos sobre un número significativo de modelos, permiten constatar que un buen dominio de la concepción y fabricación pueden dar a la técnica del dieléctrico "ALL-FILM" un buen nivel de calidad y de fiabilidad , al menos como el de el dieléctrico mixto.

La introducción de la tecnología con dieléctrico "ALL-FILM" en los capacitores de potencia permiten un aumento muy sensible del funcionamiento en relación al dieléctrico mixto.

- **Reducción considerable en las pérdidas**
- **Aumento en la potencia masica y volumétrica , permitiendo con esto la fabricación costeable de aparatos de gran potencia inclusive con fusibles internos.**

Este progreso esta fundado en el desarrollo de componentes como Films e impregnantes así como en la fabricación de hojas de aluminio con alta tecnología, además de que exista una buena adaptación de estos componentes y una buena relación físico química de los mismos.

VI.- BANCOS DE CAPACITORES

VI.- Tipos de Bancos de Capacitores.

La simplicidad en la aplicación de los capacitores para los sistemas de transmisión y distribución hace posible hacer tres tipos básicos de diseños en los bancos de capacitores.

VI.- Banco de Capacitores para montaje en poste.

La aplicación más eficiente de los capacitores de potencia, es conectarlos cerca de la carga. Los bancos de capacitores montados en los postes, proveen una instalación que puede ser localizada cerca de la carga en los sistemas de distribución, estos bancos pueden ser fijos o desconectables, además de poder contar con un control automático de operación, dependiendo de las necesidades del sistema.

Normalmente los rangos mas comunes en los ensambles de los bancos de capacitores para montaje en poste son de 150 KVAR hasta 2400 KVAR, aunque los nuevos diseños con menos volumen permiten incrementar la potencia. Estos bancos son posibles hasta una tensión de 34.5 KV.

La forma más general de protegerlos es proveerlos con una protección por sobrecorriente, para este caso fusibles de potencia limitadores de corriente son utilizados.

La figura 20 Y 21 siguientes nos muestra los dos diseños básicos de bancos de capacitores para montaje en poste.

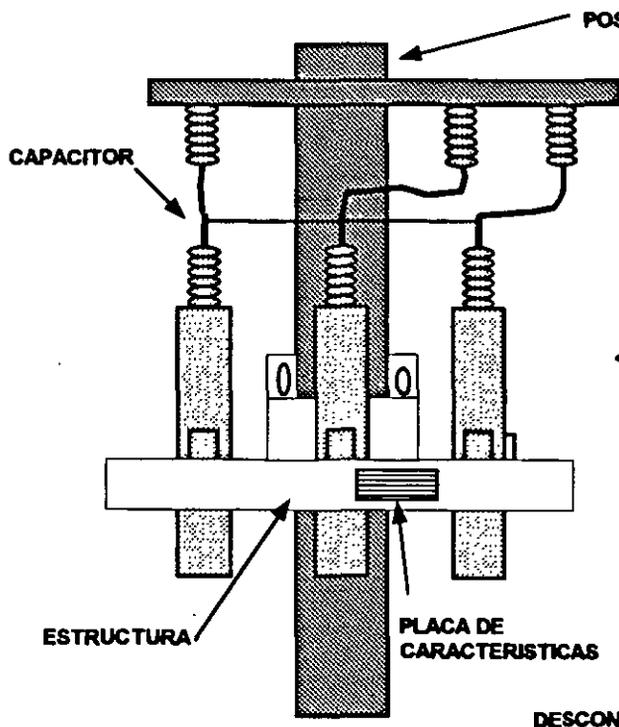


FIGURA 20.- BANCO DE CAPACITORES "POSTE FIJO"

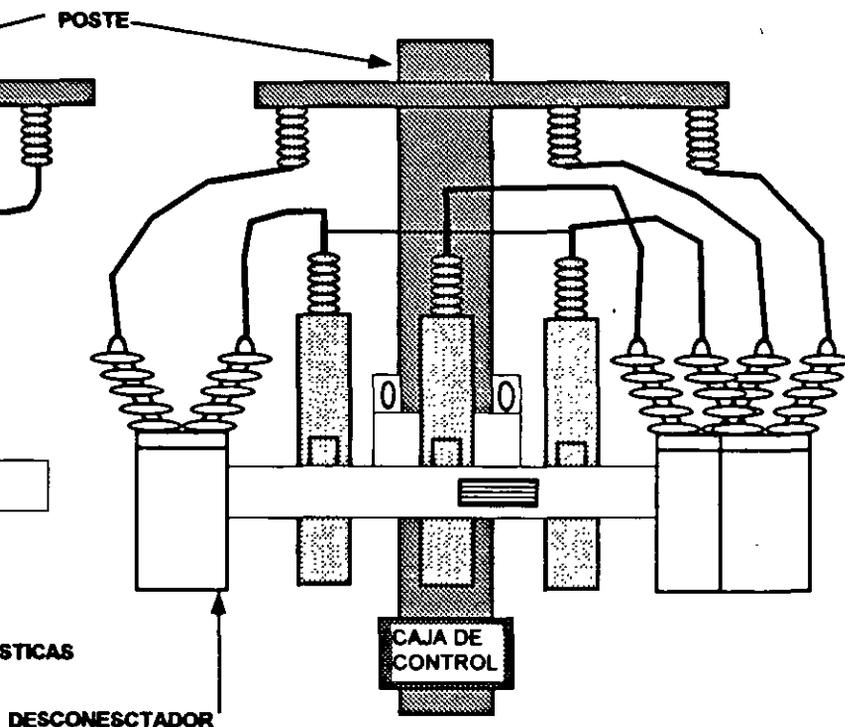


FIGURA 21.- BANCO DE CAPACITORES "POSTE DESCONECTABLE"

VI.2.- Bancos de Capacitores Subestación Montados en Bastidores Abiertos

Los bancos de capacitores subestación montados en bastidores metálicos abiertos, son utilizados para proveer grandes cantidades de KVAR divididas en bloques, en los sistemas de transmisión y distribución y para tensiones de hasta 765 KV. Esto es posible gracias a la conexión de grupos de capacitores conectados en serie, que permiten conectarse en cualquier sistema de tensión. Cada capacitor es individualmente protegido por un fusible tipo expulsión o en algunos casos con fusibles limitadores de corriente.

Las unidades capacitivas pueden ser montadas en los bastidores tanto horizontal como verticalmente en estructuras de aluminio o fierro galvanizado.

Los bancos de capacitores subestación pueden ser suministrados con un esquema de protección por desbalance y con equipo de interrupción. Pueden ser controlados automáticamente en uno o varios pasos dependiendo de las necesidades del sistema. También pueden ser controlados por medio de tiristores de potencia. Esta última aplicación para el diseño de un banco es conocido con el nombre de Compensador Estático de Vars.

La figura 22. nos muestra un arreglo de banco de capacitores subestación típico.

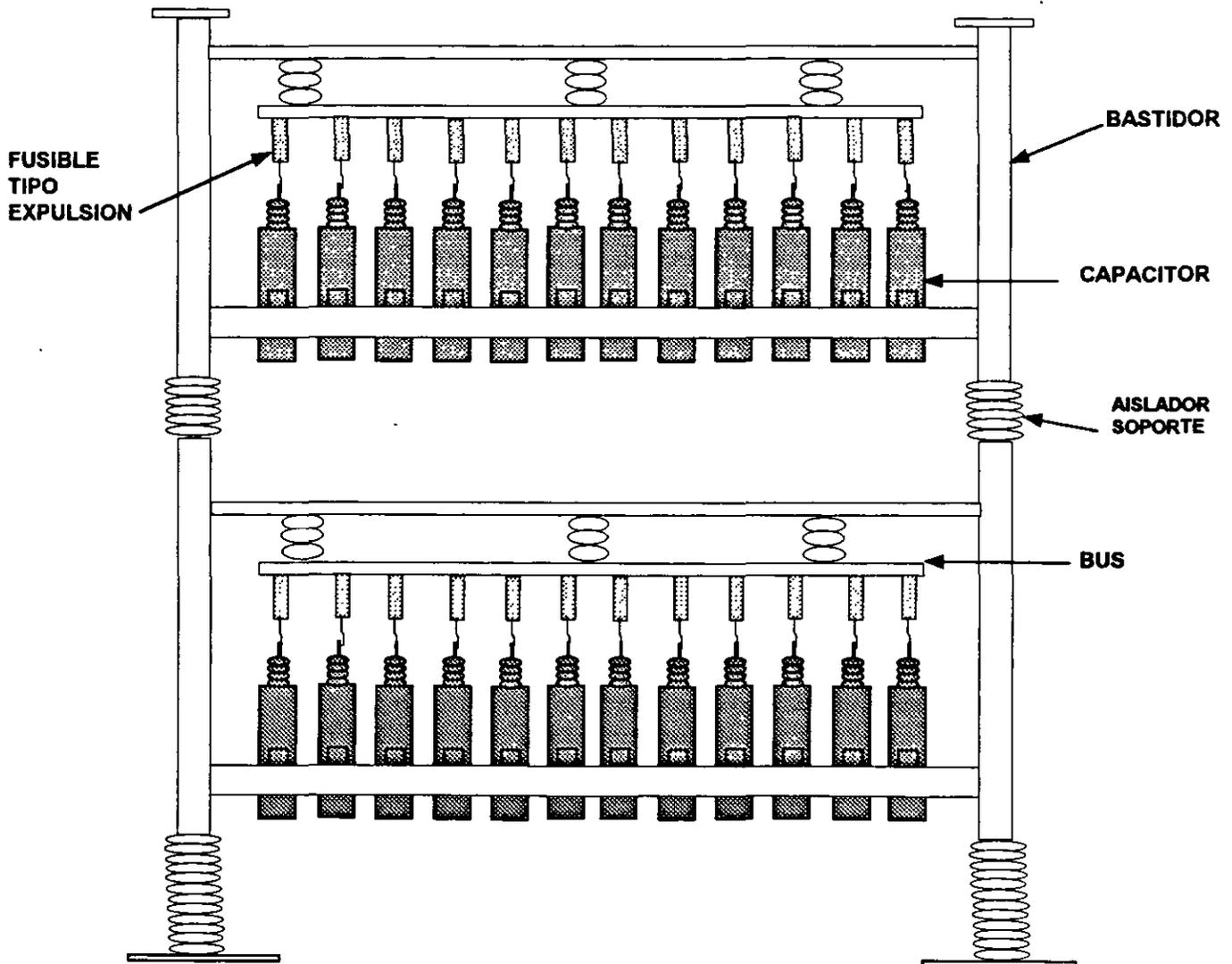


FIGURA 22.- BANCO DE CAPACITORES TIPO SUBESTACION

VI₃₃.- Bancos de capacitores subestación en gabinete metálico

Los bancos de capacitores en gabinete metálico son utilizados para aplicaciones de mediana potencia en KVAR en los sistemas de distribución. La tensión máxima de servicio es hasta 34.5 KV . Estos bancos son completamente cerrados en el gabinete y son utilizados donde las condiciones de espacio y seguridad son limitadas.

Los capacitores son individualmente protegidos por fusibles limitadores de corriente para una máxima protección y todos los accesos de las puertas cuentan con microinterruptores que se accionan con solo abrir las puertas del gabinete, y a su vez operan el interruptor o desconectador del banco.

Un sistema de puesta a tierra del banco con operación externa deberá ser acondicionado a todos los bancos de capacitores que cuenten con un gabinete metálico.

El diseño del gabinete puede permitir expandirse de manera tal que se puedan agregar compartimientos conteniendo capacitores e interruptores o desconectores etc .

La figura 23 siguiente nos muestra un gabinete típico que contiene capacitores.

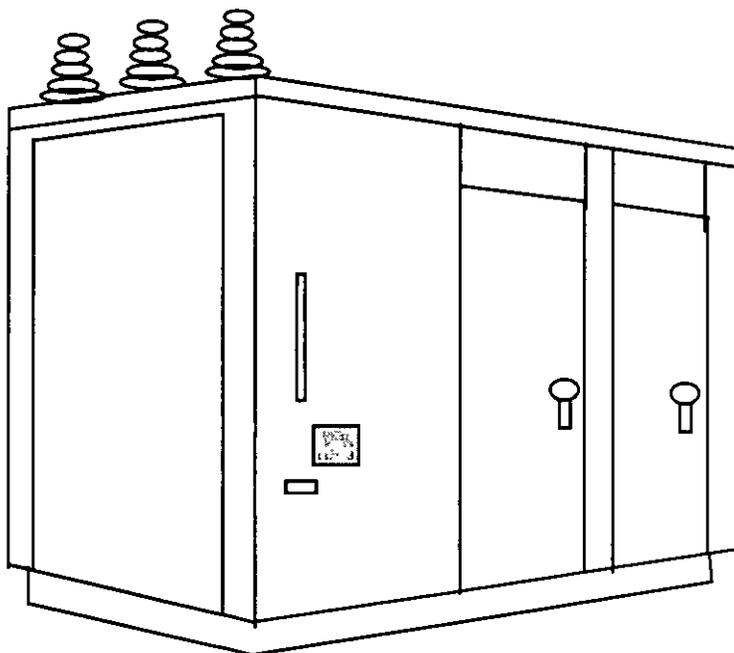


FIGURA 23.- BANCO DE CAPACITORES EN GABINETE CERRADO

V_{ib}.- Diseño de bancos de capacitores para uso exterior

El diseño de los bancos de capacitores para uso exterior es complicado por que depende básicamente del tamaño, del arreglo de la conexión , del tamaño de las unidades capacitivas etc. En pequeños bancos de capacitores el arreglo es relativamente sencillo por que el numero de unidades normalmente es limitado a 3, mientras que los grandes bancos de capacitores son de un número teóricamente infinito.

De forma general daremos una serie de pasos que permiten darse una idea de como se pueden formar los bancos de capacitores.

Paso 1 Determinar el tipo de conexión eléctrica : Delta, Estrella simple, doble estrella en ambos casos existen las modalidades de aterrizarlas o dejar el neutro flotante.

Paso 2 Determinar la potencia en KVAR y la tensión de línea a línea

Paso 3 Determinar la tensión de cada unidad capacitiva, de preferencia tomar como referencia los valores estandarizados en alguna norma o especificación.

Paso 4 Calcular el número de unidades capacitivas por grupos serie por fase

Paso 5 Calcular el numero de unidades capacitivas por grupo serie y los KVAR de cada unidad.

Paso 6 Seleccionar el bastidor (estructura) consistente con la unidad capacitiva y el tipo de montaje del capacitor (vertical u horizontal).

Paso 7 Seleccionar el arreglo del bastidor

Paso 8 Seleccionar el aislamiento entre bastidores individuales

Paso 9 Selección del fusible adecuado para cada unidad capacitiva o grupo de capacitores.

Paso 10 Selección de accesorios adecuados (Cuchilla de puesta a tierra, desconectador, relevadores etc.) y tipo de control y operación.

Ahora ilustraremos un ejemplo sencillo que nos permita la aplicación de los pasos mencionados para la buen diseño y selección de los componentes de un banco de capacitores

Paso 1 Determinación del tipo de conexión eléctrica: Esta selección deberá normalmente ser hecha por el usuario, consideración que será dada por el tipo de protección del banco, la corriente de falla y el tamaño mínimo del banco.

Por ejemplo ilustraremos una banco con conexión estrella con neutro flotante

Paso 2 Determinación de la potencia trifásica y la tensión de línea a línea

Por ejemplo 30 MVAR 115 KV de línea a línea

Paso 3 Determinar la Tensión de la unidad capacitiva.

Idealmente esta consideración deberá ser dada por el usuario, considerando su experiencia en la tensión de operación, la intercambiabilidad de los capacitores con otras instalaciones, la tensión nominal de la unidad capacitiva nos define el numero de grupos serie por fase del banco así como también en gran parte el tamaño total del banco.

Normalmente se toma como referencia las tensiones estándar dadas en las normas. Por ejemplo NEMA. A continuación se dan algunos ejemplos de tensiones estándar.

Tensiones standard de las unidades capacitivas de acuerdo con NEMA.

2400	9540
2770	9960
4160	11400
4800	12470
6640	13280
	13800
7200	14400
7620	19920
7960	21600
8320	

Paso 4 Numero de grupos serie por fase: Para calcular el número de grupos serie por fase, dividimos la tensión del sistema de línea a neutro o la tensión de fase a fase para un sistema de conexión Delta para la tensión de las unidades capacitivas.

Del ejemplo $V_{L-N} = V_{L-L} / 1.73 = 115 / 1.73 = 66.4 \text{ KV L-N}$

$66.4 / 13.28 (\text{valor de la tabla de NEMA}) = 5 \text{ Grupos serie.}$

Paso 5 Calculo del número de unidades capacitivas por grupos serie:

Para calcular el número mínimo de unidades capacitivas por grupo serie es necesario determinar el efecto de la tensión que provocara la falla de alguna unidad en los capacitores remanentes, recordemos que los capacitores individuales están diseñados de acuerdo a los estándares establecidos para operar a una tensión no mayor de 10 % de su tensión nominal.

Determinación de tensiones y corrientes .

El capacitor no deberá operar continuamente a una tensión que exceda 10 % de su tensión nominal, sin embargo es necesario conocer que tensión inmediatamente después habrá en un grupo serie de cualquier banco de capacitores cuando un fusible falle. Cuando el sistema se encuentre a su máximo nivel de tensión de operación.

La figuras 24 y 25 nos muestra el incremento de tensión de las unidades en un grupo desde las cuales, unidades son removidas en una Estrella con neutro flotante que es el ejemplo de la primera figura y una estrella aterrizada o delta. Donde todas la unidades tienen el mismo valor de tensión y KVAR.

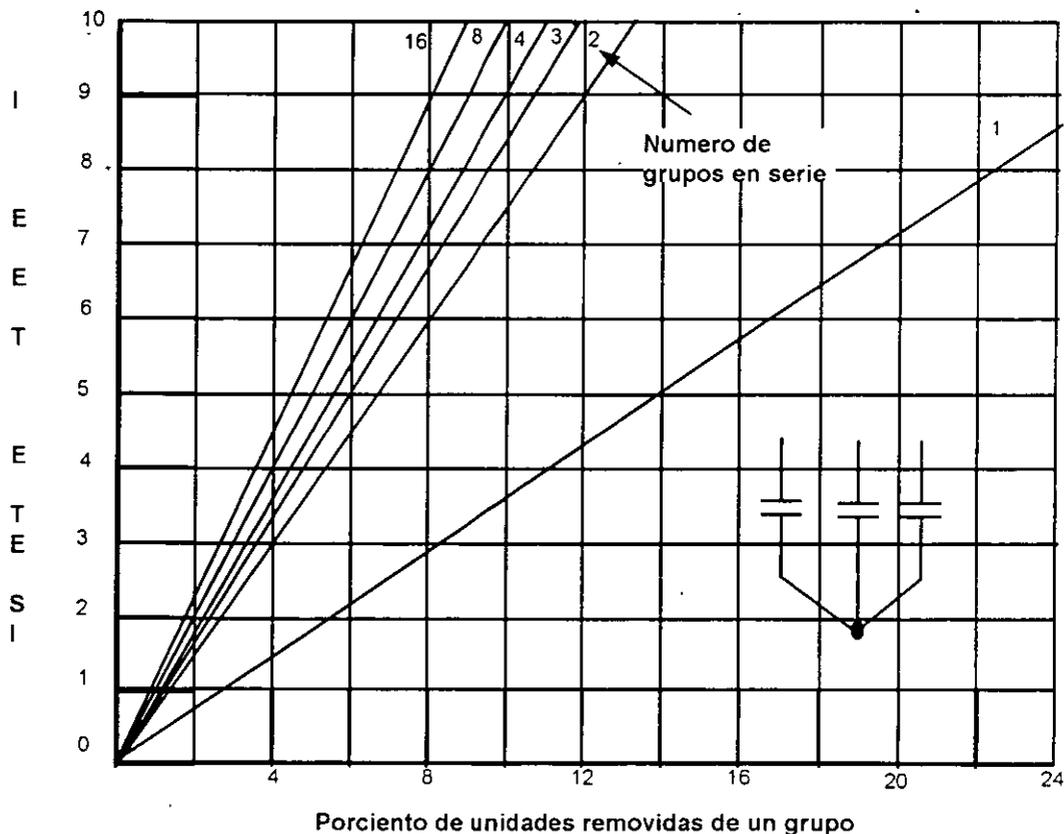


FIGURA 24.

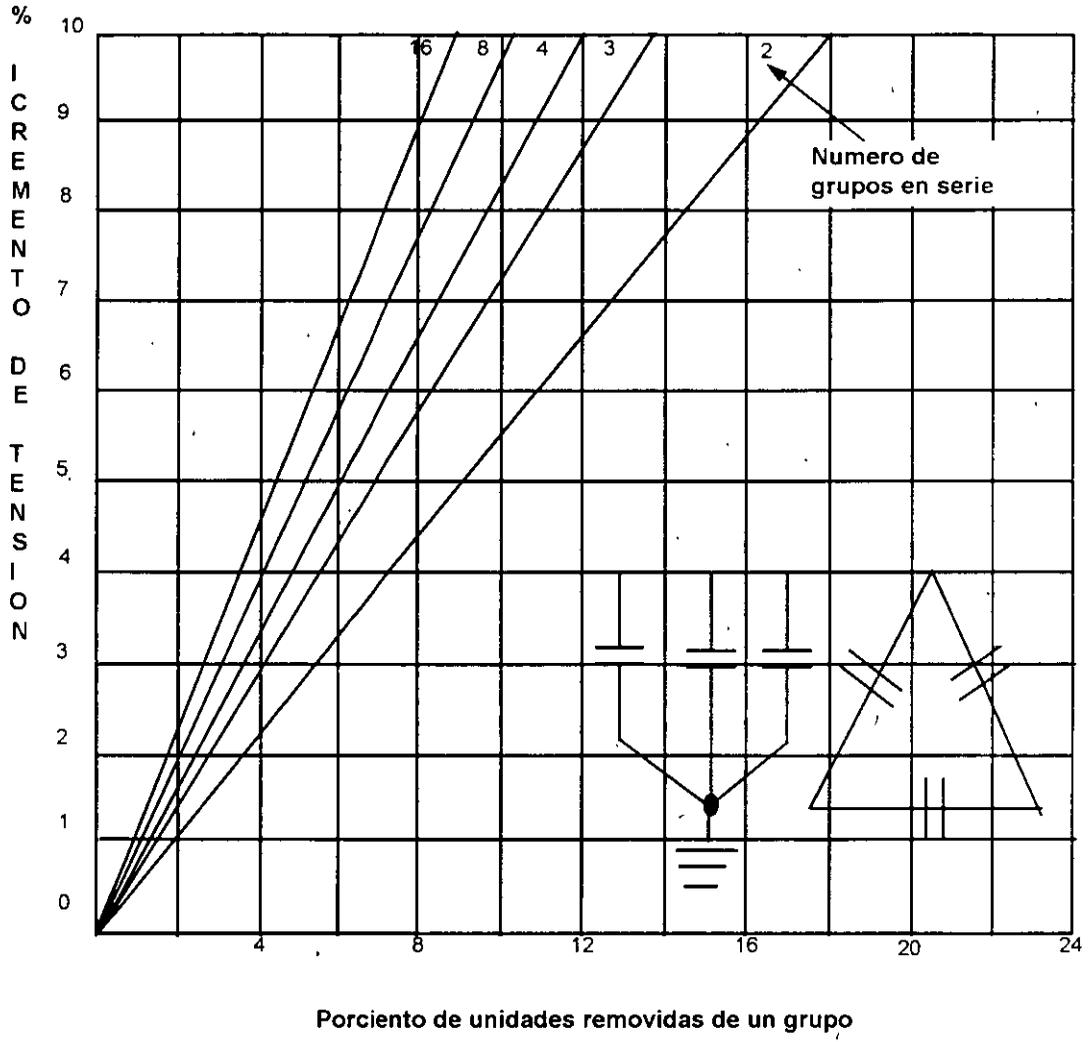


FIGURA 25.

En la figura 26 se muestra el porcentaje de incremento de tensión en las unidades remanentes en un grupo del cual fueron removidas unidades y la corriente que fluirá entre el neutro de las dos estrellas que componen este circuito. De la misma manera que los anteriores esta condición es si y solo si todas las unidades del banco son de la misma tensión y KVAR.

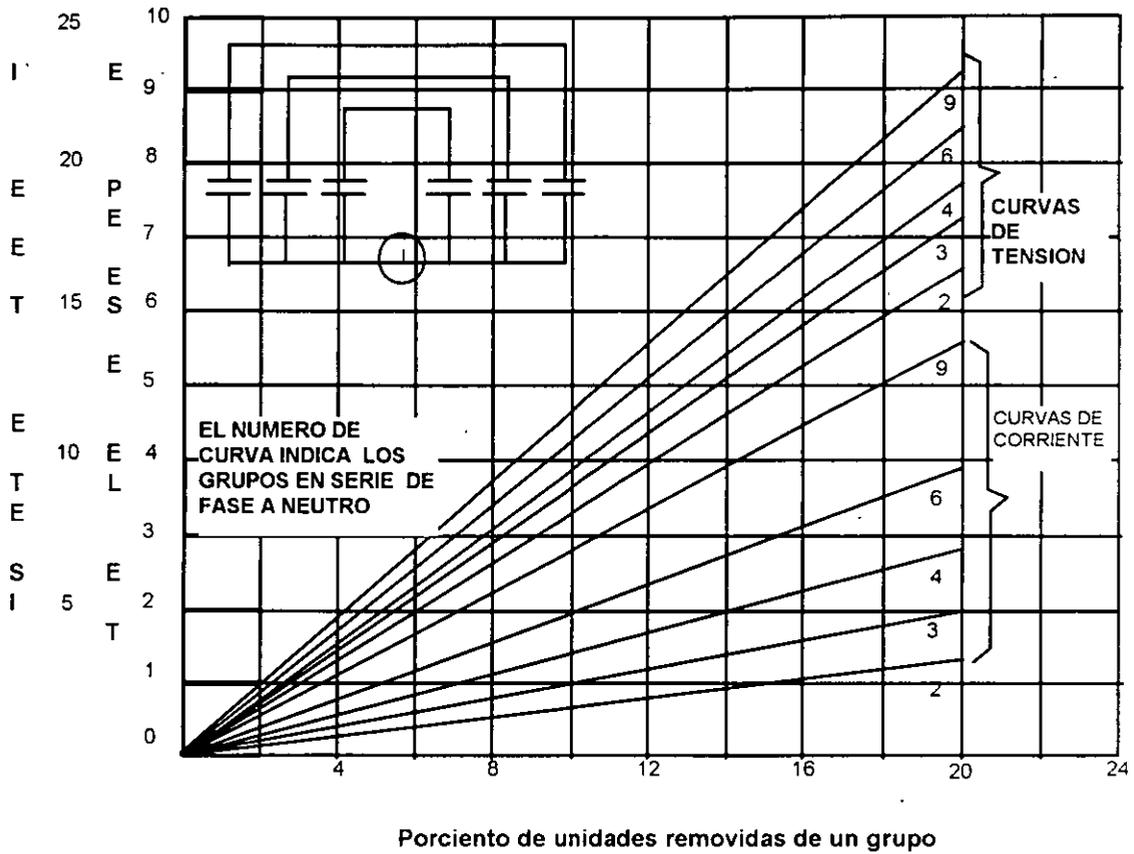


FIGURA 26.

Cuando seleccionamos el ajuste del relevador por desbalance en el neutro del banco de capacitores, la curva de la fig. 27 define las sobretensiones permisibles en los bancos de capacitores puede ser tomada en cuenta.

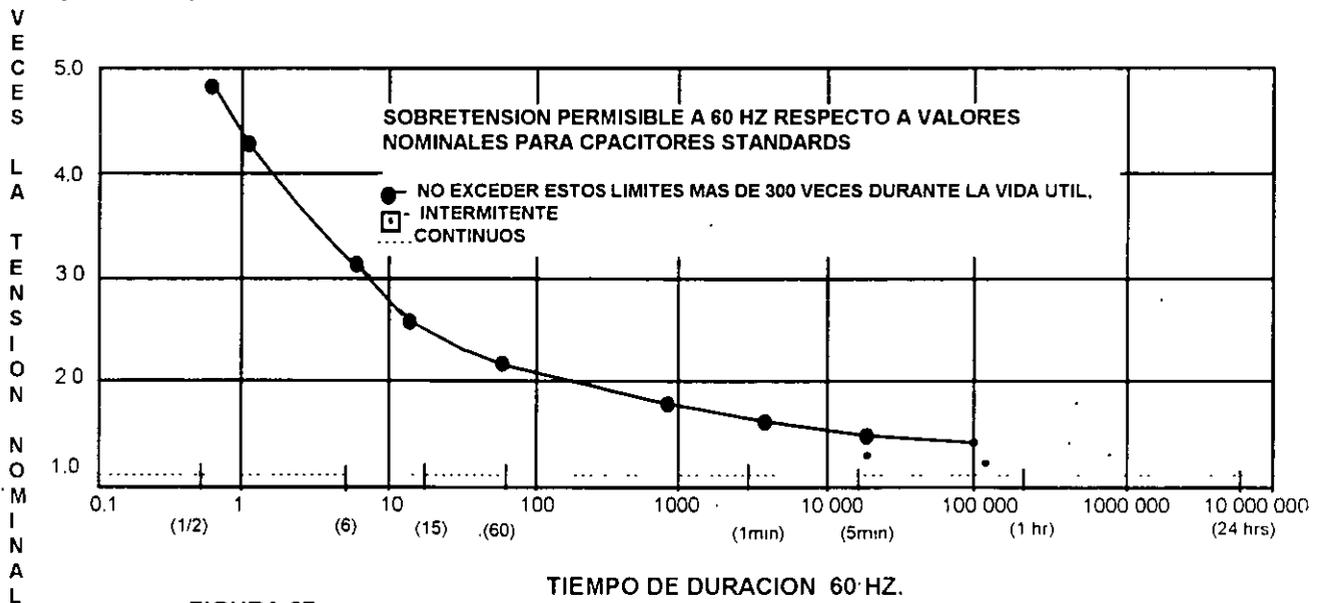


FIGURA 27.

Cuando dos relevadores son utilizados, el primero puede ser utilizado con un bajo ajuste para accionar una alarma y el segundo con un ajuste más alto para hacer operar el interruptor.

Las tensiones y las corrientes pueden ser calculadas por las siguientes ecuaciones refiriéndonos a la figura 28 para identificación.

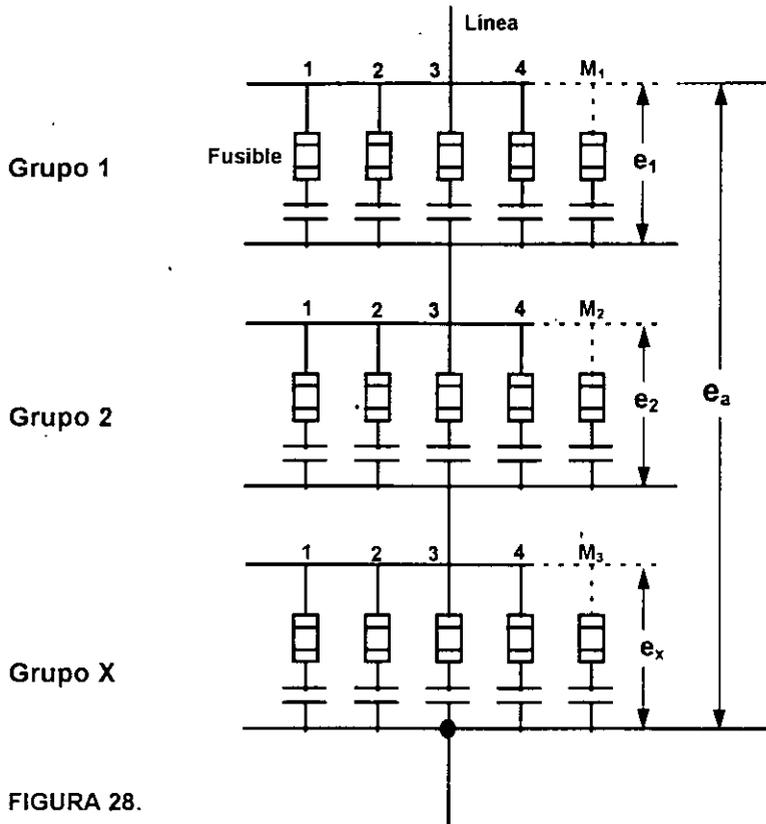


FIGURA 28.

En un banco de capacitores con el neutro aislado la tensión nominal a través del grupo 1 es

$$e_{1N} = (e_{c1}^2/M_1)(e_a) / (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

Con N_1 de unidades removidas del grupo 1 la tensión en las unidades remanentes es:

$$e_1 = (e_{c1}^2/M_1 - N_1)(e_a) / (3M_1 - N_1)(e_{c1}^2) / (3M_1(M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

Con N_1 de unidades removidas para el grupo 1 la tensión del neutro del banco de capacitores cambia e_{N0} .

$$e_{N0} = N_1/M_1 (e_{c1}^2/M_1 - N_1) (e_a) / 3(3M_1 - N_1)(e_{c1}^2) / (3M_1(M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

La corriente a través del fusible para una unidad capacitiva completamente cortocircuitada en el grupo 1 en vez de la corriente nominal de operación es:

$$I_f = (M_1) (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x) / (3e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

Para un banco de capacitores con el neutro aterrizado :

La tensión e_1 a través del grupo serie 1 es calculado similarmente a un banco de capacitores con el neutro flotante dado en la segunda ecuación.

$$e_1 = (e_{c1}^2/M_1 - N_1)(e_a) / ((e_{c1}^2) / (M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

La corriente a través del fusible de un capacitor totalmente cortocircuitado en el grupo serie 1 en vez la corriente normal de operación para un capacitor con el neutro sólidamente aterrizado es:

$$I_f = (M_1) (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x) / (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

Donde: X = Número de grupos serie del capacitor

M = Número normal de capacitores por grupo

N = Número de unidades fuera de un grupo

e_1 = Tensión actual del grupo 1

e_{c1} = Tensión nominal del grupo 1

$e_{a=}$ = Tensión nominal de línea a neutro.

Para el caso de 2 Secciones de capacitores con el neutro sólidamente conectado uno con otro y flotante.

La tensión normal a través de varios grupos de capacitores en una instalación consistente de dos secciones similares con el neutro conectado sólidamente uno con otro y flotante es e_{N1} que esta dado en la primera ecuación de este resumen. Con N_1 unidades fuera del grupo 1 en una sección la tensión a través de las unidades remanentes en el grupo 1 es :

$$e_1 = (e_{c1}^2/M_1 - N_1)(e_a) / (6M_1 / N_1)(e_{c1}^2) / (6(M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

La corriente en el fusible con el capacitor completamente cortocircuitado en el grupo 1 de una de las dos secciones similares es:

$$I_f = (M_1) (e^2_{c1}/M_1 + e^2_{c2}/M_2 + \dots + e^2_{cx}/M_x) / (6e^2_{c1}/M_1 + e^2_{c2}/M_2 + \dots + e^2_{cx}/M_x)$$

La corriente en la conexión del neutro entre las dos secciones similares del capacitor, con N unidades fuera del grupo 1 en una sección, en términos de la corriente normal de operación del capacitor es :

$$2I_{NO} = (e^2_{c1}) / (6M_1 / N_1)(e^2_{c1}) / (6(M_1 - N_1) + e^2_{c2}/M_2 + \dots + e^2_{cx}/M_x)(N_1/M_1 - N_1)$$

La Tabla 1 nos muestra de manera simplificada la determinación del número de unidades capacitivas por grupo serie.

Numero de grupos serie	Conexión estrella con neutro flotante		Conexión delta ó estrella aterrizada	
	Mínimo No. de unidades por grupo	Mínimo No. de unidades por banco 3Φ	Mínimo No. de unidades por grupo	Mínimo No. de unidades por banco 3Φ
1	4	12	1	3
2	8	48	6	36
3	9	81	8	72
4	9	108	9	108
5	10	150	9	135
6	10	180	9	162
7	10	210	10	210
8	10	240	10	240
9	11	297	11	297
10	11	330	11	330
11	11	363	11	363
12	11	396	11	396
13	11	429	11	429
14	11	462	11	462
15	11	495	11	495

TABLA 1

Ejemplo:

De la tabla anterior se tiene que, para un banco con conexión estrella con neutro flotante utilizando unidades capacitivas que permiten 10% de sobretensión el mínimo número de unidades capacitivas por grupo serie es 10. El mínimo número de unidades capacitivas por el banco trifásico es 150.

Mínimo num. 3 Φ = Num. Grupos serie/Fase X Mín. num/por grupo serie X 3 fases

$$= 5 \text{ grupos serie/fase} \times 10/\text{por grupo serie} \times 3 = 150 \text{ unidades}$$

Seleccionamos los KVAR de la unidad capacitiva =

$$\text{KVAR DE LA UNIDAD} = \text{KVAR}_{\text{TOT}} / \text{Mínimo num. 3 } \Phi = 30\,000 / 150 = 200 \text{ KVAR}$$

Este valor de capacitor es el que permite el diseño más pequeño y por consecuencia el más económico banco de capacitores de 30 000 KVAR 115 KV.

Aunque se puede diseñar el mismo banco con unidades de 50 KVAR, 100 KVAR y 150 KVAR con la misma confiabilidad, pero el uso de más unidades lo encarece.

Como una regla de diseño cada grupo serie deberá contener un número igual de unidades capacitivas

Por ejemplo utilizando unidades capacitivas de 50 KVAR necesitaremos.

$$\text{Mínimo num. 3 } \Phi = \text{KVAR}_{\text{TOT}} / \text{KVAR DE LA UNIDAD} = 30\,000 \text{ KVAR} / 50 \text{ KVAR} = 600 \text{ unidades}$$

Esto quiere decir que es necesario 200 unidades por fase .

Y cada grupo serie deberá tener :

$$\text{Mín. num/por grupo serie} = \text{Mínimo num. 3 } \Phi / \text{Num. Grupos serie} \times \text{Fase} \times 3 \text{ fases}$$

$$= 600 \text{ unidades} / 5 \text{ grupos serie} \times 3 \text{ fases} = 40 \text{ unidades/grupo serie/Fase}$$

De la misma manera utilizando unidades de 100 KVAR son necesarias 300 unidades

esto quiere decir 100 unidades por fase y 20 unidades por grupo serie.

Utilizando unidades de 150 KVAR son necesarias 200 unidades

que quiere decir que es necesario 66.667 unidades por fase que no es posible , sin embargo, el tamaño de banco puede ser revisado de manera tal que sea posible utilizar unidades de 150 KVAR.

Otra regla de diseño de un banco , es que el número de unidades por fase deberá ser siempre divisible por el número de grupos serie.

Por ejemplo 2 números cercanos y divisibles entre 5 del ejemplo anterior utilizando unidades de 150 KVAR son 65 y 70.

Utilizando 65 unidades por fase tenemos:

$$65 \text{ unidades/fase} / 5 \text{ grupos serie/fase} = 13 \text{ unidades/grupo serie}$$

$$KVAR_{TOT} = 5 \text{ grupos serie/fase} \times 13 \text{ unidades/grupo serie} \times 3 \text{ fases} \times 150 \text{ KVAR/unidad}$$

$$KVAR_{TOT} = 29\,250 \text{ KVAR}$$

Estos 29 250 KVAR calculados deberán ser comparados con los requerimientos del punto 2.

Utilizando 70 unidades por fase

$$70 \text{ unidades/fase} / 5 \text{ grupos serie/fase} = 14 \text{ unidades/grupo serie}$$

$$KVAR_{TOT} = 5 \text{ grupos serie/fase} \times 14 \text{ unidades/grupo serie} \times 3 \text{ fases} \times 150 \text{ KVAR/unidad.}$$

$$KVAR_{TOT} = 31\,500 \text{ KVAR}$$

Estos 31 500 KVAR calculados deberán ser comparados con los requerimientos del punto 2

A continuación se presenta un resumen del punto 5

KVAR del Banco 3Φ	Numero de grupos serie	Número de unidades capacitivas p/grupo serie	Número de unidades capacitivas p/banco 3Φ	Potencia de la unidad capacitiva	Tensión de la unida capacitiva
30 000	5	40	600	50	13'280
30 000	5	20	300	100	13 280
29 250	5	13	195	150	13 280
31 500	5	14	210	150	13 280
30 000*	5*	10*	150*	200*	13 280*

* Valor seleccionado

Paso numero 6 Selección del bastidor (estructura) para las unidades individuales.

El armado de las unidades capacitivas montadas en el bastidor que contienen un grupo serie o grupos serie (máximo dos grupos serie por bastidor).

El armado de las unidades es diseñado de manera tal que los capacitores pueden montarse en posición vertical, o cuando se requiera en posición horizontal.

El armado de las unidades son diseñados para varios voltajes de las unidades capacitivas. El armado de las unidades aceptara tanto a los capacitores con un solo bushing como a los de dos bishings. El bastidor de las unidades son fabricados con acero galvanizado o aluminio.

Nota: El arreglo de las unidades en un bastidor con posición horizontal no es recomendado para los capacitores con 2 bushings.

Paso numero 7

Los diferentes arreglos de las unidades capacitivas en los bastidores para formar el banco así como sus característica principales vienen dadas en la tabla anterior.

Paso numero 8

La selección del aislamiento entre los diferentes paquetes de unidades o bastidores depende básicamente del nivel de aislamiento de los grupos serie de capacitores es decir que si en un bastidor se coloca un solo grupo serie el nivel de aislamiento correspondiente al bastidor será el mismo que el de la unidad capacitiva, pero si en el paquete del bastidor existen 2 grupos serie, será necesario aislar los bastidores por lo menos al doble de aislamiento que el requerido en el primer caso.

Paso numero 9

Selección del fusible para cada unidad individual.

Las consideraciones más importante para la selección de un fusible destinado a proteger individualmente la falla de una unidad capacitiva son las siguientes.

Soportar todas las condiciones de operación a las cuales estará sometido el capacitor por ejemplo: presencia de armónicos, sobrtensiones de sistema, sobrecorriente por operación de conexión y desconexión del banco y falta de conocimiento en los mecanismos del sistema.

VII.- GUIA DE APLICACIÓN DE LOS CAPACITORES DE POTENCIA.

VII_a.- Introducción:

El objetivo de este capítulo es intentar cubrir la necesidad de tener un mayor conocimiento en la utilización, aplicación y modo de operación de los bancos de capacitores de potencia así como dar las bases para una confiabilidad y calidad en el diseño, aplicación, selección y protección de los bancos de capacitores de potencia.

VII_{a1}.- La Finalidad de la instalación de los Capacitores de Potencia.

La gran mayoría de los equipos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia son de características inductivas, por tal motivo operan con un factor de potencia (FP) atrasado. Cuando un sistema eléctrico de potencia opera con un FP atrasado, es necesario suministrar un flujo adicional de Volts Amperes Reactivos (VARs), de otro modo el sistema presenta una reducción de su capacidad, incremento de pérdidas y reducción en la tensión nominal del sistema. En la figura 29 se muestra en un triángulo de potencias como la aplicación de capacitores de potencia, incrementa la capacidad del sistema y reduce las pérdidas por la reducción del flujo de VARs.

La carga del sistema es reducida desde unos KVA_1 hasta KVA_2 por la adición de KVAR capacitivos.

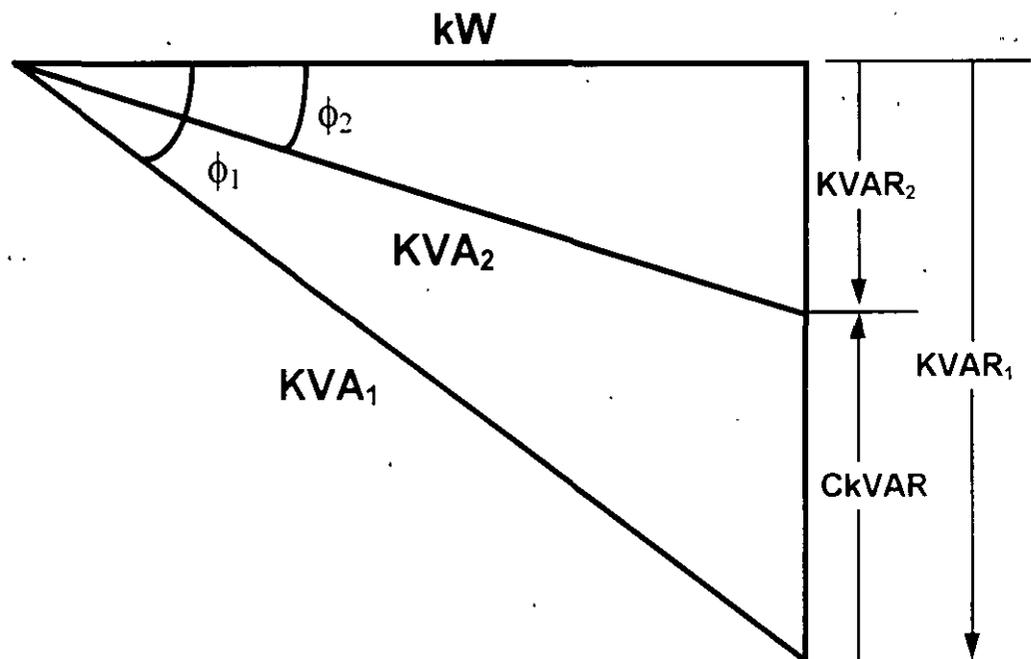


Figura 29 Efecto al agregar capacitores de potencia en paralelo en un sistema eléctrico.

La tabla 2 nos muestra un resumen de los beneficios derivados de los capacitores de potencia conectados en paralelo que son aplicados a los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Beneficios	Sistemas de transmisión	Sistemas de distribución
VARS de soporte	*	+
Control de tensión	*	*
Incremento en la capacidad del sistema	+	*
Reducción de pérdidas en el sistema	+	*
Reducción en los cargos de facturación	---	*

* Beneficio primario
+ Beneficio secundario

Tabla 2 Resumen de los beneficios cuando utilizamos capacitores de potencia

VII_{a1.1}- VARS de soporte:

Este beneficio viene acompañado de múltiples beneficios, entre ellos, una mejora en el control de la tensión, un aumento en el factor de potencia, reducción de pérdidas en el sistema así como reducción de suministro de energía reactiva requerida a la generación.

Los VARS requeridos en los sistemas de transmisión y distribución deberán ser colocados idealmente lo más cercano a las cargas.

VII_{a1.2}- Control de tensión.

La instalación de capacitores de potencia al sistema dará como resultado un incremento en la tensión del mismo, desde el punto de instalación hasta el punto de generación, en un sistema con factor de potencia atrasado. Esto sucede por que los capacitores pueden reducir la cantidad de corriente reactiva que lleva el sistema, por lo tanto se reducen las caídas de tensión tanto resistiva como reactiva propias del sistema.

La formula que puede ser utilizada para estimar el aumento de tensión que producirán los capacitores es la siguiente.

$$\Delta V = (\text{KVAR}) * (X_L) / 10 * (\text{KV})^2$$

Donde:

ΔV = Es el incremento en por ciento de la tensión en el punto de instalación del banco de capacitores.

KVAR = Es la potencia nominal trifásica en KVAR del banco de capacitores.

KV = Es la tensión de línea a línea sin capacitores instalados

X_L = Es la reactancia inductiva propia del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores, dada en ohms.

Los bancos de capacitores son típicamente instalados en los sistemas de transmisión donde proveerá un control de la tensión en una gran cantidad de buses, también son instalados en los buses de distribución así como directamente en el punto de suministro a el cliente, los bancos de capacitores instalados en las líneas de distribución proveen un control de la tensión a lo largo de toda la longitud de la línea.

Los bancos que son instalados con el fin de controlar la tensión son generalmente conectados durante los periodos de cargas pico o en condiciones de bajo voltaje, y son desconectados durante periodos de baja carga o condiciones de alto voltaje.

VII_{a1.3}- Incremento en la capacidad del sistema.

El incremento en la capacidad del sistema es frecuentemente el beneficio más importante que justifica la instalación de capacitores de potencia en los sistemas de distribución. Esto es particularmente importante cuando las cargas suministradas por el sistema son incrementadas rápidamente.

La instalación de capacitores de potencia en paralelo liberan KVA del sistema y por tanto esta liberación de carga permitirá en el futuro un incremento de la misma.

El FP optimo para un sistema, tomando como base la liberación de carga necesaria, se puede calcular con la siguiente fórmula.

$$FP = \sqrt{1 - (C/S)^2}$$

Donde:

C = Costo por KVAR del banco de capacitores

S = Costo por KVA del equipamiento del sistema

FP = Es el factor de potencia optimo.

La comparación de la fórmula con respecto a el costo del banco de capacitores con el costo de transformadores, reguladores etc, como alternativa como medio de proveer un incremento en la capacidad del sistema, esta dada en la gráfica de la figura 30. El FP optimo como una función de la relación del costo del banco de capacitores contra otro equipamiento del sistema.

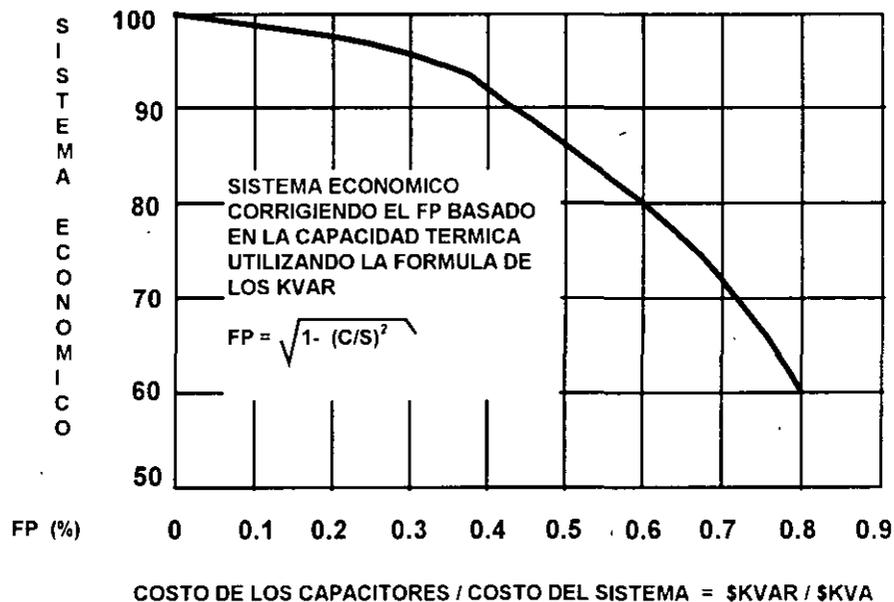


FIGURA 30 .

El factor de potencia requerido para liberar una cantidad de carga deseada del sistema en KVA puede ser determinada por la siguiente fórmula.

$$FP_{\text{nuevo}} = FP_{\text{anterior}} / 1 - KVA_{\text{liberados}}$$

Donde:

FP_{nuevo} = El factor de potencia corregido

FP_{anterior} = El factor de potencia existente

$KVA_{\text{liberados}}$ = Es la cantidad de KVA en p.u. de los KW existentes

Los KVAR capacitivos necesarios para obtener un mejor FP se calculan sustrayendo los KVAR inductivos del anterior FP. La diferencia es la cantidad de KVAR capacitivos que deberán ser agregados al sistema, la siguiente fórmula es un camino conveniente para hacer esto.

$$KVAR = KW [\tan(\cos^{-1} FP_{\text{anterior}}) - \tan(\cos^{-1} FP_{\text{nuevo}})]$$

Donde:

KW = Son los Kilowatts de la carga del sistema

KVAR = Es la cantidad de KVAR que deberán ser agregados.

La tabla 3 puede ser utilizada en lugar de esta fórmula, simplemente es encontrar la fila correspondiente a el factor de potencia existente y la correspondiente columna a corregir el nuevo FP. El número localizado en la intersección deberá ser multiplicado por los kilowatts del sistema, para llegar a la carga capacitiva total necesaria para corregir el nuevo FP.

FACTOR DE POTENCIA A CORREGIR

FACTOR DE POTENCIA ACTUAL

	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0
0.50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732
0.51	0.937	0.962	0.989	1.015	1.041	1.067	1.094	1.120	1.147	1.175	1.203	1.231	1.261	1.292	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.687
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.53	0.850	0.876	0.902	0.928	0.954	0.980	1.007	1.033	1.060	1.088	1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.457	1.600
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.55	0.769	0.795	0.821	0.847	0.873	0.899	0.926	0.952	0.979	1.007	1.035	1.063	1.093	1.124	1.156	1.190	1.227	1.268	1.316	1.376	1.519
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.968	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480
0.57	0.692	0.718	0.744	0.770	0.796	0.822	0.849	0.875	0.902	0.930	0.958	0.986	1.016	1.047	1.079	1.113	1.150	1.191	1.239	1.299	1.442
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.202	1.262	1.405
0.59	0.619	0.645	0.671	0.697	0.723	0.749	0.776	0.802	0.829	0.857	0.885	0.913	0.943	0.974	1.006	1.040	1.077	1.118	1.166	1.226	1.369
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333
0.61	0.549	0.575	0.601	0.627	0.653	0.679	0.706	0.732	0.759	0.787	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.156	1.299
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266
0.63	0.483	0.509	0.535	0.561	0.587	0.613	0.640	0.666	0.693	0.721	0.749	0.777	0.807	0.838	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.477	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201
0.65	0.419	0.445	0.471	0.497	0.523	0.549	0.576	0.602	0.629	0.657	0.685	0.713	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.918	0.966	1.026	1.169
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138
0.67	0.358	0.384	0.410	0.436	0.462	0.488	0.515	0.541	0.568	0.596	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.965	1.108
0.68	0.328	0.354	0.380	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.078
0.69	0.299	0.325	0.351	0.377	0.403	0.429	0.456	0.482	0.509	0.537	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.906	1.049
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020
0.71	0.242	0.268	0.294	0.320	0.346	0.372	0.399	0.425	0.452	0.480	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.186	0.212	0.238	0.264	0.290	0.316	0.343	0.369	0.396	0.424	0.452	0.480	0.510	0.541	0.573	0.607	0.644	0.685	0.733	0.793	0.936
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.132	0.158	0.184	0.210	0.236	0.262	0.289	0.315	0.342	0.370	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855
0.77	0.079	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.236	0.262	0.289	0.317	0.345	0.373	0.403	0.434	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.685	0.829
0.78	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802
0.79	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.183	0.209	0.236	0.264	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.633	0.776
0.80	0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750
0.81		0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.131	0.157	0.184	0.212	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82			0.000	0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.698
0.83				0.000	0.026	0.052	0.079	0.105	0.132	0.160	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.529	0.672
0.84					0.000	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85						0.000	0.027	0.053	0.080	0.108	0.136	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86							0.000	0.026	0.053	0.081	0.109	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.593
0.87								0.000	0.027	0.055	0.083	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88									0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89										0.000	0.028	0.056	0.086	0.117	0.149	0.183	0.220	0.261	0.309	0.369	0.512
0.90											0.000	0.028	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.233	0.281	0.341	0.484
0.91												0.000	0.030	0.061	0.093	0.127	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92													0.000	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.283	0.426
0.93														0.000	0.032	0.066	0.103	0.144	0.192	0.252	0.395
0.94															0.000	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.363
0.95																0.000	0.037	0.079	0.126	0.186	0.329
0.96																	0.000	0.041	0.089	0.149	0.292
0.97																		0.000	0.048	0.108	0.251
0.98																			0.000	0.060	0.203
0.99																				0.000	0.143
1.00																					0.000

TABLA 3 MULTIPLICADORES DE LOS KILOWATTS PARA CORREGIR EL FP

VII_{a1.4}- Reducción de Pérdidas en el Sistema.

En algunos sistemas de transmisión y distribución, una reducción importante en pérdidas puede ser alcanzada por la instalación de capacitores de potencia en paralelo. La instalación de capacitores de potencia puede reducir el flujo de corriente que pasa a través del sistema desde el punto de instalación hasta el punto de generación. Las pérdidas de potencia son directamente proporcionales a el cuadrado de la corriente, una reducción del flujo de corriente dará como resultado una mucho mayor reducción en las pérdidas. Es recomendable que los capacitores sean instalados lo más próximo a la carga.

La relación de pérdidas del sistema asociada con las cargas locales de la misma, con o sin capacitores instalados, puede ser estimada con la siguiente fórmula. Esta fórmula asume como constantes los KiloWatts y la tensión a la carga.

$$\begin{aligned} \text{Relación de pérdidas} &= \text{Pérdidas con capacitores} / \text{Pérdidas sin capacitores} \\ &= (\text{FP anterior} / \text{FP nuevo})^2 \end{aligned}$$

Esta reducción en pérdidas reducirá los requerimientos necesarios (por ej. combustible) para la generación así como el costo del equipamiento para suministrar las pérdidas en las horas pico.

Reducción en cargos por facturación.

Algunas empresas suministradoras de energía utilizan el consumo KVA para facturar a sus grandes clientes. Con la aplicación de capacitores de potencia se puede reducir el consumo en KVA de las cargas y como consecuencia una reducción al cargo por facturación.

El cargo de facturación por consumo de KVA puede ser calculado por muchas diferentes formas, incluyendo las siguientes:

- a) Una cantidad fija en pesos por cada KVA mas una cantidad fija en pesos por cada KVAR
- b) Una cierta cantidad en pesos por cada KW a un cierto FP, con cargos adicionales por cada KVAR excedido a un mínimo FP requerido.
- c) Un cargo por demanda en KW multiplicado por un factor que incrementa cuando el FP es bajo.
- d) Un cargo fijo por KVA pico.

VII_b- Condiciones de Servicio y Rangos Nominales de los Capacitores

VII_{b1}- Rangos nominales estándar:

- a) Tensión rms (Línea a Línea)**
- b) Clase de aislamiento terminal a bote (o tierra).**
- c) Potencia reactiva**
- d) Numero de fases**
- e) Frecuencia**

VII_{b2}- Tolerancias de los valores nominales.

Los capacitores no tendrán en ningún caso menos de la potencia nominal a tensión y frecuencia nominales pero no mas de 115 % del valor nominal medido a 25 °C.

Los capacitores deberán soportar condiciones de operación de hasta 135% de la potencia nominal. Esta máxima potencia reactiva incluye los siguientes factores que combinados no excederan el valor de 135%.

- a) Un excedente de tensión que provoque un incremento de los KVAR, pero sin sobrepasar los limites de sobretensión establecidos en las normas.**
- b) El excedente en KVAR producido por armónicos.**
- c) Los KVAR excedentes producidos por las tolerancias en el valor de capacitancia de cada unidad.**

Se debe prever en los capacitores de potencia que ninguna de las siguientes limitaciones sean excedidas.:

- a) 135% de los KVAR de placa.**
- b) 110% de la tensión rms nominal así como la tensión de cresta no exceda $1.2 * \sqrt{2}$ de la tensión nominal rms , incluyendo armónicos pero excluyendo transitorios.**
- c) 180% de la corriente rms nominal incluyendo fundamental y armónicos.**

VIIc.- Condiciones de Operación Momentáneas.

El capacitor deberá resistir en sus expectativa de vida útil, transitorios que tengan tensiones pico de $2 * \sqrt{2}$ veces la tensión rms nominal y otros disturbios inherentes en la operación de los sistemas de potencia.

Las tensiones y potencias nominales estándar se describen en la tabla 4 incluyendo su clase de aislamiento.

Los capacitores de potencia son diseñados para operar a frecuencias nominales de 50 ó 60 Hz .

La temperatura ambiente mínima según las normas americanas para operación continua es de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, aunque en algunas especificaciones es de hasta $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

La tabla 5 nos muestra las condiciones de temperatura ambiente que deberán soportar los capacitores fijos o desconectables tipo exterior dependiendo del arreglo del montaje en los bastidores.

Arreglo del montaje	Temperatura ambiente en $^{\circ}\text{C}$	
	Promedio 24 Hrs	Normal anual
Capacitor solo	46	35
Hilera simple de capacitores	46	35
Múltiples hileras y gradas de capacitores	40	25
Capacitores y equipos en gabinete cerrado	40	25

TABLA 5

Tensión rms (línea a línea)	KVAR	No. de fase*	BIL (KV)
216	5,7.5,13,20 y 25	1 y 3	30*
240	2.5,3,5,6,9,10,12,15,18,21,24,27,30	1 y 3	30*
480	5,10,15,20,25,30,35,40,45,50,55,60	1 y 3	30*
600	5,10,15,20,25,30,35,40,45,50,55,60	1 y 3	30*
2400	50,100,150 y 200	1	75
2770	50,100,150 y 200	1	75
4160	50,100,150 y 200	1	75
4800	50,100,150 y 200	1	75
6640	50,100,150,200,300 y 400	1	95
7200	50,100,150,200,300 y 400	1	95
7620	50,100,150,200,300 y 400	1	95
7960	50,100,150,200,300 y 400	1	95
8320	50,100,150,200,300 y 400	1	95
9540	50,100,150,200,300 y 400	1	95
9960	50,100,150,200,300 y 400	1	95
11400	50,100,150,200,300 y 400	1	95
12470	50,100,150,200,300 y 400	1	95
13280	50,100,150,200,300 y 400	1	95 y 125
13800	50,100,150,200,300 y 400	1	95 y 125
14400	50,100,150,200,300 y 400	1	95 y 125
15125	50,100,150,200,300 y 400	1	125
19920	100,150,200,300 y 400	1	125
19920	100,150,200,300 y 400	1	125 y 150
20800*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
21600*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
22800*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
23800*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
4160 $\frac{Y}{\Delta}$ / 2400	300 y 400	3	75
4800 $\frac{Y}{\Delta}$ / 2770	300 y 400	3	75
7200 $\frac{Y}{\Delta}$ / 4160	300 y 400	3	75
8320 $\frac{Y}{\Delta}$ / 4800	300 y 400	3	75
12470 $\frac{Y}{\Delta}$ / 7200	300 y 400	3	95
13200 $\frac{Y}{\Delta}$ / 7620	300 y 400	3	95
13800 $\frac{Y}{\Delta}$ / 7960	300 y 400	3	95
14400 $\frac{Y}{\Delta}$ / 8320	300 y 400	3	95

* Un solo bushing

* No aplicable para uso interior

TABLA 4

VII_d.- Condiciones de Servicio

VII_{d1}.- Condiciones Normales de Servicio.

Los capacitores operan apropiadamente a sus valores nominales de operación cuando:

- a) La temperatura ambiente este entre los límites especificados (los capacitores pueden ser expuestos directamente a los rayos del sol
- b) La altitud de operación no exceda 1800 metros sobre el nivel del mar.
- c) La tensión aplicada entre terminales no exceda la tensión nominal por mas que lo permitido en las tolerancias normalizadas.
- d) La tensión aplicada entre terminales y bote no exceda su respectiva clase de aislamiento.
- e) La tensión aplicada no contenga armónicos que excedan los límites especificados.
- f) La frecuencia nominal de operación sea igual a la frecuencia nominal de diseño.

VII_{d2}.-Condiciones Anormales de Servicio.

Si los capacitores son requeridos para operar bajo condiciones anormales de servicio, como las siguientes, la aplicación deberá ser dada para información del fabricante.

- a) Exposición a vapores y humos dañinos.
- b) Exposición a polvos conductores o explosivos.
- c) Exposición a temblores, esfuerzos y choques mecánicos, etc.
- d) Exposición a radiación de calor. (diferentes a la de los rayos solares)
- e) Montaje y arreglos que no prevean una adecuada ventilación.
- f) Operación a temperaturas ambiente fuera de los límites especificados.
- g) Altitud de operación mayor a 1800 metros sobre el nivel del mar.
- h) Exceder las condiciones momentáneas de operación.
- i) Condiciones de servicio diferentes a las listadas en la operación normal de servicio.

VII.- Aplicación de Capacitores de Potencia en las Líneas de Distribución.

Los capacitores de potencia aplicados en los sistemas de distribución son generalmente localizados en las líneas o las subestaciones. Hablaremos del caso específico de la conexión a lo largo de las líneas de distribución, estas pueden estar localizados en postes, en bancos montados en estructuras o en instalaciones subterráneas.

Los bancos para uso en las líneas de distribución siempre cuentan con 3 o 9 unidades capacitivas conectadas en estrella aterrizada, estrella con neutro flotante o delta.

Desde que son conectados a la carga los capacitores localizados en las líneas de distribución representan el más eficiente medio para el suministro de potencia reactiva, requerimientos indispensables para minimizar las pérdidas del sistema.

Los bancos de capacitores en las líneas pueden ser del tipo fijo o desconectable. Para definir su correcta selección es recomendable considerar lo siguiente:

- a) Los banco de capacitores fijos son dimensionados para una mínima condición de carga.
- b) Los bancos desconectables son diseñados para niveles de carga sobre la mínima condición hasta las carga pico.

La curva mostrada en la figura 31 , puede ser determinada por un registro de KVAR ó utilizando un calculo con los valores de KW y FP medidos. Esta curva ilustra una demanda típica de KVAR en un periodo de 24 hrs. El banco fijo satisface los requerimientos base de la carga, mientras que el banco desconectable compensa para los KVAR inductivos pico durante los periodos de carga máxima.

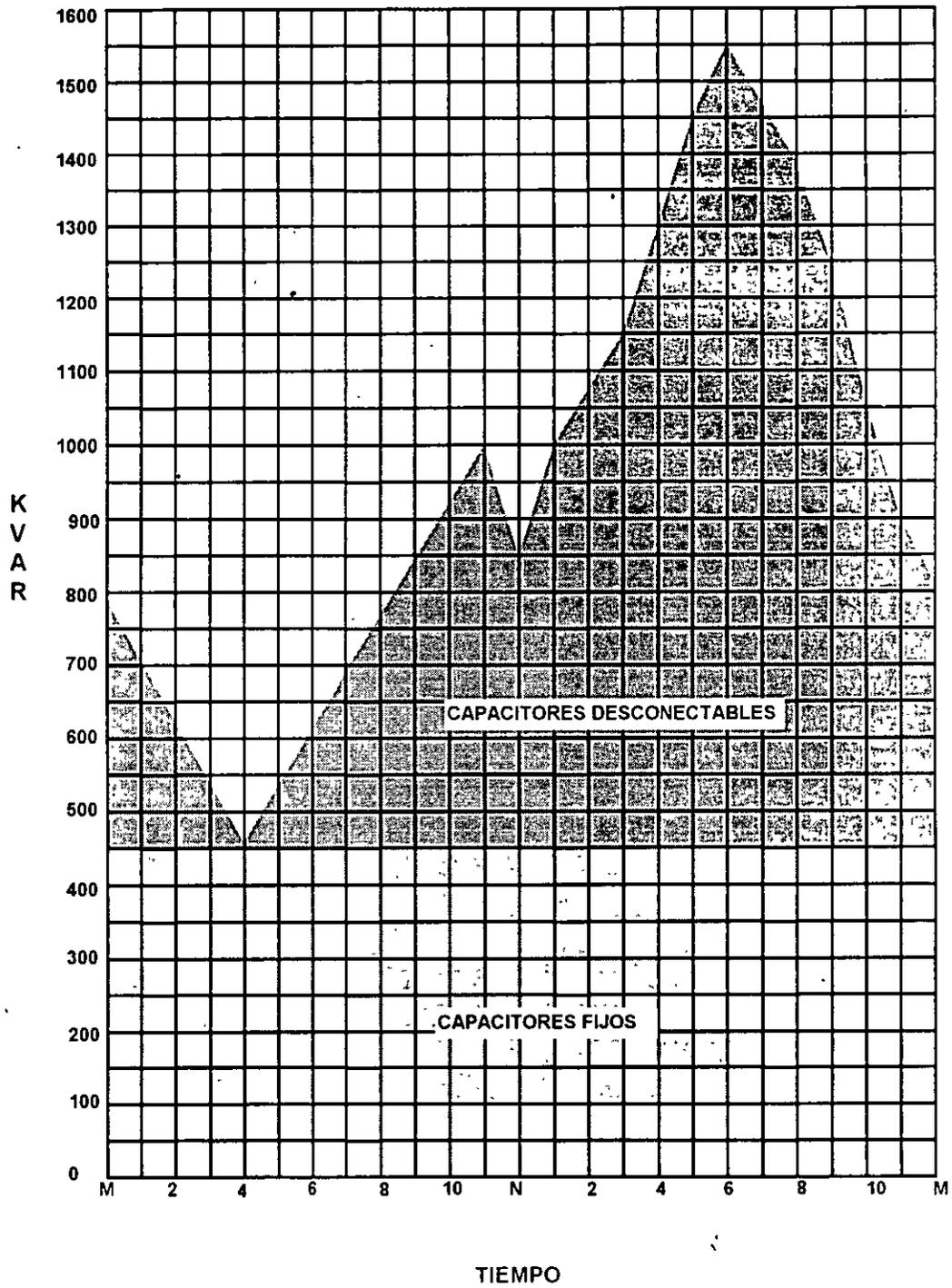


FIGURA 31.

Demanda típica de KVAR en un periodo normal de 24 hrs.

VII_r- Dimensionamiento y Localización de los Bancos de Capacitores.

Para obtener el óptimo beneficio con la instalación de bancos de capacitores de potencia en los sistemas de distribución, se requiere que dicho banco de capacitores deba ser localizado donde produzca la máxima reducción de pérdidas y provea el máximo beneficio en la regulación de tensión, esto es posible cuando el banco se encuentra lo más cercano posible a la carga.

Cuando lo anterior no es práctico, muchas reglas de acuerdo a la experiencia, tienen que ser utilizadas para la localización de los capacitores, esto incluye lo siguiente.:

- a) Para cargas uniformemente distribuidas, el capacitor deberá ser puesto a 2/3 de la distancia desde la subestación a lo largo de la línea.
- b) Para cargas uniformemente distribuidas en orden decreciente, el capacitor deberá ser puesto a la mitad de la distancia de la subestación a lo largo de la línea.
- c) Para un aumento máximo de tensión el capacitor deberá ser puesto lo más cercano del final de la línea.

Más específicamente, el banco de capacitores debe localizarse donde las mediciones en campo indiquen una baja tensión ó un bajo factor de potencia. Esta información puede ser obtenida como sigue.:

- a) Por medio de una medición de tensión durante condiciones de máxima carga y carga ligera, en varios puntos del alimentador.
- b) Por medio de mediciones de KW y KVA en los alimentadores durante un periodo típico de 24 hrs.

Una vez de que estas mediciones fueron obtenidas, la ecuación dada en la cláusula anterior puede ser utilizada para determinar la tensión máxima y los parámetros de KVAR , el banco de capacitores puede ser conectado en estrella aterrizada, estrella con neutro flotante ó delta.

VII_g- Desconexión de Bancos de Capacitores.

Los capacitores desconectables dan mayor flexibilidad al sistema de control de tensión, factor de potencia y pérdidas, los capacitores desconectables son usualmente utilizados con algún tipo de control automático para su operación (conexión ó desconexión). El control sensa una condición particular, si la condición esta entre el nivel de dispar, los niveles de salida del control iniciaran un cierre ó una señal de apertura a los dispositivos de conexión y desconexión, que deberán operar el banco de capacitores de las líneas de distribución, los controles típicos para operación de bancos de capacitores incluyen lo siguiente:

- a) Tensión.- Mejoramiento ó regulación de la tensión del sistema.
- b) Corriente.- Cuando la magnitud de corriente es directamente relacionada a la demanda de VARS.
- c) Control de VARS.- Cuando el mando principal son el control de VARS.
- d) Tiempo.- La demanda de VARS tiene un alto grado de regularidad con respecto al tiempo.
- e) Temperatura.- Incremento predecible en demanda de VARS con respecto al cambio de temperatura.

Los bancos de capacitores fijos se dejan generalmente energizados, sin embargo en áreas con cambios temporales de demanda, los bancos seleccionados pueden ser manualmente operados sobre una base de uso temporal.

Los equipos de conexión y desconexión de un banco de capacitores operados remotamente son comenzados a utilizar en algunas áreas, esto requiere un banco de capacitores o un grupo de bancos específico que tenga un control capaz de recibir una señal e iniciar la operación de conexión o desconexión del banco de capacitores.

El medio típico para una operación remota requiere de lo siguiente.

- a) Radio.- Es el área permitida para transmitir la información sin interferencia
- b) Onda portadora.- Equipo apropiado para acoplo de la señal, normalmente localizada en la subestación.
- c) Teléfono.- Entrelace de líneas privadas de teléfono.

VII_n.- Características del Equipo de Conexión y Desconexión.

Las características funcionales de un equipo de conexión de un banco de capacitores deberán ser seleccionadas para sus cargas específicas. Las consideraciones esenciales son: corriente continua, corriente de inrush durante la energización, tensión nominal del sistema y tensión transitoria de recuperación durante la desenergización.

Los estándares americanos sugieren una corriente continua nominal para los desconectadores de 1.25 veces la corriente nominal del banco de capacitores a tensión nominal para una operación con neutro flotante y 1.35 veces la corriente nominal para operación con neutro a tierra, las corrientes de inrush están definidas en términos de su magnitud de pico y frecuencia.

Los equipos de conexión y desconexión para capacitores deberán ser capaces de resistir corrientes de inrush, las cuales para un banco aislado se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pk} = 1.41 \sqrt{I_{sc} \cdot I_1}$$

Donde:

I_{pk} es el valor pico de la corriente de inrush, en amperes.

I_{sc} es la posible corriente trifásica de falla, en amperes.

I_1 es la corriente del banco de capacitores, en amperes.

Cuando dos bancos son operados uno junto a otro, las corrientes de inrush pueden ser un punto importante para los equipos de interrupción. Cuando un banco es energizado, la entrada de un segundo banco, puede resultar en una corriente de inrush dentro del segundo banco, debido a la descarga del banco de capacitores desde el momento de energizar el primer banco. La magnitud y frecuencia de la corriente de inrush puede ser calculada como sigue:

$$I_{pk} = 1747 * \sqrt{V_{LL} (I_1 * I_2) / L_{eq} (I_1 * I_2)} \quad (\text{para } f_s = 60 \text{ Hz})$$

$$f_t = 9.5 * \sqrt{f_s V_{LL} (I_1 + I_2) / L_{eq} (I_1 * I_2)}$$

Donde:

f_s Es la frecuencia del sistema en Hertz.

f_t Es la frecuencia de la corriente inrush transitoria, en Kilohertz.

L_{eq} Es la inductancia equivalente total por fase entre bancos de capacitores en μH

I_1, I_2 Son las corrientes del inicio de conexión de un banco con respecto a uno ya energizado. Cuando el cierre ocurre en la cresta de tensión de la fuente el banco que se encuentra conectado se considera descargado. La corriente utilizada deberá incluir el efecto de operación del banco de capacitores a una tensión arriba de la nominal del valor del capacitor y el efecto de una tolerancia positiva de capacitancia. Con ausencia de una información específica, un multiplicador de 1.15 veces la corriente nominal del capacitor deberá dar un resultado conservador.

I_{pk} Es el valor pico de la corriente de inrush calculada sin circuito amortiguador, en amperes. En circuitos prácticos será alrededor de 90 % de este valor

V_{LL} Es la máxima tensión nominal de línea a línea en Kilovolts.

Es recomendable separar varios cientos de metros los bancos de capacitores para tener aceptable nivel de corriente de inrush, pero para configuraciones donde es

indispensable conectar los bancos juntos es recomendable o puede ser requerido la utilización de reactores limitadores de corriente.

Cuando la operación de un banco es realizada a la tensión nominal del sistema, la tensión de recuperación alcanza hasta 2.0 por unidad para un banco conectado en estrella aterrizada y 2.5 en por unidad para un banco conexión estrella con neutro flotante.

En algunas condiciones la tensión de recuperación puede alcanzar hasta 4.1 en por unidad para un banco estrella con neutro flotante, la tensión inicial a través de los contactos del interruptor siguiendo la apertura de un circuito capacitivo es prácticamente cero, desde el capacitor sobre el lado de la carga de el interruptor tomando la misma tensión instantánea como existió sobre el lado de la fuente. Comúnmente, los circuitos capacitivos no están interrumpiendo hasta que esta corriente es cero. A este tiempo, la tensión del circuito y el capacitor son máximos y del mismo valor. Medio ciclo más tarde la tensión a través de los contactos del interruptor es dos veces el valor de cresta de la fundamental (para una estrella aterrizada) desde entonces el capacitor tiene retenida esta carga y la fuente de tensión ha alcanzado esta cresta de el valor opuesto como se muestra en la figura 32.

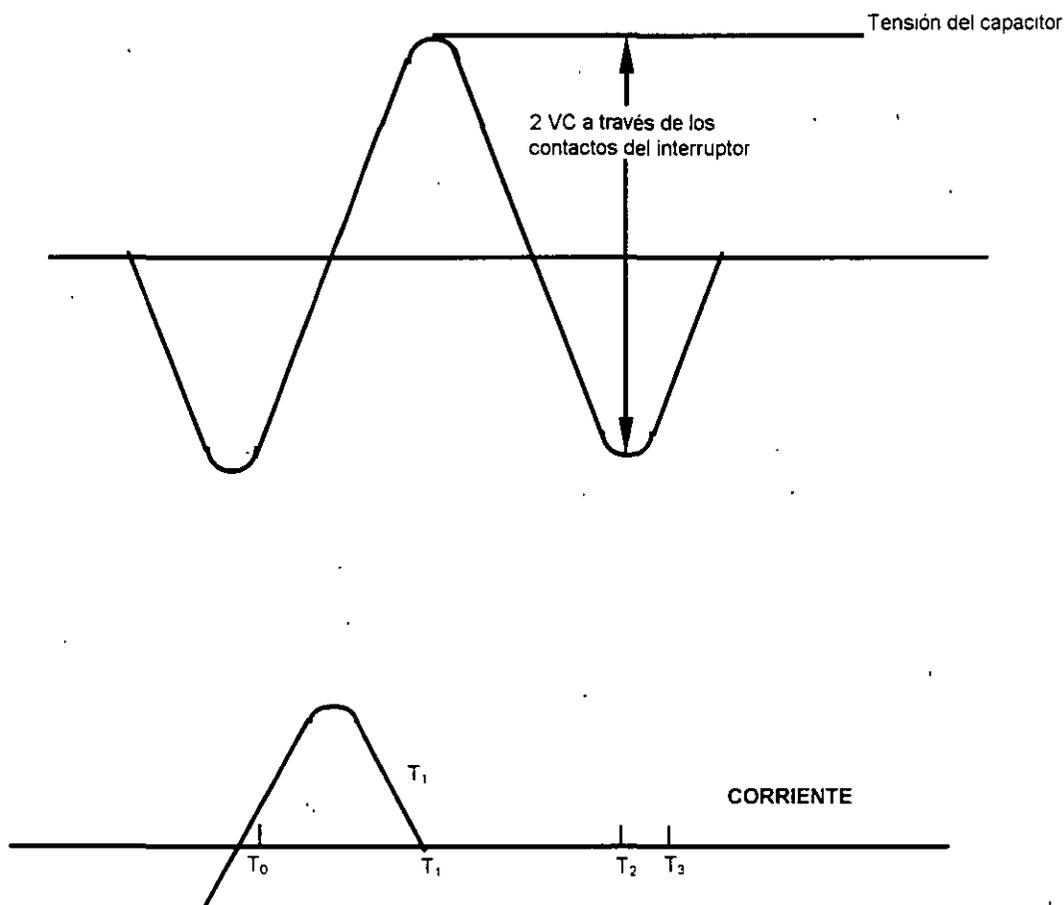


FIGURA 32

Donde:

- V_c Tensión de pico del sistema**
- T₀ Tiempo de inicio de la apertura del interruptor**
- T₁ Primer cero de corriente.**
- T₂ ½ ciclo después del primer cero de corriente.**
- T₃ Interruptor completamente abierto.**

VII.- Protección.

Debido al relativo tamaño de los bancos de capacitores utilizados en los alimentadores de las líneas de distribución, los métodos de protección son generalmente menos complejos y mas sencillos de comprender que los utilizados para los bancos subestación. La protección de un bastidor montado en poste, incluye fusibles para capacitores y apartarrayos.

VII₁.- Fusibles.

En los bancos de capacitores para distribución, fusibles en grupo, fusibles individuales, o una combinación de los dos puede ser utilizada. Fusibles en grupo involucra el uso de un solo fusible en serie con toda una fase del banco de capacitores.

Para los fusibles individuales cada unidad capacitiva es operada separadamente. Los fusibles en grupo es el método más comúnmente utilizada en este tipo de aplicación para las líneas de distribución.

Los fusibles para unidades individuales son generalmente no utilizadas en pequeños bancos con conexión estrella con neutro flotante debido a el esfuerzo de sobretensiones sobre las unidades adyacentes a la unidad aislada por la operación del fusible. La función de los fusibles en grupo es detectar la falla escalonada de un solo capacitor y remover el grupo de capacitores de servicio rápidamente previendo la ruptura del bote y daños a otras unidades.

Al mismo tiempo, es necesario que los fusibles en grupo resistan las condiciones normales de operación del banco de capacitores sin operaciones sorpresivas de los fusibles.

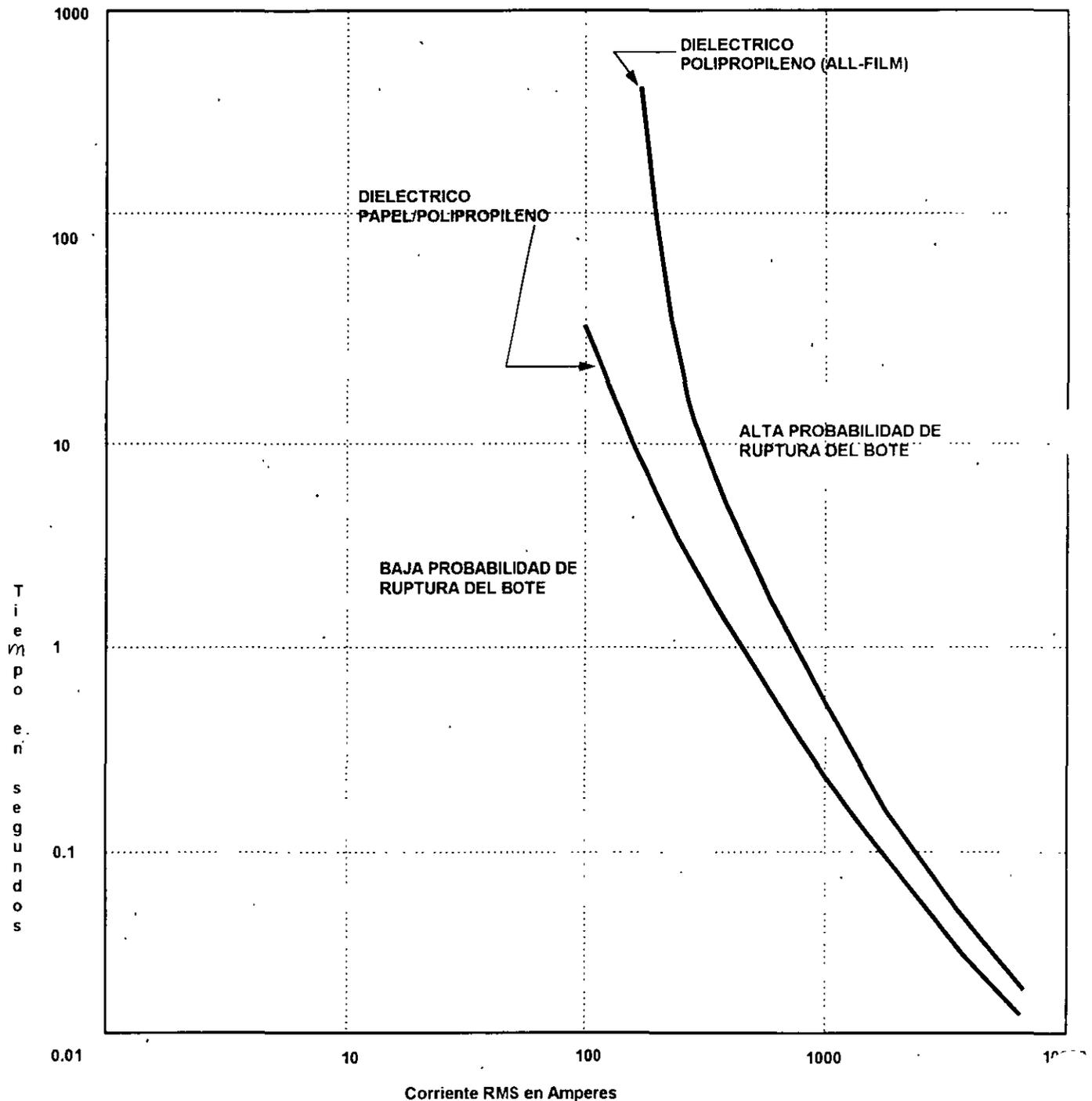
Es necesario que los fusibles en grupo sean dimensionados para resistir las siguientes condiciones:

- a) **Corrientes continuas.** Estas incluyen las consideraciones por componentes armónicas, tolerancias de la capacitancia y sobretensiones. Normalmente la capacidad de corriente continua de los fusibles requiere un 125 % a 135 % de la corriente nominal del capacitor dependiendo del tipo de conexión.
- b) **Corriente de inrush por operación del banco.** A pesar de que esta es raramente presente en los bancos tipo poste la curva mínima de fusión del fusible deberá ser coordinada con la corriente de inrush del banco para minimizar la posibilidad falsa operación del fusible.
- c) **Sobre corrientes.** La sobre corriente debido a impulsos de rayo o a una falla por arco cercana puede ser un problema importante para un banco de capacitores montado en poste, especialmente para los que cuentan con fusibles de bajo amperaje. En áreas donde existen altos incidentes de descargas atmosféricas, fusibles con velocidad de operación lenta y con una gran capacidad a resistir sobretensiones deberán ser utilizados para las necesidades con baja corriente.
- d) **Tensión nominal del fusible.** La protección en grupo con fusibles es seleccionada para tensiones de línea a línea para aplicación en bancos estrella aterrizada sobre un sistema de neutro sólidamente aterrizado. Tensiones mayores para un banco en estrella con neutro flotante son necesarias debido a la alta tensión de recuperación a través del fusible cuando la unidad es liberada.

Para minimizar la posibilidad de la ruptura del bote en una unidad fallada y el daño a otras unidades el fusible deberá seleccionarse para:

- a) **Interrumpir la corriente máxima de falla a 60 Hz esperada.** En conexiones estrella aterrizada y delta, la corriente máxima es la corriente de falla posible en el sistema donde se encuentra localizado el capacitor. La capacidad de resistencia de cada capacitor varía con el diseño y el tamaño, de esta manera la corriente de falla posible para cada localización deberá ser comparada con la curva de ruptura del bote, la cual es suministrada por cada fabricante. Si la corriente de corto circuito es excesiva, otra opción posible incluye la utilización de fusibles limitadores de corriente para limitar la corriente de falla, conectando el banco en estrella con neutro flotante se reducirá considerablemente la corriente de falla, o moviendo el banco a otra localización con una aceptable valor de corriente de falla.
- b) **Coordinación con la curva de ruptura de bote para cada unidad capacitiva.** La curva de liberación total máxima de el fusible debe ser utilizada colocándose a la izquierda de la curva de ruptura del bote. Una curva típica de ruptura del bote es mostrada en la fig.5
- c) **Remover la unidad fallada sin evidencias de sobretensiones excesivas en las unidades buenas.** En la aplicaciones estrella con neutro flotante, la tensión de línea a línea deberá ser marcada en la fases buenas durante el corto de una unidad capacitiva. La sobretensión permisible es resumida en la tabla 6. Esta tabla indica el tiempo de liberación de falla deseado menor que 1 seg. Esto es generalmente difícil de llevar a cabo en una protección en grupo con fusibles para un capacitor conectado en estrella con neutro flotante, donde la

corriente de falla es tres veces la corriente normal de fase del banco de capacitores. El buen funcionamiento tiene que ser generalmente llevado a cabo seleccionando el fusible que libera la falla más rápido que resista la corriente continua, la corriente de conexión inrush y los requerimientos de sobrecorriente por descargas atmosféricas. Generalmente, el tiempo de liberación esta en el orden de 15 seg a 2 min. Que puede ser llevado a cabo por una unidad completamente fallada, con un flujo de corriente de tres veces la corriente normal de fase del banco.



VII₂.- Apartarrayos:

Las sobretensiones atmosféricas y la operación de bancos de capacitores puede ocasionar importantes sobretensiones al sistema. Los apartarrayos pueden ser utilizados para limitar estas sobretensiones transitorias.

Rearqueos en el equipo de conexión puede causar altos transitorios, importantes sobretensiones transitorios pueden ocurrir también en el banco de capacitores debido a el aumento de la sobretensión de un circuito resonante en el sistema de potencia asociado con la operación remota de un banco de capacitores, cable, o línea de transmisión .

Generalmente, los apartarrayos son instalados en el sistema del lado del fusible del capacitor y los más cercano posible al banco de capacitores. Las conexiones deberán ser lo mas cortas posibles con el fin de que el esfuerzo de tensión en el aislamiento de la unidad capacitiva sea minimizado.

Colocando el apartarrayos del lado de la fuente del fusible reduce la sobrecorriente a través de este fusible. Esto es muy importante para pequeños bancos de capacitores en sistemas de alta tensión donde el tamaño del fusible es menor que 15 Amp.

VII₃.- Consideraciones por Armónicas.

Los problemas por armónicas pueden dar como resultado la fusión de fusibles, unidades capacitivas falladas y operaciones falsas en los relés. A pesar de que los transformadores de potencia pueden ser productores de armónicas en los sistemas de distribución los equipos que utilizan arcos (Hornos de arco eléctrico, soldadores de arco) o convertidores electrónicos de potencia (computadoras, vareadores de velocidad en motores, motores de C.D., ininterrumpibles fuentes de potencia, etc.) se vuelven una importante fuente de armónicas para los alimentadores.

Con la máxima generación dispersa y almacenada en los sistemas de distribución así como en la expansión del uso de convertidores electrónicos de potencia para otros usos, el problema de armónicos deberá ser tomado en cuenta e investigado cuando un banco de capacitores presente fallas inexplicablemente o simplemente presente un mal funcionamiento.

Las normas americanas recomiendan una distorsión máxima de la tensión de 5% para sistemas eléctricos de potencia hasta 69 KV, La instalación de capacitores de potencia mejora la eficiencia de operación en los sistemas pero también su uso tiene una influencia muy significativa en los niveles de armónicos, los capacitores en si no son una fuente generadora de armónicos, pero proveen una red de caminos para una posible condición de resonancia local.

Los capacitores de potencia instalados tienen una gran influencia en la magnitud de corrientes y voltajes armónicos que se presentan en el sistema, así como en las cargas de los mismos usuarios.

Si los problemas de armónicos son descubiertos, a través de un análisis o por experiencia, las posibles soluciones incluyen lo siguiente:

- a) Poner el neutro flotante en los capacitores conectados en estrella aterrizada.
- b) Cambio del tamaño del banco o de su localización.
- c) Agregar un reactor a un banco de capacitores existente.
- d) Agregar un capacitor filtro
- e) Controlar el esquema de operación (conexión y desconexión) para evitar resonancia.

VII_j- Aplicación de Bancos de Capacitores en Subestaciones.

Aplicación en sistemas de transmisión y distribución conectadas en las subestaciones sin incluir su aplicación en las líneas de distribución.

VII_k- Tamaño y número de bancos.

Los requerimientos de capacitancia son determinados por la optimización de múltiples beneficios para un punto definido en el sistema. Los capacitores tipo subestación para distribución son siempre dimensionados para suministrar los requerimientos de VARS de la carga, suministrada por los bancos de transformadores de la subestación. Esto provee la corrección del factor de potencia a la unidad en el lado de alta tensión del transformador y por lo tanto la operación efectiva de la transmisión y subtransmisión de la energía eléctrica. Los capacitores de potencia tipo subestación para transmisión son siempre dimensionados y localizados en base al flujo de carga y al estudio de la estabilidad de la red de transmisión.

Los capacitores minimizan el sistema las pérdidas, incrementando la tensión del sistema e incrementando los márgenes de estabilidad. Después de conocer los requerimientos de VARS, se determina el número individual de pasos para el tamaño del banco de capacitores tomando en cuenta la ventaja que representa la estandarización del equipo, existen otras limitaciones que pueden influenciar el máximo y mínimo tamaño del banco a utilizar.

VII_{k1}- Máximo tamaño.

El máximo tamaño de los bancos está influenciado por los siguientes factores:

- a) Cambio en la tensión del sistema debido a la operación de los bancos de capacitores.
- b) Limitación de la corriente continua del equipo de interrupción.

Quando un banco de capacitores es energizado o desenergizado, la tensión a frecuencia fundamental del sistema se incrementa o decrece respectivamente, con el fin de tener un mínimo efecto sobre la carga del usuario, el cambio de esta tensión es siempre limitado a un valor de 2% a 3% , este cambio de tensión (ΔV) puede ser estimado por la siguiente fórmula.

$$\Delta V = (MVAR/MVA_{CC}) * 100 \%$$

Donde:

MVAR Es el tamaño del banco de capacitores en MVAR

MVA_{CC} Es la potencia de corto circuito trifásica disponible en MVA en el punto de

VII_l- Localización del Banco

Los valores de corriente continua del equipo de interrupción utilizados en la operación de los bancos de capacitores, puede ser un factor importante que determine la dimensión del banco. El valor de la corriente del equipo es normalmente determinado por la multiplicación de la corriente nominal del banco por 1.25 para una operación del banco con neutro flotante y por 1.35 para un banco con conexión en estrella aterrizada.

VII_m- Mínimo tamaño del banco.

El mínimo tamaño de un banco de capacitores esta influenciado por los siguientes factores:

- a) Las consideración del desbalance del banco de capacitores.
- b) Coordinación de los fusibles.

Quando un fusible opera en un banco de capacitores indicando la falla de un capacitor, una condición de desbalance ocurrirá, las unidades remanentes del mismo grupo serie serán sometidas a una sobretensión a 60 Hz . Un criterio común es limitar esta sobretensión a 110% cuando una unidad se encuentre fallada. Para lograr esto es necesario un mínimo numero de unidades conectadas en paralelo.

Quando un capacitor de un grupo serie esta completamente en cortocircuito los otros grupos serie del banco son sujetos a una sobretensión de 60 Hz hasta que el fusible libera la falla. El fusible debe liberar la falla rápidamente de manera tal que evite la falla del resto de los capacitores en buen estado debido a la sobretensión.

La tabla 6 detalla el numero mínimo de unidades recomendado en paralelo por grupo serie, para limitar la tensión en las unidades remanentes cuando una unidad sale, tomando como referencia el 110% de la tensión nominal.

En la tabla 7 se presentan algunos valores comunes de la tensión máxima permitida en los capacitores estandarizados por algunas normas.

La tabla 8 nos muestra un resumen de la tensión que se presenta en los otros grupos serie de un banco de capacitores cuando una unidad capacitiva es cortocircuitada en la fase "A".

Los valores de las dos tablas anteriores, acopladas con los valores del tamaño del fusible utilizado, deberá indicar el mínimo número de unidades capacitivas que deben utilizarse.

El banco de capacitores debe ser diseñado para que la duración de la sobretensión definido en la tabla 8 no deba exceder el tiempo definido en la tabla 7. El factor que influencia este diseño, incluye la conexión del banco, el número de grupos serie, el numero de unidades paralelo y las características del fusible.

Numero de grupos serie	Y aterrizada o Δ	Y neutro flotante	Y partida neutro flotante
1	---	4	2
2	6	8	7
3	8	9	8
4	9	10	9
5	9	10	10
6	10	10	10
7	10	10	10
8	10	11	10
9	10	11	10
10	10	11	11
11	10	11	11
12 o más	11	11	11

Tabla 6 Mínimo número de unidades recomendadas en paralelo por grupo serie para limitar la tensión a no más de 110% en las unidades remanentes con una unidad fuera.

Duración	Máxima tensión permisible (veces la tensión nominal)
6 ciclos	2.20
15 ciclos	2.00
1 seg.	1.70
15 seg.	1.40
1 min.	1.30

Tabla 7 Máxima tensión permisible en el capacitor.

VIII.- GUIA DE OPERACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

VIII_a.- Configuración del Banco de Capacitores.

Existen 3 configuraciones básicas en los bancos de capacitores:

- Conexión estrella aterrizada
- Conexión estrella con neutro flotante
- Conexión delta

Esta última conexión es utilizada normalmente en tensiones bajas por ejemplo 2400 volts. Donde un capacitor con valores nominales estándar no es posible conectarlo en conexión estrella. Normalmente las instalaciones de capacitores en estrella son menos complicadas de construir y más económicas.

Numero de grupos serie	Y aterrizada o Δ			Y neutro flotante			Y partida neutro flotante		
	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
1	---	1.00	1.00	---	1.73	1.73	---	1.73	1.73
2	2.00	1.00	1.00	1.60	1.15	1.15	1.71	1.08	1.08
3	1.50	1.00	1.00	1.29	1.08	1.08	1.38	1.04	1.04
4	1.33	1.00	1.00	1.20	1.05	1.05	1.26	1.03	1.03
5	1.25	1.00	1.00	1.15	1.04	1.04	1.20	1.02	1.02

Tabla 8 Tensión en por unidad en los capacitores buenos.

Existen ciertas ventajas y desventajas asociadas con la conexión de bancos de capacitores conectados en estrella aterrizada o estrella con neutro flotante. Las ventajas de la conexión estrella aterrizada comparada con la conexión estrella con neutro flotante son las siguientes:

- a) El costo inicial del banco puede ser menor ya que el neutro del banco no se necesita aislar de tierra al nivel de aislamiento del sistema, como en el caso de una conexión con neutro flotante.
- b) La tensión de restablecimiento del interruptor del banco es reducida.

c) Las cargas mecánicas del diseño de la estructura son reducidas.

Las desventajas de la conexión estrella con neutro aterrizado comparada con la conexión estrella con neutro flotante son las siguientes:

- a) Altas corrientes de inrush que pueden aparecer en las tierras de la subestación y las estructuras que pueden causar problemas a la instrumentación.**
- b) El neutro a tierra puede drenar corrientes armónicas de secuencia cero y causar problemas en la comunicación telefónica.**
- c) El neutro aterrizado provee una baja impedancia en una falla de la red a tierra y puede requerir un reajuste en la calibración de los reles de tierra del sistema.**
- d) En bancos con un solo grupo serie, el neutro aterrizado del banco usualmente hace necesario la utilización de fusibles limitadores de corriente por la magnitud de la falla de fase a tierra.**

Bancos de capacitores conectados en estrella con el neutro a tierra, estrella con neutro flotante y conexión delta pueden estar sometidos a sobretensiones por ferresonancia si estos son operados junto con un banco de transformadores con cierta conexión en los bobinados con equipo de operación monofásicos o si una desconexión en un polo de un equipo trifásico ocurriera, para el banco de capacitores con neutro flotante, si el transformador tiene el neutro aterrizado o incluso si consiste de muchos transformadores monofásicos conectados a lo largo del alimentador, un circuito potencialmente ferresonante existe si el equipo de conexión monofásico es operado.

Los transformadores y apartarrayos tienden a fallar bajo estas condiciones de operación. Si el transformador trifásico es conectado con el neutro flotante, la conexión del banco en estrella con neutro aterrizado deberá evitarse por la misma razón anterior. Aunque la ferresonancia pudiera ocurrir en estos circuitos, esta ocurrencia es muy rara por que la carga resistiva en los transformadores pudiera evitar dicha ocurrencia.

VIII_b- Conexión y Desconexión de un Banco de Capacitores.

Cuando un banco de capacitores es energizado o desenergizado son producidas corrientes y tensiones transitorias que afectan tanto a el banco de capacitores conectado como al sistema.

VIII_{b1}- Energización.

VIII_{b1.1}- Energización en un banco aislado.

En la figura 33 se muestra el circuito equivalente para la energización de un banco de capacitores desde una fuente predominantemente inductiva. Cuando el interruptor es cerrado un flujo de gran magnitud de corriente a una alta frecuencia dentro del capacitor intenta

igualar la tensión del sistema con la tensión del capacitor. Si el interruptor es cerrado en el valor pico de la tensión, la tensión dentro del capacitor intentara inmediatamente incrementarse desde el cero de tensión, que es la condición de desenergización a la tensión pico. En el proceso de llevar a cabo este cambio de tensión, un alto valor de tensión ocurrirá, que será igual a la cantidad de intentos de cambio de tensión. Esta sobretensión es también de la misma alta frecuencia que la corriente de inrush, y rápidamente decaerá a el valor de tensión del sistema. La magnitud de sobretensión para un banco de capacitores solo conectado en estrella con el neutro a tierra, es como máximo de 2.0 en por unidad. (más típicamente este valor esta en el orden de 1.8 en por unidad ver figura 34.)



Figura 33 Sistema de energización para un banco aislado

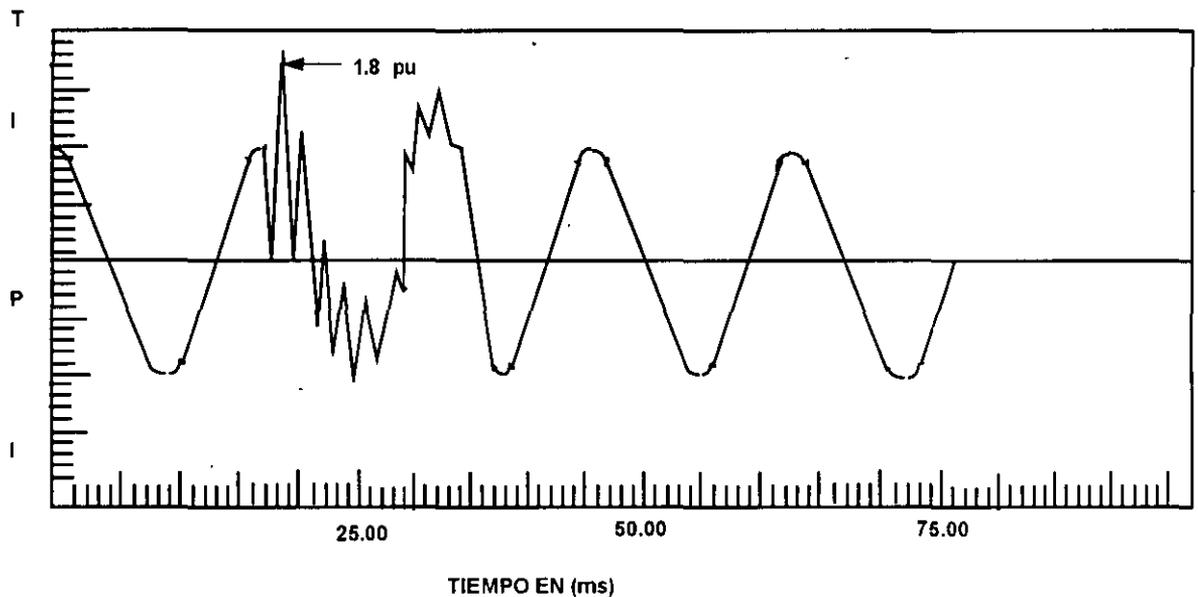


Figura 34

Tensión en el bus para la energización de un banco de capacitores.

Sobretensiones dinámicas.

La energización de un transformador y un banco de capacitores juntos ver figura 35 puede ocasionar excesivas sobretensiones dinámicas que afectan al transformador, los capacitores, los fusibles y los apartarrayos. Este tipo de problema puede ser evidenciado en el banco de capacitores por fallas de algunas unidades y sorpresivas operaciones de los fusibles.

La naturaleza del problema involucra la generación de altas tensiones debido a las corrientes de inrush de los transformadores que son ricas en armónicas para un sistema en el cual la frecuencia natural es cercana a uno de estos armónicos.

La corriente de inrush de los transformadores incluye magnitudes significantes de armónicos de la frecuencia fundamental, por ejemplo: segunda, tercera, quinta, séptima etc. La mayor magnitud suele ocurrir para la armónica de menor orden. Si la impedancia equivalente del sistema a una o mas de estas frecuencias es alto, la tensión en ese punto deberá también ser alto ($V=IZ$).

Esta tendencia sucede cuando un banco de capacitores se conecta en paralelo, causando una resonancia con el sistema, el problema se evidencia en forma de una gran sobretensión, la cual tiene un alto contenido de armónicas, duradero por muchos ciclos. Ver figura 36.

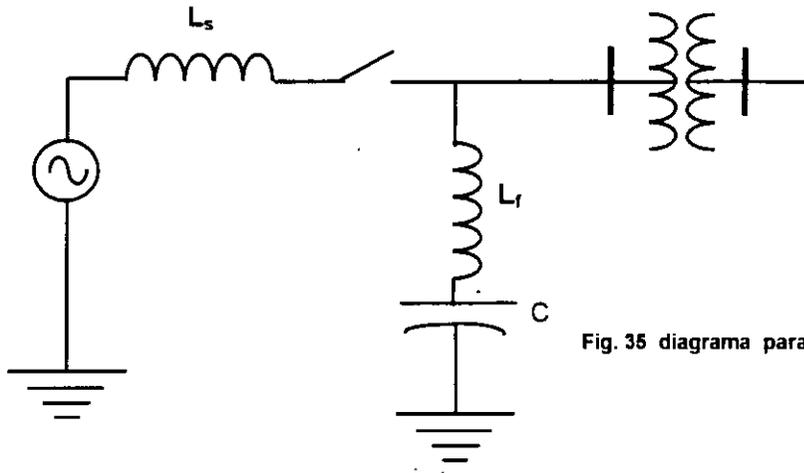


Fig. 35 diagrama para una condición de sobretensión dinámica

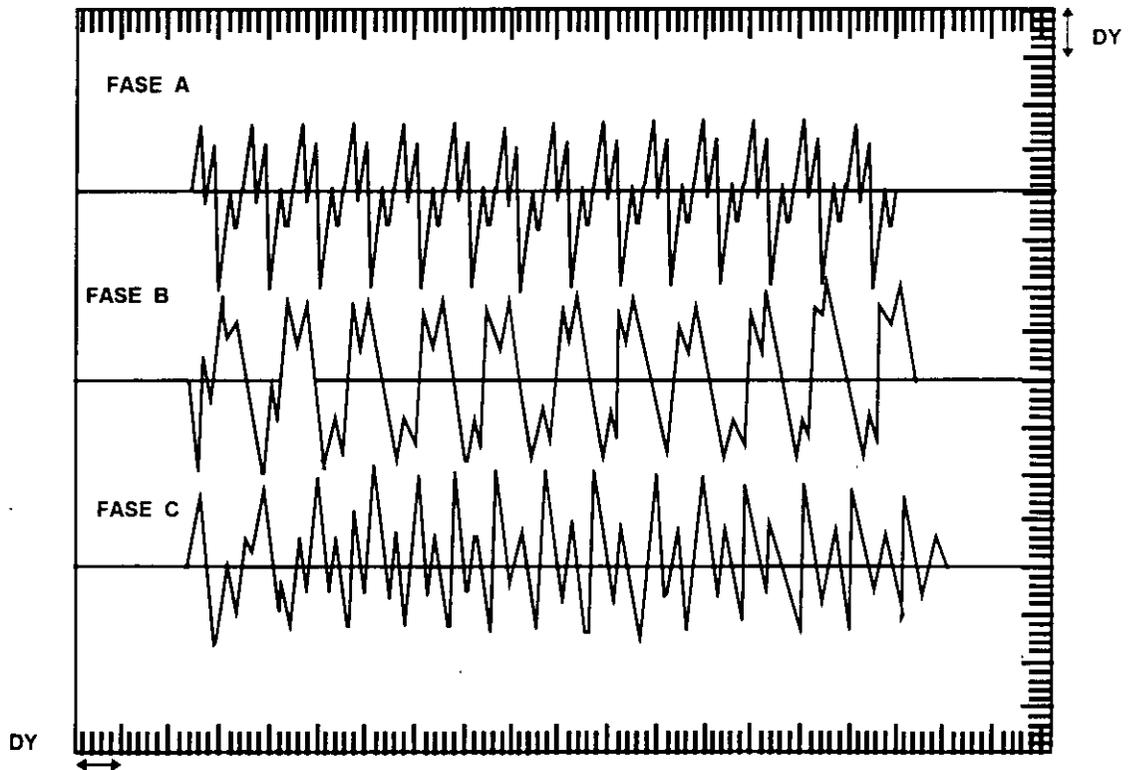


Fig. 36 Sobretensión dinámica en un filtro de capacitores.

Porque los apartarrayos no pueden proteger de una manera efectiva las sobretensiones dinámicas, la operación de los bancos de capacitores y transformadores juntos no es recomendable, a no ser que un estudio detallado muestre que la resultante de las sobretensiones no es excesiva, este tipo de conexión y desconexión es comúnmente dado en los circuitos de distribución donde la componente resistiva de la carga, normalmente amortigua eficazmente éste tipo de transitorios.

Aumento de Tensión.

Cuando más de un banco de capacitores es involucrado en el circuito a diferentes niveles de tensión, un incremento de tensión puede ocurrir, este incremento de tensión normalmente toma su lugar en un sistema de bajo voltaje, inductivamente acoplado, cuando un capacitor es conectado en un sistema. En la figura 37 se ilustra un sistema en el cual este fenómeno puede ocurrir.

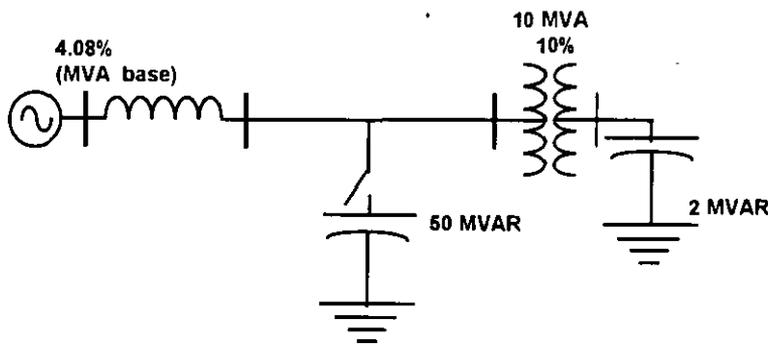


Fig. 37 diagrama del sistema para una condición de sobretensión

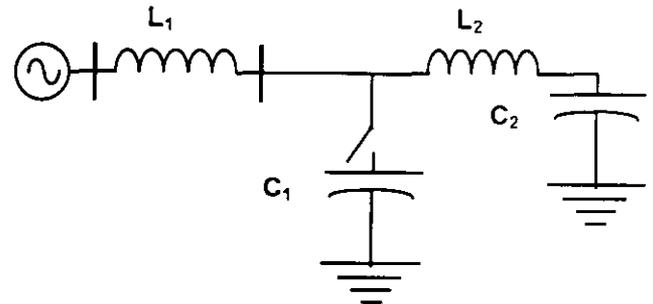


Fig. 38 Circuito equivalente para una condición de sobretensión

La figura 38 muestra el circuito equivalente. Son 2 circuitos acoplados inductivo-capacitivo.

Si la frecuencia de resonancia de estos dos nodos es aproximadamente la misma por ejemplo $L_1 \cdot C_1 = L_2 \cdot C_2$. El aumento de la tensión puede ocurrir por que el circuito de mas baja tensión, comienza a ser inyectado con una fuente de tensión a su frecuencia de resonancia.

La magnitud de la tensión es intensificada cuando el capacitor desconectable es mucho mas grande que el capacitor fijo en los sistemas de baja tensión.

Por ejemplo $C_1 \gg C_2$ y $L_1 \ll L_2$.

Esta magnitud de tensión es lo suficientemente alta para operar los apartarrayos de la subestación en los sistemas de baja tensión.

Esta magnificación de tensión puede ser evidenciada por la falla de equipos y apartarrayos durante la operación remota del banco de capacitores.

Este problema puede ser resuelto como sigue:

- a) Desintonizar el circuito cambiando la posición o el tamaño del banco de capacitores.
- b) Utilizar resistencias de pre-inserción en los interruptores para limitar las magnitudes de sobretensión.
- c) Poner el neutro flotante en los bancos operados remotamente.
- d) Conectar los bancos de gran tamaño en secciones.

La razón para juzgar a este problema es que la operación de un banco de capacitores es un evento muy común, repetitivas sobretensiones pueden dañar los aislamientos de los equipos y resultar como una severa carga para los apartarrayos.

Aislamiento de fase a fase

La energización de un banco de capacitores puede someter a otros equipos a excesivas sobretensiones de fase a fase, especialmente en la conexión delta de los transformadores, un potencial problema se ilustra en la fig. 39.

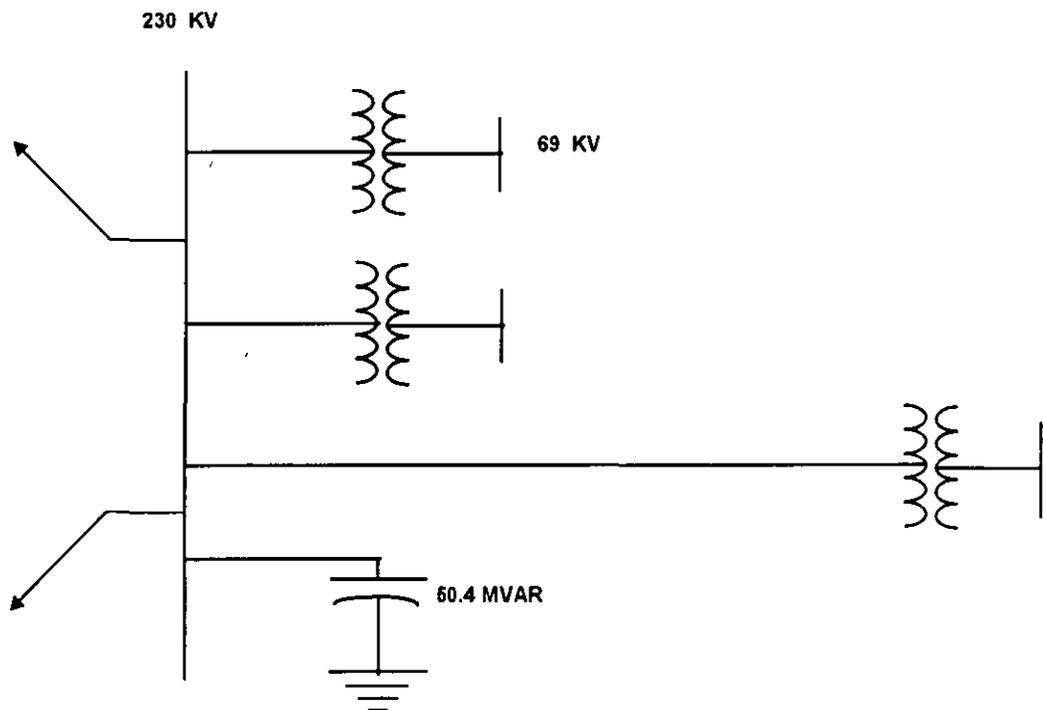


Figura 39 Muestra un sistema con posibles problemas de transitorios en la conexión delta de los transformadores.

Las sobretensiones generadas por la energización de un banco de capacitores viajaron en dirección de la línea hacia los transformadores y se duplicaron en ese punto, y es posible tener una sobretensión de +2.0 por unidad en una fase y -2.0 por unidad en otra de las fases, esto resultara en un 4.0 por unidad de fase a fase. Esto será un problema potencial para los transformadores que son utilizados en esta configuración. Un ejemplo típico de este tipo de transitorios es mostrado en la figura 40 la severidad momentánea del transitorio está en función de la configuración del sistema y puede ser significativamente mayor que el 4.0 por unidad mencionado arriba.

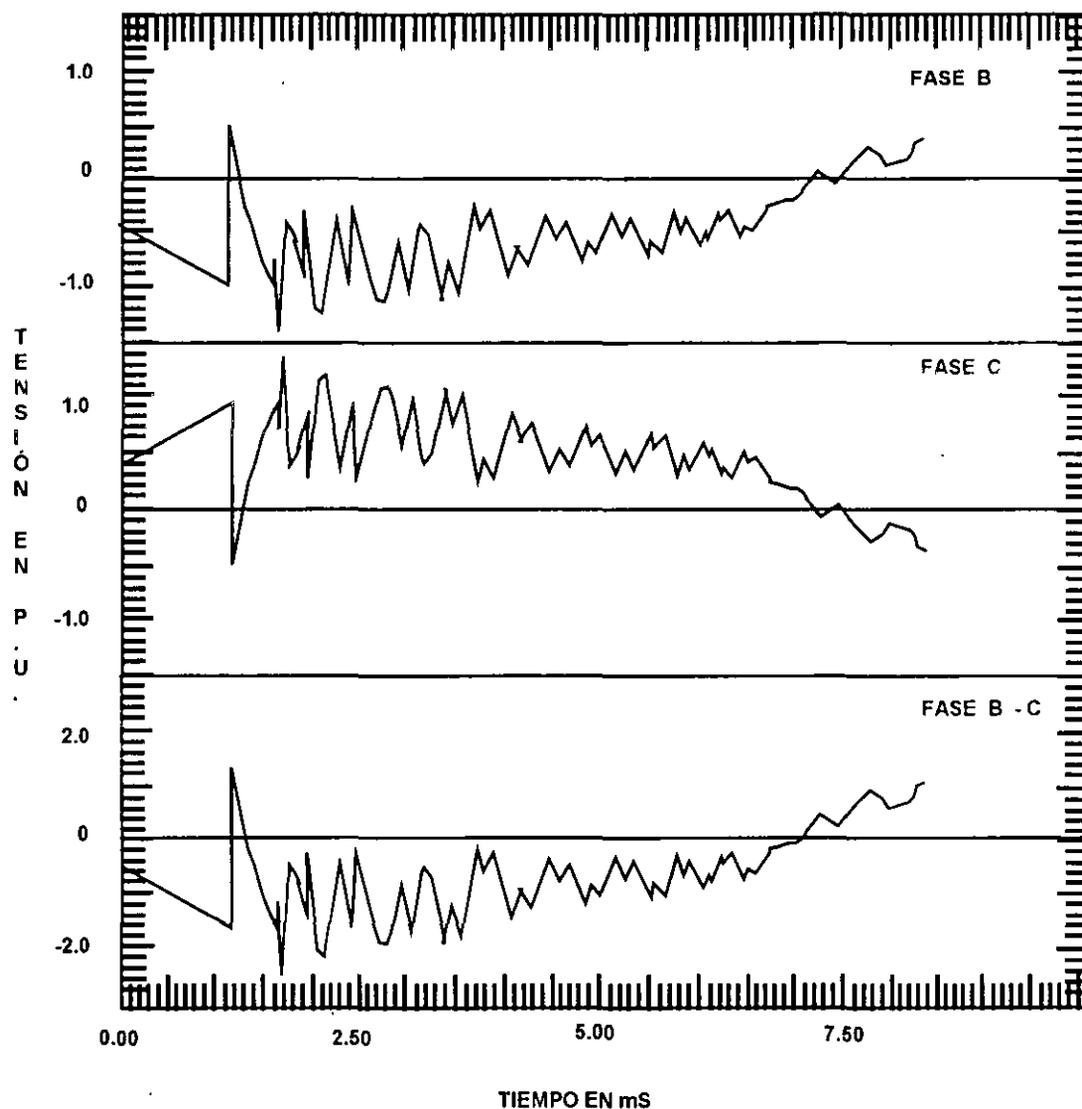


FIGURA 40 Típica forma de onda debida a transitorios durante la operación de un banco de capacitores medida en campo.

Prestrike (Pre-arqueo)

Un prestrike puede ocurrir durante la energización de un banco cuando este es puesto en servicio, un arco se establece dentro del interruptor antes de que hagan contacto físico los contactos, este fenómeno es conocido con el nombre de prestrike (pre-arqueo).

Cuando un prestrike ocurre, normalmente aparece un flujo de corriente de inrush de alta frecuencia. Ciertos interruptores pueden interrumpir esta corriente de alta frecuencia en una corriente cero de alta frecuencia. Cuando el interruptor comienza a arquear, corrientes y tensiones transitorias ocurrirán debido a la carga atrapada en el capacitor.

VIII_{b2}- Energización de un banco de capacitores Back to Back

Cuando un banco de capacitores es energizado en la proximidad de otro banco previamente energizado deberán de tomarse en cuenta otras consideraciones. Un flujo de corriente de inrush de alta frecuencia es originado cuando el banco entra en operación, sin embargo existe una inductancia limitadora que es la inductancia existente entre el banco y la inductancia propia del sistema. La magnitud y frecuencia de la corriente de inrush, es siempre mucho mayor que la corriente que se presenta durante la energización de un banco aislado, las ecuaciones para el cálculo de estas corrientes se dan a continuación. Estas ecuaciones pueden ser también utilizadas para calcular las corrientes de inrush cuando mas de dos bancos son operados muy cercanos uno del otro proviendo la inductancia equivalente que es propiamente calculada.

$$I_{pk} = 1747 * \sqrt{V_{LL} (I_1 * I_2) / L_{eq} (I_1 * I_2)} \quad (\text{para } f_s = 60 \text{ Hz})$$

$$f_t = 9.5 * \sqrt{f_s V_{LL} (I_1 + I_2) / L_{eq} (I_1 * I_2)}$$

Donde:

- f_s Es la frecuencia del sistema en Hertz.
- f_t Es la frecuencia de la corriente inrush transitoria, en KiloHertz.
- L_{eq} Es la inductancia equivalente total por fase del banco de capacitores en μH
- I_1, I_2 Son las corrientes de un banco que comienza a ser conectado y de banco ya energizado. Cuando el cierre ocurre en la cresta de tensión de la fuente el banco que se encuentra conectado se considera descargado. La corriente utilizada deberá incluir el efecto de operación del banco de capacitores a una tensión arriba de la nominal del valor del capacitor y el efecto de una tolerancia positiva de capacitancia. Con ausencia de una información específica, un multiplicador de 1.15 veces la corriente nominal del capacitor deberá dar un resultado conservador.
- I_{pk} es el valor pico de la corriente de inrush calculada sin circuito amortiguador, en amperes. En circuitos prácticos será alrededor de 90 % de este valor
- V_{LL} es la máxima tensión nominal de línea a línea en Kilovolts.

Esta alta frecuencia de inrush puede exceder la capacidad de corriente momentánea a las frecuencias transitorias de los equipos de interrupción, así como la capacidad de resistir i^2t de los fusibles de los capacitores. Esto también puede causar operaciones falsas de los relés de protección y excesivas tensiones en los transformadores de corriente conectados en el neutro o la fase de un banco de capacitores con conexión en estrella con neutro a tierra.

La operación de bancos cercanos es tipificada por el circuito de la figura 41, la magnitud y frecuencia de las corrientes de inrush es determinada para asegurar la operación adecuada del equipo de conexión, así como la de los relés, fusibles etc. cuando la corriente de inrush es excesiva uno o más de las siguientes recomendaciones deberán ser tomadas en cuenta.

- a) Poner reactores limitadores de corriente con el fin de disminuir el pico de corriente y el flujo de transitorios de frecuencia oscilatoria.
- b) Agregar resistencia de pre-inserción, estas resistencias son diseñadas para amortiguar el circuito previendo oscilaciones y permitiendo al capacitor cargado regresar al potencial de la línea antes de que los contactos principales del interruptor cierren.
- c) Conectar el banco de capacitores en pequeños incrementos de MVAR.
- d) Controlar el equipo de conexión cerrando en el cero de tensión.

Para controlar las corrientes transitorias de alta frecuencia en la red de tierra de la subestación cuando dos o más bancos en conexión estrella aterrizada se encuentran localizados en el mismo sitio, el neutro del banco puede ser directamente conectado con una sola conexión a tierra.

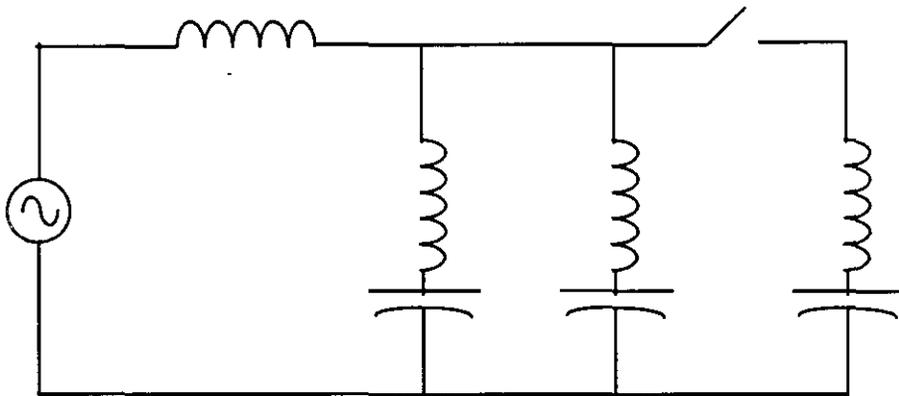


Fig. 41 Circuito desconectable con capacitores Back to Back

VIII_c- Desenergización .

VIII_{c1}- Restrike (rearqueo)

Un equipo de interrupción desenergizando un banco de capacitores a la corriente cero, si la corriente es estrictamente capacitiva, la tensión en ese instante es el valor pico. La interrupción inicial de un circuito capacitivo es generalmente muy sencilla, si consideramos que la magnitud de la corriente es muy baja comparada con la corriente de falla. La corriente, sin embargo, puede ser interrumpida cuando los contactos del interruptor están separados un poco. En adición el pico de tensión sobre el lado de la carga del interruptor, y la tensión instantánea en el lado de la fuente del interruptor son de la misma polaridad. La fig. 42 ilustra este fenómeno para un banco conectado en estrella con el neutro a tierra.

Una interrupción exitosa depende de que si el interruptor cuenta con suficiente resistencia para aguantar el valor pico de tensión de recuperación. Medio ciclo después de la interrupción en un banco conectado en estrella con neutro a tierra, aparecen dos veces la tensión nominal del sistema entre los contactos. Si un restrike ocurre en este punto, el capacitor intenta una tensión de recuperación cresta de polaridad opuesta, con esto ocasionara intentos de disparos en la protección, hasta que se alcance la tensión deseada .

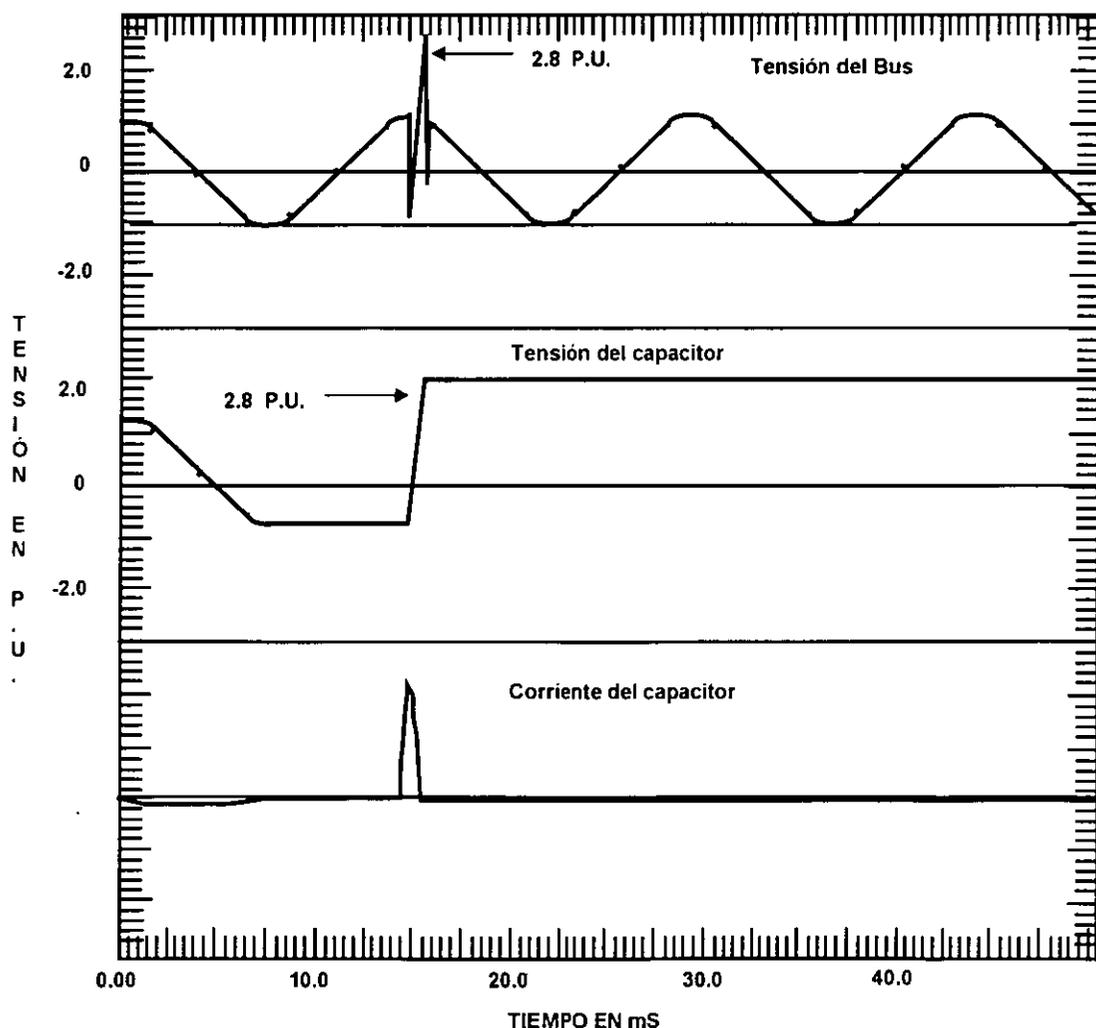


Figura 42 desenergización de un banco de capacitores con restriking en el equipo de interrupción

La forma de onda de la corriente es la corriente de inrush oscilatoria. Si esta inrush es interrumpida en el cero de corriente de alta frecuencia, una tensión de hasta 3 p.u puede ser atrapado por el capacitor y el proceso de restriking y puede continuar con el subsecuente incremento de tensiones. Los bancos conectados en estrella con neutro flotante sometidos a operaciones de conexión y desconexión tienen sobretensiones mayores que las de los bancos conectados con el neutro a tierra, tanto como:

- a) 2.5 por unidad en la primera fase abriendo cuando las otras dos fase abren en el siguiente cruce por cero.
- b) 3.0 por unidad en la primera fase abriendo cuando las otras dos fase se encuentran retrasadas en la apertura.
- c) 4.1 por unidad en la primera fase abriendo cuando una de las otras dos fases se encuentra retrasada en su apertura.

El restriking en los equipos de conexión y desconexión de bancos de capacitores puede resultar en sobretensiones altas en el sistema, que puede dar como resultado en una severa carga de energía a los apartarrayos, o daños a los equipos adyacentes que no se encuentran protegidos adecuadamente

Sin embargo es conveniente escoger un equipo de interrupción que minimice la posibilidad de un restriking. Si estos restrikinges son esperados, es conveniente proteger el equipo con un apartarrayos apropiadamente dimensionado. El apartarrayos puede ser analizado tomando en cuenta la energía asociada al restriking, si la capacidad de energía del apartarrayos estándar es excedida, un apartarrayos de mayor capacidad de energía con un nivel de protección de bajas sobretensiones puede ser aplicado en el banco de capacitores.

Liberación de la falla

Las fallas dentro de los bancos capacitores pueden ser liberados por el equipo de desconexión, asociado al banco de capacitores, o por algún otro equipo de desconexión de la subestación. En ambos casos, el equipo de desconexión deberá ser capaz de controlar la tensión de recuperación y la corriente capacitiva de desconexión y conexión que ocurrirá sobre las fases no falladas durante el evento de la liberación de falla. Esto es de un especial interés para los interruptores que pueden ser utilizados para liberar las fallas de corriente, pero que pueden no ser adecuados para operación con cargas capacitivas.

VIII_{c2}.- Corrientes de Outrush (salida de flujo)

Las corrientes de outrush de los grandes bancos de capacitores es importante para los interruptores cercanos a la falla, el resultado es que una corriente de alta magnitud y alta frecuencia puede fluir en un interruptor que no es adecuado para soportar éstas condiciones. Las condiciones normalizadas de corriente de inrush son también aplicables a las consideraciones de corrientes de outrush.

El circuito que concierne para el calculo de outrush es ilustrado en la fig. 43 para un solo banco de capacitores. Las limitaciones de criterio son algunas veces el producto $I_{pk} \cdot f$. Es interesante notar que este producto es independiente del tamaño del capacitor. En otras palabras, el requerimiento de inductancia serie es dependiente únicamente de la tensión pico cuando el interruptor cierra durante la falla (ver la ecuaciones de la fig. 44).

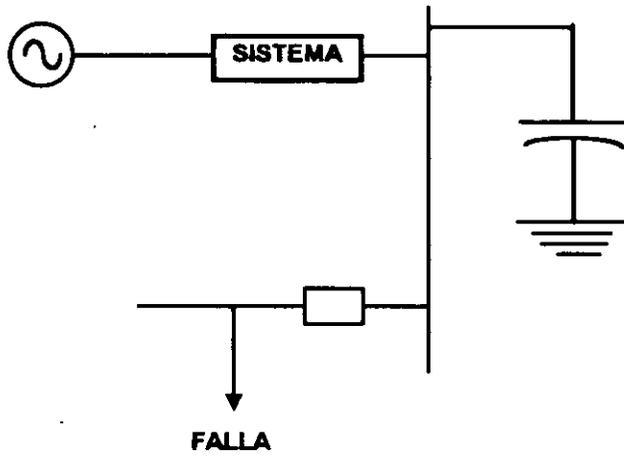


Fig. 43 Diagrama de un sistema con condiciones de outrush

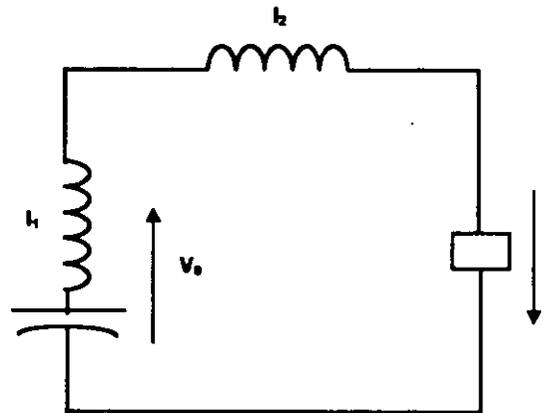


Fig. 44 Circuito equivalente para calculo de la corriente de outrush

Ecuaciones:

$$f = 1 / 2\pi \sqrt{L_{eq} C_1}$$

$$I_{pk} = V_0 \sqrt{C_1 / L_{eq}}$$

$$I_{pk} \cdot f = V_0 / 2\pi L_{eq}$$

Donde:

V_0 = Tensión inicial en C_1

L_1 = Inductancia de la bobina C_1

L_2 = Inductancia entre el capacitor y la falla

$L_{eq} = L_1 + L_2$

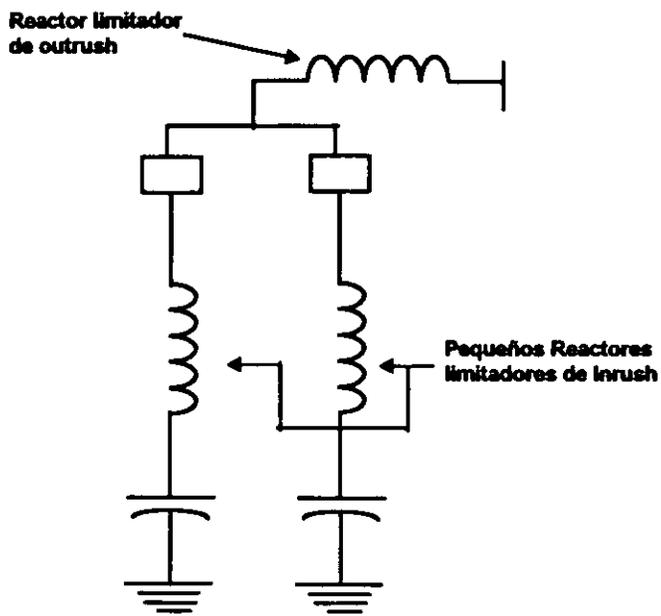
Resistencias de cierre no afectaran la corriente o frecuencia de outrush. La corriente total de outrush ocurre cuando éstas son puenteadas.

En un banco de capacitores en paralelo, hay un número de diferentes caminos para la configuración de los capacitores y los reactores serie requeridos. Unas cuantas de estas opciones están indicadas en la fig. 45. Cada opción tiene ventajas y desventajas.

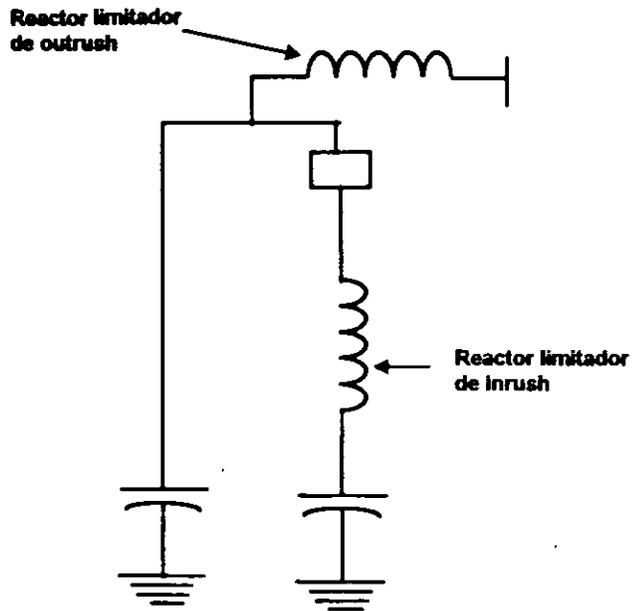
Opción 1 .- Reactores separados para requerimientos de inrush y outrush. Cuando un gran reactor es necesario para limitar la corriente outrush, un reactor común para corrientes limitadoras de outrush, en adición a un pequeño reactor para corrientes limitadoras de inrush, puede ser una buena solución optima. Una opción alterna para este tipo de configuración es mostrada en la configuración b, esta configuración alterna tiene la ventaja requerir únicamente dos reactores, y cumplirá perfectamente los objetivos de control de las corrientes de inrush y outrush.

Opción 2 .- Unicamente reactores limitadores de outrush, Interruptor limitador de inrush. Si la corriente de inrush, para bancos conectados muy cerca uno del otro, puede ser limitado a niveles aceptables uno del otro sin reactores limitadores de corriente, esto es probablemente la configuración más económica. Las resistencia de cierre o un control de cierre que opere los contactos cercano al cero de tensión es un método alterno para limitar la corriente de inrush. El reactor solo es utilizado para limitar las corrientes de outrush a niveles aceptables, una desventaja de esta opción es la magnitud de la alta corriente y frecuencia que pueden ocurrir en el evento de un restrike en la apertura.

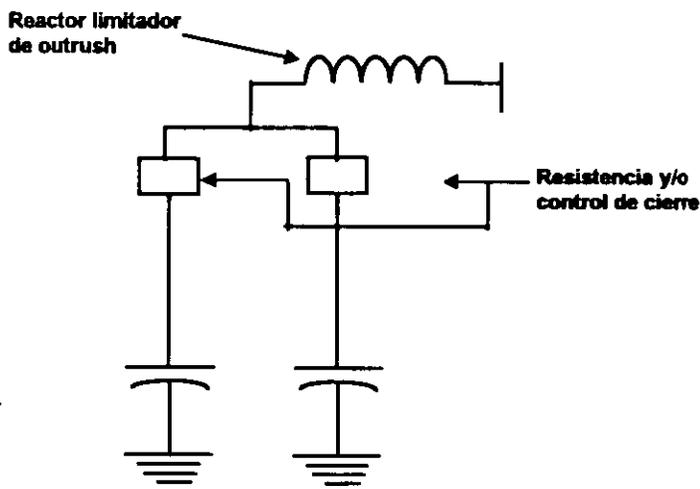
Opción 3 .- Dimensionamiento del reactor serie para inrush y outrush en serie con cada banco de capacitores. Si el costo de los reactores no es significativamente dependiente del tamaño de sus milihenrys, entonces esta opción puede ser más económica que la opción 1, sin embargo con dos bancos de capacitores iguales conectados en paralelo el valor del reactor en milihenrys requerido para controlar outrush puede ser más del doble que para un banco solo.



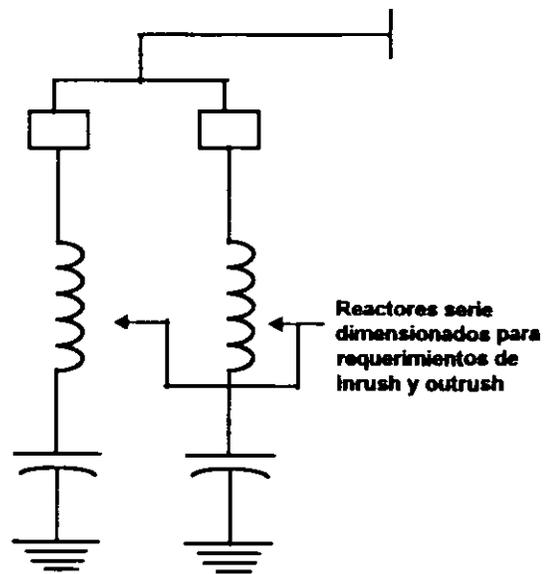
Opción 1(a)



Opción 1(b)



Opción 2



Opción 3

Figura 45 Opciones para el uso de reactores limitadores de corriente con bancos paralelo

VIIIId.- ARMONICAS.

Los niveles de tensión y corrientes armónicas en los sistemas de potencia se incrementan.

Una importante razón es la proliferación de equipos que producen armónicos, como por ejemplo: dispositivos convertidores de potencia en estado sólido, estos dispositivos son utilizados en amplios rangos de niveles de potencia, en la rama industrial, comercial y en los hogares para control de la tensión, control de la velocidad, cambios de frecuencia y convertidores de potencia, generalmente a un bajo costo, con un incremento en la eficiencia y un mantenimiento reducido, normalmente hasta que los dispositivos son remplazados. El uso de capacitores de potencia mejora la eficiencia en la operación de los sistemas, también tiene una influencia significativa en los niveles de armónicas, los capacitores no son en si generadores de armónicos, pero proveen un camino para una posible resonancia local o general. Aun cuando los capacitores no generan armónicos pueden influenciar en la magnitud de las tensiones y corrientes armónicas, que ocurren en las líneas del sistema así como en las cargas del consumidor.

La aplicación propia de capacitores en un ambiente de armónicos esta determinada por los siguientes factores:

- a) Limitaciones de la unidad capacitiva .**
- b) Limitaciones en la distorsión de la señal del sistema.**
- c) Otras consideraciones de operación y aplicación de los bancos de capacitores de potencia.**

Limitaciones del capacitor

El efecto de las componentes armónicas en el banco de capacitores causa adicionalmente calentamiento y un mayor esfuerzo dieléctrico. Los estándares internacionales dan las limitaciones de la tensión, corriente y potencia reactiva de los bancos de capacitores, las cuales pueden ser utilizadas para determinar los máximos niveles de armónicos permitidos. Por ejemplo las normas americanas indican que los capacitores pueden operar continuamente entre los límites siguientes.

- a) 110 % de la tensión nominal rms**
- b) 120 % de la tensión nominal pico.**
- c) 180 % de la corriente nominal rms**
- d) 135 % de la potencia reactiva nominal.**

A pesar de sobrepasar en el diseño las condiciones nominales del capacitor para condiciones inusuales, como son los armónicos, muchos problemas se muestran primero en los bancos de capacitores, presentando operación de fusibles o unidades capacitivas falladas. La razón de esto es que son en muchos casos, parte de un nodo resonante, y como consecuencia un incremento en los niveles de los componentes armónicos. La resultante de las tensiones y corrientes armónicas son mas grandes en el banco de capacitores .

VIII₄₁.- Limites de distorsión

La tensión limite de distorsión recomendada es resumida en la tabla 8. En general la distorsión de la forma de onda es usualmente descrita por su distorsión total (THD), esta tensión (THD) es definida como sigue.

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2} / V_1 \cdot 100 \%$$

Donde : THD = Es la distorsión total de armónicas.

V_n = Es la magnitud de la tensión armónica.

V_1 = Es la magnitud de la tensión a frecuencia fundamental.

Nivel de tensión del sistema de potencia (KV)	Tensión total (THD) (%)
69 y Menores	5.0
Mayores a 69 hasta 161	2.5
Mayores a 161	1.5

Tabla 8 .- Límites de distorsión de tensión para sistemas de media y alta tensión.

VIII.- Consideraciones de operación y aplicación.

Otras consideraciones de operación y aplicación que deberán ser incluidas en la evaluación de la condición de armónicas son dadas a continuación.

- a) La tensión de operación del sistema en la localización de los capacitores puede exceder los valores nominales frecuentemente. Aproximándose a 105 %**
- b) Desbalance dentro de un banco de capacitores, especialmente debido a la operación de fusibles individuales, típicamente es permitido alcanzar 10% de sobretensión en un grupo serie, antes de que el esquema de protección por desbalance deje fuera de servicio el banco de capacitores.**
- c) Si un sistema fue analizado para asegurar que el THD es menor que los niveles definidos por las normas bajo condiciones normales de operación, es posible que la distorsión se incrementara significativamente durante condiciones de desbalance en el banco de capacitores.**
- d) A pesar de que la normas indican un límite de corriente de 180 %, las operaciones de fusibles son raras, si los valores nominales de los fusibles son típicamente escogidos basados en corrientes de rango 125 % y 165 % de la nominal del capacitor .**
- e) La tolerancia permitida de los capacitores es de 0 a 15 % con respecto a sus KVAR nominales**

VIII.- PROTECCION

La protección de los bancos de capacitores subestación incluye los siguientes componentes:

- a) Fusibles individuales para las unidades capacitivas.**
- b) Relevador por desbalance de tensión.**
- c) Relevador de sobrecorriente.**
- d) Apartarrayos.**
- e) Relevador para tensión de fase**
- f) Inspección visual periódica.**

VIII_M.-Fusible Individual para Unidades Capacitivas

La función del fusible del capacitor es sensar e indicar la falla de una unidad capacitiva sola y quitar dicha unidad de servicio rápidamente, previendo la ruptura del bote y daño a otras unidades, al mismo tiempo, es deseable que el fusible resista las condiciones normales del banco sin que ocurran operaciones sorpresivas. Es indispensable que el fusible resista las siguientes condiciones:

- a) Corriente máxima continua. Esto incluye armónicas, tolerancias en la capacitancia y sobretensiones permitidas.**
- b) Operaciones por corrientes de inrush. Esto es en relación a la operación de bancos de capacitores conectados muy cerca uno del otro (back to back). Los reactores limitadores de corriente pueden ser utilizados para cambiar la magnitud y frecuencia de las corrientes de inrush a niveles aceptables, resistencias de amortiguamiento pueden ser utilizadas para amortiguar las corrientes de inrush hasta niveles aceptables. Valores significativamente grandes de I^2t en el fusible pueden ser producidas por (restrike) rearqueos en el equipo de desconexión durante la apertura de un banco.**
- c) Sobrecorriente por descarga atmosférica. Esto es mas relevante en los bancos tipo poste y raramente es un problema para los bancos tipo subestación.**
- d) Corriente de descarga en una unidad fallada. Cuando una unidad capacitiva falla, por ejemplo un corto circuito interno, los capacitores adyacentes conectados en paralelo se descargarán a través de él. El fusible de las unidades buenas deberá resistir esta corriente de outrush de alta frecuencia de la unidad fallada.**

Para asegurar que el fusible liberara la falla apropiadamente, previendo la ruptura del bote de la unidad fallada o de las otras unidades, el fusible deberá dimensionarse como sigue:

- a) Seleccionarse para resistir la corriente máxima seleccionada de 60 Hz.**
- b) Liberar a la unidad fallada sin provocar excesivas sobretensiones en las unidades buenas**
- c) Resistir la energía de descarga de las unidades buenas conectadas en paralelo a la unidad fallada.**
- d) Coordinar adecuadamente con la curva de ruptura del bote de la unidad fallada.**

En algunas aplicaciones puede ser muy difícil reunir todos estos requisitos, para este caso es necesario acordar con el cliente los requerimientos mínimos necesarios para su selección.

VIII₂- Relevador de sobrecorriente.

Considerar en el ajuste del relevador la magnitud y tiempo de duración de las corriente de inrush y outrush para que no ocurran falsos disparos.

VIII₃- Relevador de desbalance de neutro.

Cuando un fusible funde en un banco de capacitores, un incremento de tensión a frecuencia fundamental ocurre en las unidades remanentes pertenecientes al mismo grupo serie. Un esquema de detección de desbalance es empleado para monitorear dichas condiciones, y tomar acción cuando se requiera, éste esquema requiere tres niveles de acción.

- a) Alarma para desbalance a bajo nivel, esto es cuando el nivel de sobretensión en las unidades buenas es menor que 110% . El retardo de tiempo es normalmente 4 seg. O más**
- b) Disparo para el equipo de desconexión del banco de capacitores para niveles mayores de desbalance. Sobretensiones en las unidades buenas es mayor que 110%. El ajuste de disparo en tiempo es de 4 a 10 seg.**
- c) Disparo por desbalance severo del banco. El ajuste deberá ser lo mas rápido posible.**
- d) coordinado con el tiempo máximo de la liberación del fusible, el ajuste de retardo de tiempo es casi siempre 0.3 a 0.5 Seg.**

VIII₄- Apartarrayos.

El apartarrayos puede ser aplicado en los bancos de capacitores para limitar las sobretensiones transitorias en el capacitor así como en otros equipos del sistema. La aplicación de los apartarrayos en los bancos de capacitores en el lado del interruptor, puede ayudar a reducir la tensión de recuperación del interruptor en una conexión estrella con neutro flotante del banco de capacitores.

VIII_{re}.- Relevador de tensión de fase.

Con la conexión de capacitores en las líneas de un sistema, inherentemente se tiene un incremento de tensión en un punto del sistema. Proteger el capacitor y otros equipos de la subestación contra condiciones de prolongadas sobretensiones es necesario contar con un relevador que detecte las condiciones de sobretensión directamente del bus.

VIII_{re}.- Aplicaciones especiales del capacitor.

A continuación se mencionan las aplicaciones especiales para los capacitores de potencia y se describen las consideraciones necesarias para la aplicación en filtros de armónicas.

- a) Filtros de armónicas**
- b) Motores.**
- c) Protección por sobretensión.**

IX.-FILTROS DE ARMONICAS.

Los niveles de tensión y corrientes armónicas en los sistemas de potencia son generalmente incrementados por el aumento en el uso de dispositivos no lineales tales como: los convertidores de potencia en estado sólido, el incremento en la instalación de capacitores de potencia y/o filtros de armónicos para mejorar la eficiencia en la operación de los sistemas, puede producir resonancias paralelo dañinas que son excitadas por cargas productoras de armónicas en los sistemas eléctricos de potencia .

La utilización de capacitores como filtros de armónicas permite el control de dichas componentes armónicas en los sistemas eléctricos de potencia locales, reduciendo la distorsión de la tensión, la instalación de los filtros de armónicas incluye lo siguiente:

- a) Control de la distorsión general de tensión.
- b) Filtrado por rectificación de cargas y sistemas de hornos de arco.
- c) Control de corrientes armónicas en las terminales de los convertidores de transmisión de corriente directa y sistemas estáticos de VARS.

Los filtros paralelo más comúnmente utilizados son: El filtro de sintonización simple, el filtro en doble sintonía y el filtro pasa altas. El tipo de filtro implementado depende de la naturaleza del problema de armónicos que quiera ser resuelta. Los esquemas de los filtros paralelo se muestran en la fig. 46 .

Los límites de sobrecarga permitidos para el diseño de los capacitores por las normas son los siguientes:

- a) KVAR máximo 135 %
- b) Tensión RMS máxima 110%
- c) Suma de tensión pico 120%
- d) Corriente RMS 180 %.

Estas capacidades de sobrecarga son utilizados para condiciones de contingencia, mientras el capacitor seguirá soportando las condiciones normales de operación. Todos estos parámetros deberán ser verificados cuando los capacitores sean instalados en un medio ambiente de la red donde se considere la presencia de armónicas. Particularmente si el capacitor es parte integral de un filtro.

La utilización de un inductor en serie con un capacitor da como resultado en incremento de tensión en las terminales del capacitor, dadas por la siguiente fórmula.

$$V_{cap} = (n^2/n^2-1) * V_{sist}$$

Donde:

V_{cap} = Tensión de línea a línea del capacitor en volts.

V_{sist} = Tensión de línea a línea del sistema en volts.

n = Armónica sintonizada del filtro.

Quando verificamos el máximo incremento de tensión, las peores condiciones deberán ser tomadas en cuenta. La máxima tensión del sistema junto con la tolerancia máxima de la capacitancia (típicamente 10%) y la máxima tolerancia de la inductancia (típicamente 5%) deberán utilizarse, tomando en cuenta estas tolerancias se obtendrá el máximo aumento de tensión en el reactor.

Quando utilizamos un banco de capacitores en un sistema con una tensión menor que la nominal del capacitor, la siguiente fórmula deberá ser utilizada para determinar los KVAR efectivos.

$$KVAR_{cap} = (V_{sist})^2 / X_c * 1000$$

Donde:

V_{sist} = Tensión de línea a línea en volts.

X_c = Reactancia capacitiva a la frecuencia fundamental.

La presencia del reactor filtro, cambia los KVAR efectivos de salida del banco al nuevo valor de KVAR, que son calculados con la siguiente fórmula.

$$KVAR_{ftr} = (V_{sist})^2 / (X_c - X_L) * 1000$$

Donde:

V_{sist} = Tensión de línea a línea en volts.

X_c = Reactancia capacitiva a la frecuencia fundamental.

X_L = Reactancia inductiva a la frecuencia fundamental.

Sin embargo el diseñador puede hacer muchas iteraciones antes de tomar la decisión final en el valor nominal del banco de capacitores, si la compensación reactiva es también requerida para el filtro.

El límite de corriente en los capacitores a pesar de que su valor es de 180% de la corriente nominal, normalmente es menor en la realidad por que las unidades capacitivas individuales son generalmente seleccionadas para operar de 125% a 165% de la corriente nominal.

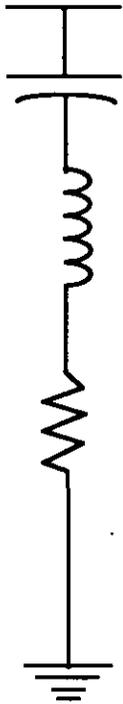
Cuando se diseña un filtro, la tensión rms, la corriente rms y la tensión pico en un banco de capacitores , será limitado a los valores nominales para las condiciones normales de operación especificadas en las normas para estos equipos. Esto es que las capacidades de sobretensión cubran los sobretensiones del sistema y las condiciones de desbalance del banco.

Las componentes armónicas pueden incrementarse significativamente si existen condiciones de desbalance en el banco, los equipos y accesorios del banco deberán especificarse para su aplicación particular, y es conveniente conocer en la medida de lo posible los siguientes datos.

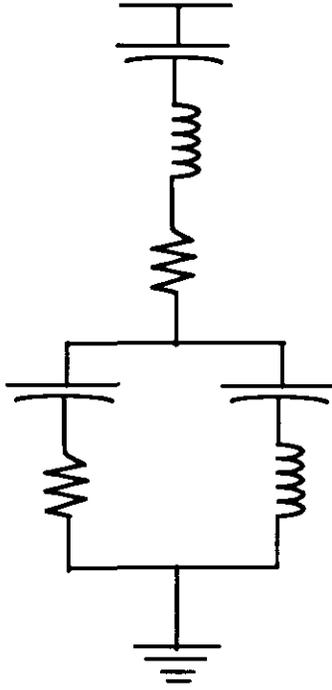
- a) La tensión del sistema de línea a línea.**
- b) La capacitancia del banco en microfarads μF .**
- c) Los valores relevantes de otros componentes del circuito (resistencia en ohms, inductancia en microhenrys etc.)**
- d) La tensión armónica o perfil de corriente a través del filtro o preferentemente a través del banco de capacitores para el rango de frecuencia requerida.**
- e) El ciclo de carga esperado o repetición de valores de sobrecorriente y tensión.**

El fusible del capacitor no fue previsto para proteger la unidad para corrientes de sobrecarga. Cuando una unidad se cortocircuita, el fusible opera y la unidad fallada es aislada, esto minimiza la probabilidad de ruptura del bote y reduce el efecto de la unidad fallada en la operación general del banco y el sistema.

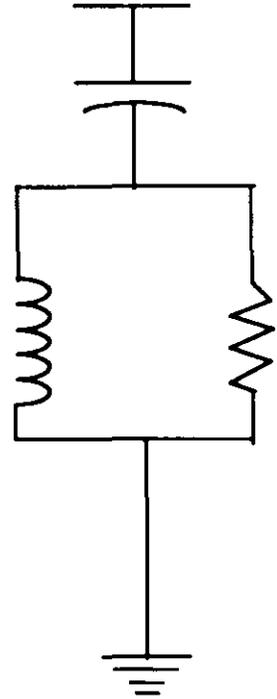
En recientes años la tendencia fue limitar los fusibles a un valor cercano a la corriente nominal del capacitor, intentando con esto obtener mayor rapidez en la operación del fusible cuando una unidad falla. La existencia de corrientes armónicas excesivas pueden causar operaciones en los fusibles no deseadas, estas falsas operaciones causan desbalances de tensión dentro del banco de capacitores, los cuales pueden resultar en unidades capacitivas falladas que de otra manera no deberían de haber ocurrido. Por esta razón el diseño de los filtros de armónicas y la selección de los fusibles debe ser cuidadosamente considerado.



(a) Filtro simple sintonía



(b) Filtro doble sintonía



(c) Filtro pasa altas

Figura 46 Filtros paralelo

X.-INSPECCION Y MANTENIMIENTO.

Todos los bancos de capacitores deberán inspeccionarse y hasta la mediada de lo posible verificar tambien sus características eléctricas, antes de su instalación, puesta en servicio y periódicamente o como se requiera hasta el final de su vida de servicio. Desde que los capacitores son instalados al sistema, una sola inspección visual no puede determinar la condición de todos los capacitores individuales.

X_a.- Protección y seguridad del personal.

Las prácticas normales de seguridad deberán ser respetadas durante la instalación, inspección y mantenimiento de los capacitores, adicionalmente a los procedimientos que son utilizados particularmente para capacitores deberán ser acompañados por la protección al personal y equipo dado en los códigos de seguridad de cada país.

Las siguientes recomendaciones deberán ser tomadas en cuenta para prever posibles accidentes o daños al personal y equipo.

Libramiento y puesta a tierra.

Después de que una banco de capacitores fue desenergizado, es necesario esperarse 15 minutos como mínimo antes de aproximarse, esto permite el tiempo suficiente para que la resistencia de descarga realice su función de disipar la energía almacenada en cada unidad capacitiva. Esta resistencia de descarga esta diseñada para reducir la tensión a través de cada unidad capacitiva a un valor inferior de 50 volts, en menos de 5 minutos; sin embargo el personal deberá siempre aterrizar un cable en las tres fases del banco. En los grandes bancos tipo subestación deberá considerarse la instalación de cuchillas de puesta a tierra permanentes, que pueden ser colocadas junto al banco o ser parte de el.

Regularmente después de que el banco fue aterrizado es recomendable que las unidades individuales sean cortocircuitadas y aterrizadas antes de que el personal haga contacto con ellas, para asegurar que ninguna energía almacenada se encuentre presente.

Deformación de los Unidades Capacitivas.

Excesivas deformación del bote en las unidades capacitivas, son un claro indicativo de una excesiva presión interna, que puede ser causada por sobrecalentamiento o creación de gases durante una condición de probable arqueo interno. Estas unidades deberán ser manipuladas cuidadosamente, es recomendable consultar al fabricante si existen dudas referentes al manejo de dichas unidades.

Fugas en las unidades capacitivas.

Quando manipulamos capacitores con fuga de líquido, hay que evitar a toda costa el contacto con la piel y prever la entrada en áreas sensitivas del cuerpo, como por ejemplo los ojos. El manejo y destrucción del líquido aislante para capacitores deberá seguir los métodos requerido por las dependencias encargadas de la salud y ecología de cada país.

Líquido combustible.

Algunas unidades capacitivas pueden contener líquido combustible, para este caso su localización deberá condicionarse tomando en consideración la posibilidad de un incendio provocada durante el evento de falla de un capacitor.

Re-energización.

Quando se retorna un capacitor o banco de capacitores a servicio, es conveniente verificar que todas las conexiones utilizadas para cortocircuitar así como las conexiones de puesta a tierra que fueron colocadas durante el mantenimiento hayan sido removidas, permitiendo un tiempo mínimo de 5 minutos entre desenergización de un banco y reenergización que es el tiempo suficiente para la disipación de la energía almacenada.

X_b- Inspección inicial, mediciones y energización.

La inspección inicial deberá incluir los siguientes puntos:

- a) Verificación mecánica del ensamble del equipamiento de los capacitores con apropiados claros eléctricos y seguridad estructural.
- b) Algunos útiles basados en el uso de la medición de capacitancia de las unidades capacitivas nuevas, indentificandoles de manera tal que sea posible establecer una comparación para mediciones futuras.
- c) Asegurar los accesorios necesarios en el fusible tipo expulsión para una exitosa operación.
- d) Checar las conexiones eléctricas para una adecuada instalación y un buen contacto eléctrico, verificar que las tuercas de las terminales de la unidad tengan el torque apropiado. Checar la conexión del fusible individual, para asegurar que estén bien apretados y tengan buen contacto, verificando el siguiente listado:

- 1) El tubo fusible-capacitor conectado correctamente en su posición del bus con un torque apropiado.**
 - 2) Verificar el torque adecuado del fusible en la terminal del capacitor.**
 - 3) En el fusible tipo expulsión, asegurar que la cabeza de la canilla haga buen contacto con el tubo-capacitor y asegurar que el listón fusible sea adecuadamente conectado.**
-
- e) Limpiar todos y cada uno de los aisladores, fusibles y bushings de los capacitores, para prevenir la posibilidad de acumulación de suciedad que pueda provocar un posible arco eléctrico.**
 - f) Inspeccionar los aisladores y bushing de los capacitores de posibles rupturas o estrelladuras.**
 - g) Identificación de los daños en bushing e identificación de los posibles fuentes de fuga en los botes.**
 - h) Pruebas de operación de todos los controles y carga de interruptores, desconectores y cuchillas de puesta a tierra antes de energizar el banco de capacitores.**
 - i) Antes de la energización, verificar que los valores de capacitancia de cada una de las fases sea lo suficientemente cerrada para que permita una buena coordinación con cualquier esquema de protección con relevadores. Como mínimo este desbalance producido por las tolerancias en los valores de capacitancia de las unidades no deberá de resultar en un valor de tensión mayor que 110% de la tensión nominal de la unidad.**
 - j) Verificar que el desbalance no afecte la operación correcta de las protecciones.**
 - k) Inmediatamente después de la energización verificar que los valores de tensión son muy cerrados a los esperados, verificar que la tensión registrada, la corriente del capacitor y los valores de KVAR se encuentren dentro de los límites permitidos.**
 - l) Entre las primeras 8 y 24 hrs después de la puesta en servicio es muy importante recheckar en el banco el estado de todos los fusibles, la deformación de las unidades y el adecuado balanceo de las corrientes de fase.**

Inspecciones periódicas, mediciones y mantenimiento.

En los bancos subestación y distribución deberán ser inspeccionados y deberán realizarse periódicamente algunas mediciones eléctricas, hasta donde se requiera durante su vida de servicio. La frecuencia de las inspecciones deberá ser determinada por las condiciones y requerimientos del sistema local.

Xc.- Inspección visual

La inspección deberá incluir cuando menos los siguientes puntos:

- a) checar la posible fusión de fusibles, fuga en los botes, deformación en los botes, botes despintados u oxidados.**
- b) Checar derrames de fluido dieléctrico en las estructuras y el piso.**
- c) Checar la acumulación de suciedad en la superficie de los aisladores y bushing así como posibles rupturas.**
- d) Identificar puntos de calentamiento en las conexiones eléctricas del banco.**
- e) verificar la cantidad de aperturas del interruptor y disparos del equipo de protección.**
- f) Verificar posibles daños por vandalismo o disparos.**

Inspección física y mediciones.

Las inspecciones físicas y mediciones deberán incluir los siguientes puntos importantes:

- a) Verificación de posibles conexiones flojas, cables en mal estado tubos fusibles dañados, resorte del fusible inservible.**
- b) Verificación de fusibles para evidenciar posible calentamiento u otros daños.**
- c) Verificar el ajuste adecuado y operación de los equipos de control, interruptores y transformadores de instrumento.**
- d) El equipo expuesto a zonas con alto nivel de corrosión debe ser repintado tantas veces se considere necesario.**
- e) La capacitancia de las unidades individuales deberá ser medida y comparada con la lectura inicial de preferencia realizada con el mismo equipo de medición.**
- f) Algunas otras operaciones de mantenimiento sugeridas por el fabricante.**

Bancos con fallas excesivas

Los bancos de capacitores con excesivas unidades capacitivas falladas o fusibles operados deberán ser inspeccionados con mayor frecuencia, dichas inspecciones pueden incluir mediciones de transitorios, tensiones y corrientes armónicas producidas en el banco, para asegurar que todos estos parámetros se encuentran dentro de los límites de los rangos del capacitor. El fabricante deberá ser consultado para dar la asistencia necesaria.

X₄- Pruebas en campo.

Muchos equipos eléctricos son disponibles en el mercado para medir capacitancia, factor de potencia, impedancia, resistencia ohmica, resistencia dieléctrica etc. Con la ayuda de alguno de estos equipos es posible detectar un capacitor cortocircuitado o abierto, algunos pueden encontrarse parcialmente fallados y considerarse como buenos. Uno de los equipos mas populares para el campo es un medidor digital de capacitancia, este es un pequeño equipo operado con baterías de baja tensión normalmente da lecturas con mucha precisión sin embargo esta evaluación del estado del capacitor puede fallar debido a que es posible una falla que requiera una tensión más alta para detectar alguna falla interna.

Los bancos de capacitores son generalmente hechos en grupos serie con elementos en paralelo, la medición de capacitancia de una unidad puede ser una indicación directa de la condición interna de la unidad capacitiva. El capacitor estándar especifica que la potencia reactiva a corriente y tensión nominal a la frecuencia industrial no debe ser mayor a 115% de este valor, medido a 25 °C de temperatura interna uniforme, basados en esta tolerancia las unidades capacitivas con lecturas de capacitancia fuera de dicha tolerancia (0 a + 15%) deberán ser remplazadas, sin embargo cuando las lecturas son realizadas a temperaturas mas bajas que 25 °C el valor de la lectura es ligeramente menor a - 0%. En los diseños y tolerancias de manufactura, el fabricante debe ser consultado para detectar el valor de capacitancia cuando el capacitor esta parcialmente fallado.

X.- CONCLUSIONES:

La importancia en el manejo óptimo de la energía eléctrica, es un punto muy importante en el desarrollo de cualquier país, por tal razón, es de vital importancia un conocimiento profundo de los parámetros de operación, así como de todos y cada uno de los componentes que integran todo un sistema eléctrico de potencia.

Un gran porcentaje del uso de la energía eléctrica, es utilizado para la operación de la industria en general, donde una cantidad considerable de carga que representa es de carácter inductivo. Es por esta razón, que es muy importante el conocimiento y control de éste tipo de cargas, ya que una gran cantidad de energía necesaria para el funcionamiento de este tipo de cargas como lo son motores, Hornos de arco etc. es requerida para crear un campo magnético necesario para su operación. Dicha energía es conocida con el nombre de energía reactiva.

Toda la energía requerida para el funcionamiento de las cargas inductivas, cuando no se cuenta con los elementos adecuados para compensar la energía reactiva, debe ser suministrada por el sistema, lo cual provoca como lo hemos visto, grandes pérdidas de energía, así como un gran costo en la generación, la distribución y el consumo.

Para el buen y correcto desarrollo industrial de cualquier país, es necesario que la infraestructura industrial sea provista de un eficaz y económico suministro de energía eléctrica, ya que de no ser así, se corre el riesgo de frenar el impulso industrial debido a la costosa e ineficiente industria eléctrica .

La forma más eficaz y económica utilizada actualmente para compensar la energía reactiva es la utilización de capacitores de potencia. Por esta razón, es importante el buen conocimiento que se tenga de este elemento tan valioso, para el uso y racionalización de la energía eléctrica . Actualmente en los países desarrollados, más del 95% de las pequeñas , medianas y grandes empresas utilizan el capacitor de potencia, como medio para compensar la potencia reactiva.

En los países subdesarrollados en las última 2 décadas se ha incrementado de manera considerable la utilización del capacitor de potencia, para hacer más eficiente los sistemas eléctricos actuales ya que resulta mucho más económico, la instalación de capacitores de potencia en las líneas de transmisión y distribución, que la instalación de nuevas plantas generadoras, nuevas subestaciones y líneas de transmisión y distribución necesarias para suministrar y abastecer toda la demanda requerida en la creciente industria.

El dominio en el diseño y manufactura, así como en la excelente calidad de los materiales utilizados en la fabricación de los capacitores de potencia, ha permitido la proliferación de estos elementos en la industria eléctrica. Actualmente se cuenta con diseños

de muy poco volumen y bajo costo, pero también con características que los hacen extremadamente confiables y seguros en operación. Hay que considerar que las condiciones actuales de operación de los modernos sistemas eléctricos de potencia involucran nuevos parámetros que exigen específicamente al capacitor de potencia una mayor resistencia y características que permitan dar seguridad en la instalación de estos elementos en cualquier parte de las complejas redes de los sistemas eléctricos de potencia.

Importantes avances en los estudios de aguante en los nuevos diseños de capacitores de potencia e implementación de simulación de las peores condiciones de operación permiten asegurar el buen funcionamiento, así como una prolongada vida útil.

Por todo lo anterior, es importante que exista un buen conocimiento general de todos los elementos y parámetros que involucren la buena instalación y operación de los capacitores de potencia.

El objetivo de este documento es proporcionar los conocimientos generales referentes al diseño, construcción, selección, aplicación, operación, mantenimiento y pruebas en campo aplicables a los capacitores y bancos de capacitores de potencia, también el de formar un buen criterio para la toma de decisiones en lo referente a la selección, operación y aplicación.

Los complejos sistemas eléctricos actuales requieren, en el caso específico de la utilización de capacitores de potencia un amplio conocimiento en los efectos que se producirán cuando un banco de capacitores es instalado en los diferentes puntos de la red, ya que la instalación de estos elementos en cualquier punto del sistema, sin el conocimiento previo de las características de operación, puede provocar un gran daño en los diferentes elementos que componen el sistema o en su defecto un daño en el propio banco de capacitores.

BIBLIOGRAFIA

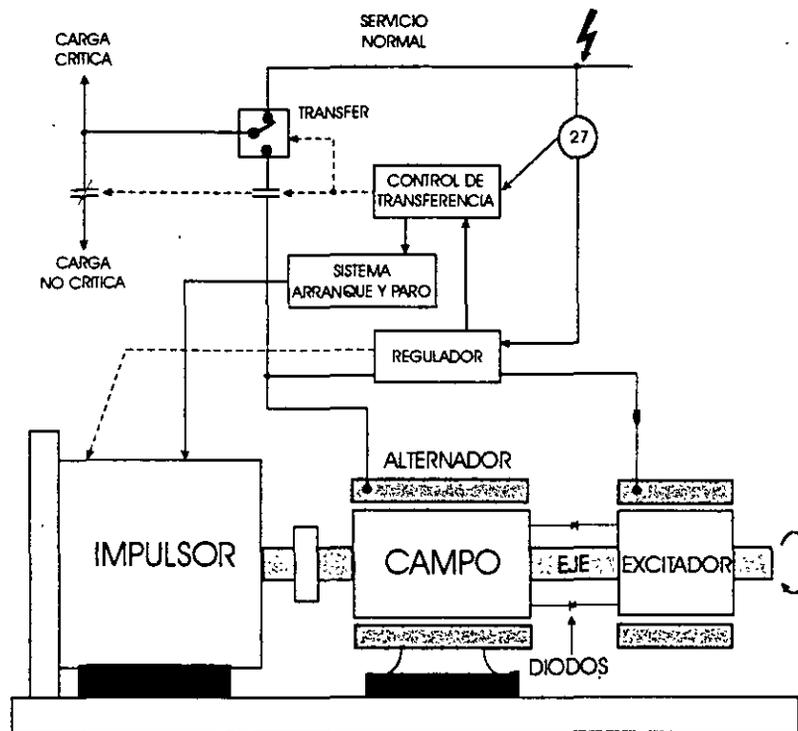


Fig. 3.0.3. Componentes de un Sistema de Emergencia

El equipo de generación propio generalmente está formado por un generador de C.A. impulsado por un primotor, el cual puede ser una máquina de combustión interna o una turbina de gas o vapor.

3.1. Generación por Motores de Combustión Interna

El conjunto motor-generador acoplados a motores de combustión interna se fabrican desde 1 kVA hasta 1,000 kVA y pueden ser paralelados para proporcionar gran capacidad de energía, regularmente son de motores de cuatro tiempos con combustibles de gasolina, diesel o gas.

Los motores de gasolina son satisfactorios para instalaciones pequeñas hasta 150 kVA. Arrancan rápidamente y tienen bajos costos iniciales. Sus desventajas son: altos costos de operación, grandes peligros asociados con el almacenamiento y manejo de gasolina y su necesidad de inspección y mantenimiento frecuente.

Los motores de gas natural y licuado de petróleo (L.P.), tienen los mismo costos que los de gasolina aproximadamente y están disponibles hasta capacidades de 600 kVA. Pueden arrancar rápidamente después de un período prolongado de paro, debido a su combustible limpio. La vida del motor es más alta y requieren menos mantenimiento que el de gasolina.

Los motores diesel son un poco más costosos pero a la vez más robustos y confiables. El costo del combustible es menor y el peligro de explosión o incendio es muy reducido, con relación al de gasolina. (ver tablas 3.1.1 y 3.1.2a y 3.1.2b)

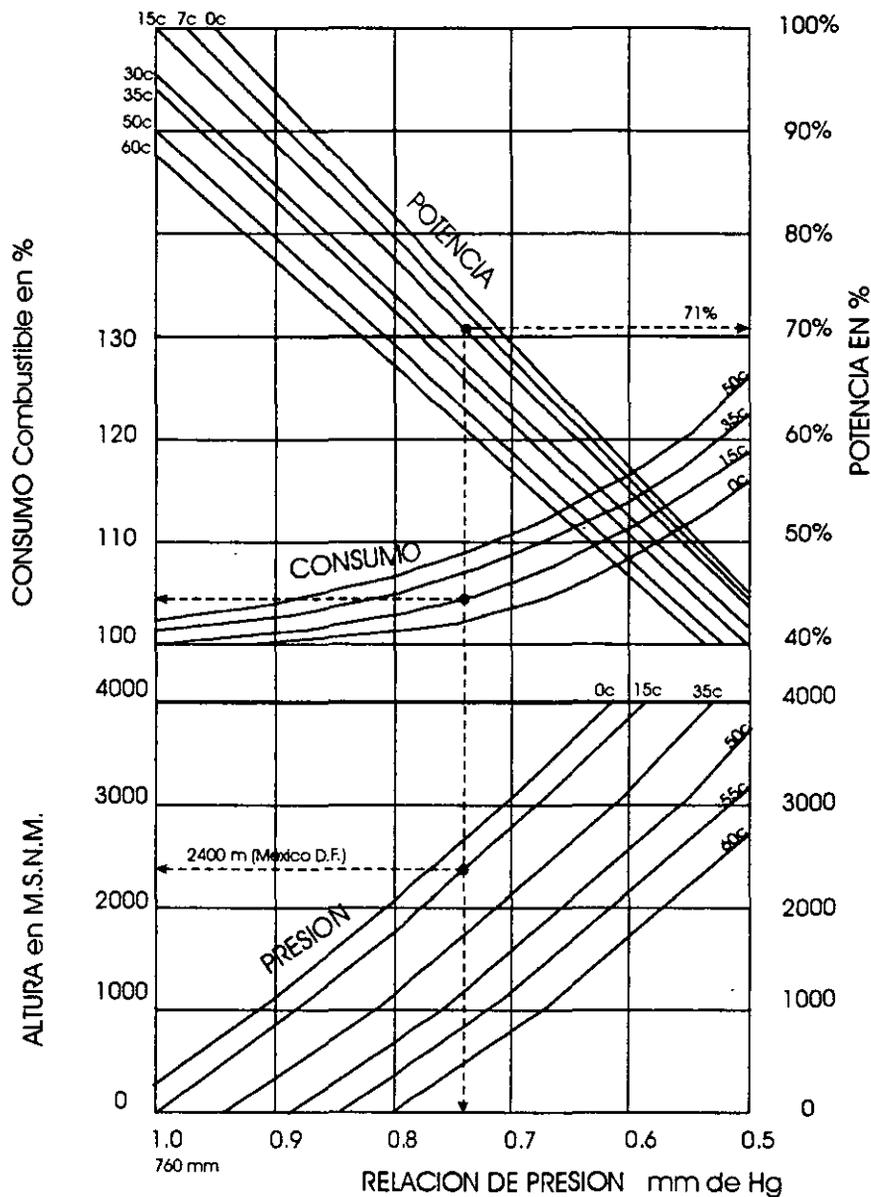
Tabla 3.1-1 Impulsores de combustión interna

COMBUSTIBLE	K cal.	B.T.U.
Gasolina	7,654 / litro	115,000 / galón.
Gas	22.3 / litro	2,500 / pie Cub.
Diesel	0,319 / litro	140,000 / galón.

Kcal (Kilocaloría) = Cantidad de calor para elevar la temperatura de un Kilogramo de agua en un grado centígrado.
B.T.U. (British Thermal Unit) = Cantidad de calor para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.



FACTORES DE CORRECCION PARA ALTITUD Y TEMPERATURA PARA MOTORES



Las turbinas de gas impulsoras de los generadores tardan de 40 segundos a varios minutos en poder tomar carga y se utilizan cuando se necesita energía por varias horas o días. Una alta temperatura de aire en la entrada así como la altitud a la que operen, puede reducir substancialmente la potencia de salida y con esto su eficiencia; razón por la cual se deben de tomar en cuenta estas limitaciones al hacer el balance de las diferentes opciones de compra. A fin de ampliar los criterios de selección de las turbinas de gas, como impulsores, la tabla 3.1.2-1 nos ofrece una comparación de las ventajas y desventajas de las Turbinas de gas Vs. Motores diesel.

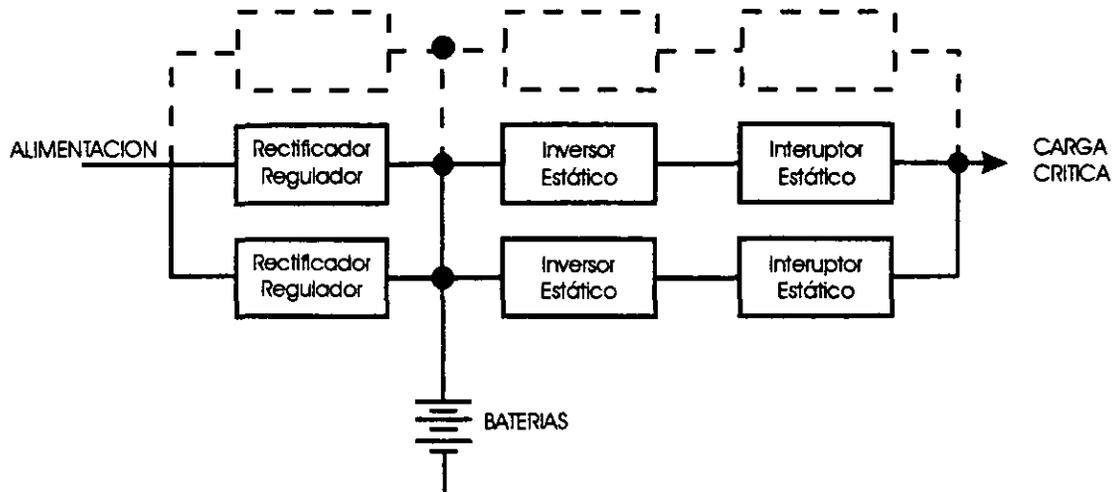


Fig. 3.3.8

La redundancia del sistema consiste básicamente en tener el menor número de equipos en paralelo para soportar los requerimientos de la carga crítica más uno adicional para tener la redundancia.

Un número de equipos en paralelo no necesariamente incrementan la disponibilidad del sistema debido a que se tiene un mayor número de componentes sujetas a falla.

El costo de un sistema redundante es aproximadamente:

$$S = (N+1)/N$$

Como puede apreciarse es mayor que en el sistema no redundante, donde N es igual al número de equipos correspondientes al sistema no redundante

3.3.3.3 Sistema paralelo- redundante de carga compartida

La figura de abajo muestra un sistema paralelo redundante de equipos no interrumpibles. La confiabilidad del arreglo mostrado es verdaderamente monstruosa y generalmente se utiliza para sistemas con una gran demanda de energía en la carga, misma que no puede ser suspendida durante 24 horas, como ejemplo podría citarse el Sistema Bancario que requiere atención continua al público, como es el caso de los llamados cajeros automáticos que operan inclusive los sábados y domingos.

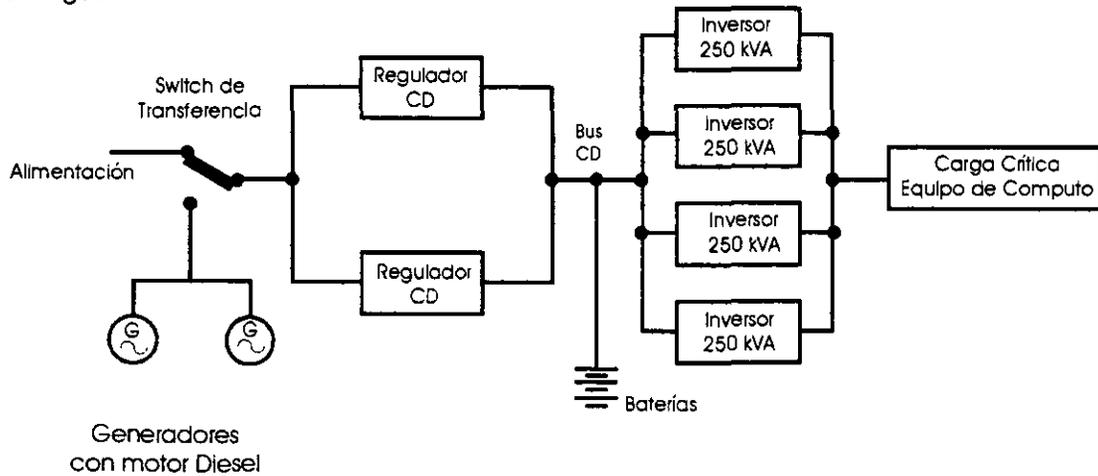


Fig. 3.3.9



4. PROTECCION

4.1 Protección contra sobrecorrientes en los sistemas

En la protección del equipo contra sobrecorrientes se debe determinar la magnitud de las corrientes de falla en los sistemas de emergencia, de respaldo y suministro normal, así como en los equipos de transferencia e interrupción. Por lo regular los sistemas de emergencia y respaldo no tienen corrientes de falla tan altas como las del suministro normal, de tal suerte que la corriente que determina la capacidad interruptiva de los equipos es la de corto circuito disponible en el sistema de suministro normal. La evaluación de las corrientes de falla de los generadores de emergencia y respaldo, servirá para asegurarnos que sea la suficiente para operar el equipo de protección de los equipos derivados que se encuentran coordinados con el equipo de sobrecarga de la alimentación normal. Las corrientes subtransitorias y la velocidad de amortiguación de la corriente de falla pueden ser muy importantes en estos casos, ya que ellas determinan la clase (o bondad) de coordinación que es necesaria entre los equipos que se utilizan para obtener la coordinación y selectividad apropiadas.

En el estudio de protección y coordinación que se haga, es necesario obtener las características de cortocircuito específicas del generador, directamente del fabricante; así como las curvas tiempo corriente de los fusibles, interruptores y relevadores a utilizar.

4.2 Equipo de transferencia.

Se debe dar mayor atención a los interruptores de transferencia debido a que la capacidad de corriente de falla y normal de diseño de los interruptores, es una parte muy importante en la aplicación de proyectos de protección, en virtud de que deben ser capaces de cerrar con altas corrientes de "in rush", soportar corrientes de falla sin daño de sus contactos y ser apto para severos ciclos de trabajo con corriente de plena carga.

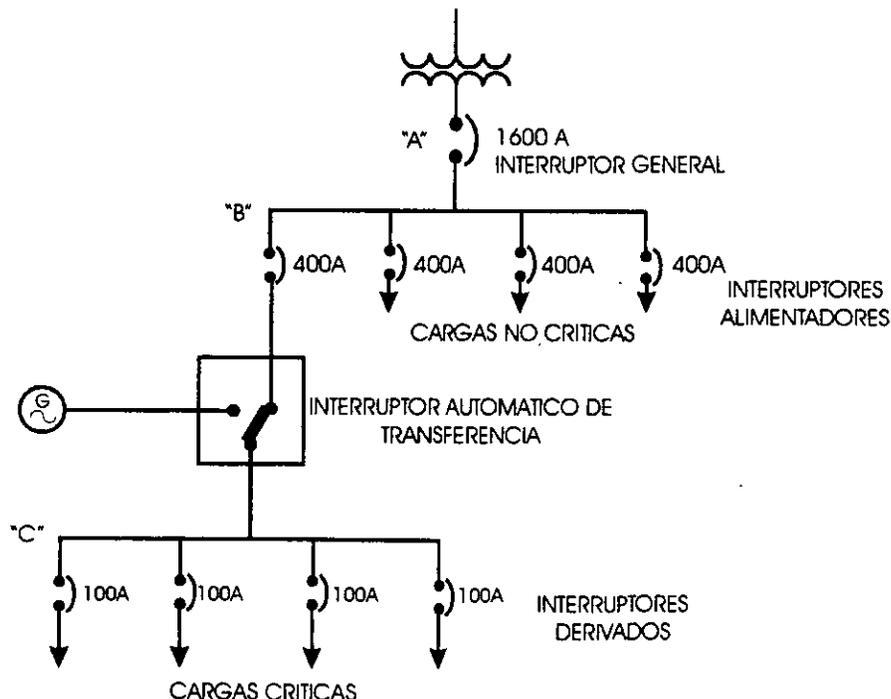


Fig. 4.2.1 Diagrama Unifilar.



En la aplicación de la protección es necesario consultar a los fabricantes sobre los métodos de prueba aplicables a los interruptores de transferencia, fusibles e interruptores termomagnéticos. La coordinación de aparatos de protección debe hacerse con capacidades de corriente en amperes RMS simétricos. Si un fusible o interruptor va a ser empleado, la relación X/R de la corriente de prueba puede ser un gran auxiliar para determinar la mejor protección. La relación X/R de los circuitos determina la máxima corriente pico disponible e indirectamente los esfuerzos magnéticos que puedan ocurrir.

4.2.1 Protección con interruptores.

Usualmente se requiere un retardo de tiempo en el interruptor principal de alimentación al equipo de transferencia, que se ilustra en la figura 4.2.1 como interruptor "B", con el objeto de proporcionar una selectividad adecuada. Esto se obtiene mediante el empleo de interruptores electromagnéticos o termomagnéticos con características de tiempo corto que además protegen adecuadamente el equipo de transferencia, contra los daños ocasionados por la energía térmica I^2t . La coordinación se deberá efectuar también con el interruptor general de la subestación de servicio así como con el interruptor de mayor capacidad que tenga conectada la carga del sistema de emergencia, mostrados en la figura con interruptores "A" y "C" respectivamente.

4.2.2 Protección con fusibles.

Los fusibles pueden interrumpir sin peligro de altas corrientes de corto circuito de manera más rápida que los interruptores termomagnéticos, sin embargo una ventaja de estos últimos sobre fusibles, es la posibilidad de operación múltiple de los polos para eliminar la operación monofásica. La corriente pico que deja pasar el fusible y la energía I^2t que pasa a través de él, debe coordinarse con las características del equipo de transferencia a fin de evitar daños que puedan destruirlo.

4.2.3 Protección de interruptor de transferencia estático.

La corriente de corto circuito disponible es especialmente crítica en la aplicación de los interruptores de transferencia estáticos por lo que deben coordinar apropiadamente el tiempo en que el fusible libera la falla y la capacidad del interruptor estático para minimizar los efectos sobre este último. Los interruptores termomagnéticos son considerados como lentos comparados con los fusibles cuando se trata de proteger los equipos estáticos, razón por la cual, siempre se utilizan fusibles. Como en todos los equipos de estado sólido deberá considerarse también una protección de transitorios de voltaje a fin de que no afecten los tiristores del interruptor estático.

4.3 Generación.

Cuando se está utilizando el sistema de emergencia el generador es la parte más crítica. Por tal razón su diseño de protección debe asegurar su confiabilidad.

El diseño de protección debe basarse en la evaluación de los costos de las pérdidas de las cargas críticas y la de la destrucción de las fuentes de emergencia.

4.3.1 Protección de las bobinas principales.

La protección de las bobinas principales con interruptores electromagnéticos de características ajustables en tiempo ofrecen una mayor flexibilidad de coordinación. Los interruptores termomagnéticos son más económicos y pequeños pero más difíciles de coordinar con otros aparatos de sobrecorriente, los fusibles, por supuesto, son los equipos más simples y económicos, tienen alta confiabilidad cuando se aplican apropiadamente pero no ofrecen la flexibilidad de los interruptores.

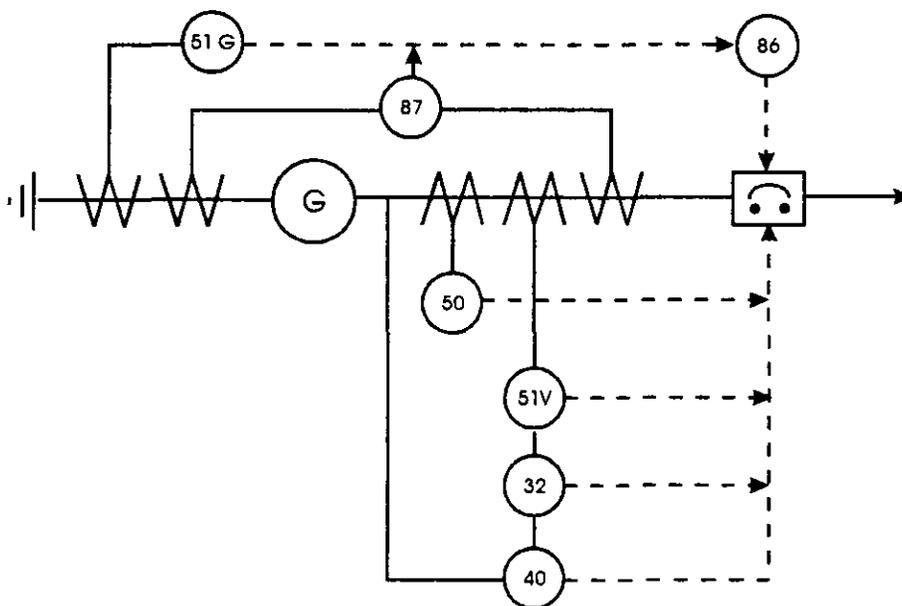
En los generadores pequeños la operación selectiva puede causar problemas cuando se dispone de corriente de corto-circuito limitada y es necesario ajustar el regulador de voltaje para lograr una corriente de falla apropiada para la selectividad necesaria.



El colapso del generador debido a la lenta operación de un equipo de sobrecorriente puede desenergizar toda carga crítica negando la inherente confiabilidad de la coordinación apropiada del sistema.

La protección de los generadores grandes puede variar de un simple termomagnético a un electromagnético con un sistema complejo de relevadores para iniciar el disparo, los cuales pueden ser:

- 50 Relevador de sobrecorriente instantáneo
- 51V Relevador de sobrecorriente de tiempo de línea.
- 51G Relevador de sobrecorriente de tiempo de tierra.
- 32 Relevador direccional de potencia.
- 40 Relevador de campo.
- 86 Relevador de corriente para secuencia de fases.
- 87 Relevador de protección diferencial.



4.3.2 Protección del rotor.

Un interruptor de campo es un medio positivo de protección del rotor de los daños por sobrecorrientes debidas a la mala aplicación ó falla de los componentes del sistema de excitación. Pero no se debe asumir que un interruptor de campo proporcione la protección adecuada a las bobinas principales.

4.3.3 Operación en paralelo

La protección de generadores cuando dos ó más se operan en paralelo, es necesariamente más refinada que la de un solo generador, debido a que se necesita aumentar protección para: flujo inverso de potencia, inspección de sincronismo y desconexión de carga. La aplicación de relevadores direccionales de potencia debe ser cuidadosamente realizada ya que la sensibilidad de los relevadores puede causar disparos indeseables ó daños a los generadores.

4.4 Primotor.

La forma más directa de protección de sobrecarga manteniendo cierto grado de confiabilidad, es la desconexión de carga.

Dependiendo de la severidad del problema de estabilidad se puede emplear la interrupción total ó por medio de la supervisión de frecuencia iniciar la desconexión parcial de la carga. Por ejemplo



cuando se esta utilizando generación múltiple es necesario utilizar una desconexión automática instantánea para compensar la necesidad de generación en la perdida de un generador para poder asegurar la disponibilidad de energía remanente.

En generadores con cargas importantes es práctica común la combinación de la interrupción instantánea de parte de carga y la utilización de relevadores de baja frecuencia para desconexiones múltiples. Este tipo de protecciones requiere un estudio de estabilidad que determine la frecuencia de cada paso de desconexión, así como, su tiempo y la cantidad de carga a desconectar. La salida de voltaje del conjunto de generación decrece en forma proporcional a la frecuencia (velocidad del primotor) por lo que, en algunos casos, se utilizan relevadores de voltaje que por reducción de hasta el 50% de la carga permiten el retorno de los primotores a su velocidad de régimen.

La protección del primotor por medio de la supervisión del voltaje y de la frecuencia, no debe eclipsar la importancia del acoplamiento con el generador apropiado ó de las características del par del primotor.

La aplicación de los relevadores direccionales de potencia es una forma de protección de primotores, ellos deben prever la motorización de los generadores, cuando dos ó más generadores operan en paralelo y en otras aplicaciones protegen contra sobrecargas al conjunto de generación por medio de una rápida operación impiden que la energía fluya en el sistema de suministro.

Para prevenir disparos molestos en la sincronización de generadores, se debe proporcionar un tiempo de retardo en la operación de los transitorios de flujos de energía en reversa presentes cuando el primotor está en condición de girar en sincronismo.

4.5 Sistemas ininterrumpibles (UPS)

4.5.1 Protección de Baterías

Las baterías aportan la confiabilidad inherente en un UPS y la protección deberá ser de primordial importancia. Algunas importantes áreas son sobrecarga, régimen de descarga y sus límites, temperatura ambiente y detección de tierras.

Las sobrecargas causan gasificación y degradación de las baterías ácidas. Los gases pueden también ocasionar corrosión de las terminales. Una operación sostenida a altas temperatura causa corrosión interna de las rejillas y de las placas de las baterías.

Una alarma y disparo por bajo voltaje, puede prevenir la descarga innecesaria de las baterías y el daño consecuente.

Prolongadas corrientes de sobrecarga pueden causar gasificación en las celdas ventiladas y calentamiento en las cerradas. En algunas celdas se protege contra las sobrecargas mediante desviaciones de las corrientes de carga.

El incremento de la temperatura ambiente afectada directamente algunas baterías ácidas mediante el incremento del consumo de agua, corrosión en las rejillas y la producción de hidróxido. Esto es para decir que la operación a temperaturas mayores que las recomendadas acorta la vida de las baterías.

4.5.2 Protección del cargador de baterías.

Diversos dispositivos de protección para cargadores de baterías incluyen limitadores de corriente de salida, supresores de sobretensiones y fusibles e interruptores. Un limitador de corriente de salida proporciona una protección contra sobrecarga del cargador, un límite típico puede estar



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

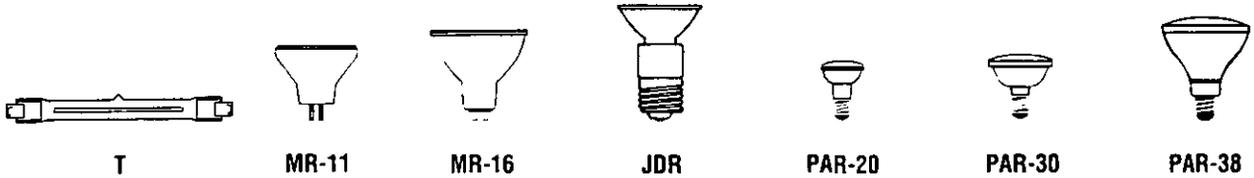
TEMA :

AHORRO DE ENERGÍA

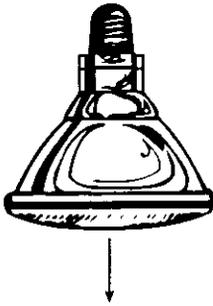
**EXPOSITOR : ING. LEOPOLDO GARCÍA LUNA
AGOSTO 1998**

BULBOS

La designación del bulbo consiste en una(s) letra(s) que indica(n) la forma y un(os) número(s) que indica el diámetro mayor aproximado expresado en octavos de pulgada. Los bulbos se miden por su diámetro mayor. De esta manera, un bulbo PAR20 tiene forma de reflector parabólico con un diámetro mayor de 20 octavos de pulgada o 2 1/2 pulgadas, esto es, 6.35 cm. o 63.5 mm.



Relación entre la potencia en candelas (CPMH) y el nivel de la iluminación.



Candle Power

Cp = Rayo de luz
en una dirección

$$Fc \text{ o Luxes} = \frac{CPMH}{D^2}$$

Cp = Candle Power (Potencia en Candelas)

Fc = Foot Candles (Pie Candela)

D = Distancia

PESOS Y VOLUMENES DE LAS CAJAS DE LAS LAMPARAS HALOGENAS

Código	Descripción	Piezas/caja	Peso (kg)	Volumen
230501	500T2.5/Q/CL	12	0.32	0.00148800
231501	1500T3/Q/CL	12	0.60	0.00308125
621251	35MR11/Q/NFL	10	0.27	0.00101200
630021	50MR16/Q/FL	10	0.56	0.00178000
620341	75JDR/Q/FL	15	2.10	0.00684000
620361	100JDR/Q/FL	15	2.10	0.00684000
630171	90PAR38/Q/FL	15	6.17	0.03348000
630221	50PAR20/Q/NFL	15	1.80	0.00636500
630241	50PAR30/Q/NFL	15	3.12	0.01416800
500301	LUM. HALOG. 500W	6	4.80	0.03177500
690501	SOCKET MR16	100	0.35	0.00308125

Costo por energía consumida y sustitución de equipo anualmente

COSTO DE OPERACION ANUAL POR 4000 h/año, NS 0.33/kWh

BALASTRO	TIPO	LAMPARA	COSTO POR ENERGIA ANUAL (NS)	COSTO POR REPLAZO ANUAL (NS)	COSTO ANUAL (NS)
2x17W T8/ER (2)	Normal	17W T8/ER (4)	116.15	17.00	133.15
2x17W T8/ER (2)	Ahorrador	17W T8/ER (4)	102.95	17.95	120.90
2x20 EP (2)	Normal	20W ER (4)	158.40	25.50	183.90
2x20W ER (2)	Normal	20W ER (4)	139.90	24.45	164.35
2x20W ER (2)	Ahorrador	20W ER (4)	126.70	19.25	145.95
2x21W EI (2)	Normal	21W EI (4)	161.05	39.85	200.90
2x21W EI (2)	Ahorrador	21W EI (4)	145.20	35.95	181.15
2x32W T8/ER /U(1)	Normal	31W T8/ER/U (2)	99.00	17.10	116.10
2x32W T8/ER/U (1)	Ahorrador	31W T8/ER/U (2)	83.15	17.80	100.95
2x32W T8/ER/U (1)	Electrónico	31W T8/ER/U (2)	80.50	25.95	106.45
2x32W T8/ER/U(1)	Dimeable	31W T8/ER/U (2)	80.50	31.15	111.65
2x34W ER/U (1)	Normal	34W ER/U (2)	100.30	29.65	129.95
2x34W ER/U (1)	Ahorrador	34W ER/U (2)	95.05	25.45	120.50
2x34W ER/U(1)	Electrónico	34W ER/U (2)	79.20	33.15	112.35
2x34W ER /U(1)	Dimeable	34W ER/U (2)	79.20	38.35	117.55
2x40W ER/U(1)	Normal	40W ER/U (2)	126.70	20.95	147.65
2x40W ER/U (1)	Ahorrador	40W ER/U (2)	113.50	18.80	132.30
2x40W ER /U(1)	Electrónico	40W ER/U (2)	94.05	28.30	122.35
2x40W ER /U(1)	Dimeable	40W ER/U (2)	95.05	33.50	128.55

NOTA: Para los cálculos se consideran 4,000 horas de uso al año y un costo de energía de 0.33 NS/kWh integrado, que es un promedio que se tiene en oficinas y Dependencias de Gobierno.

De esta tabla se puede observar que el sistema con balastro ahorrador de 2x32W T8/ER y lámparas de 31W T8/ER/U es el más económicamente recomendable para usarse en luminarios de 61 x 61 cm, por lo que éste será la referencia para comparar los sistemas en los que ya se tengan instaladas lámparas de tipo "U", en el caso en que no se pueda instalar este tipo de lámparas por el propio diseño del luminario y para luminarios de 30 x 61 cm, se recomienda la instalación de lámparas de 17W T8/ER y balastro ahorrador.

Costo por energía consumida y sustitución de equipo anualmente

COSTO POR ENERGIA CONSUMIDA EN 4000 h/año

LAMPARA REFLECTORA	COSTO POR ENERGIA ANUAL (NS)	COSTO POR REPLAZO ANUAL (NS)	COSTO ANUAL (NS)
75 W Incandescente	99.00	15.20	114.20
75 W # Incandescente	99.00	35.90	134.90
150 W # Incandescente	198.00	35.90	233.90
45 W & Halógena	59.40	40.20	99.60
90 W Halógena	118.80	40.20	159.00
15 W @	19.80	21.00	40.80
13 W *	22.45	11.30	33.75
18 W @	23.75	25.40	49.15

@ Lámparas compactas fluorescentes con reflector y balastro integrados

* Lámpara compacta fluorescente con balastro intercambiable, consumo con balastro 17 W

NOTA: Para los cálculos se consideran 4,000 horas de uso al año y un costo de energía de 0.33 NS/kWh integrado, que es un promedio que se tiene en oficinas y Dependencias de Gobierno.

De esta tabla se puede observar que se tiene un gran ahorro con reflectores de lámparas compactas fluorescentes y es el más económicamente recomendable para remplazar a los reflectores interiores convencionales.

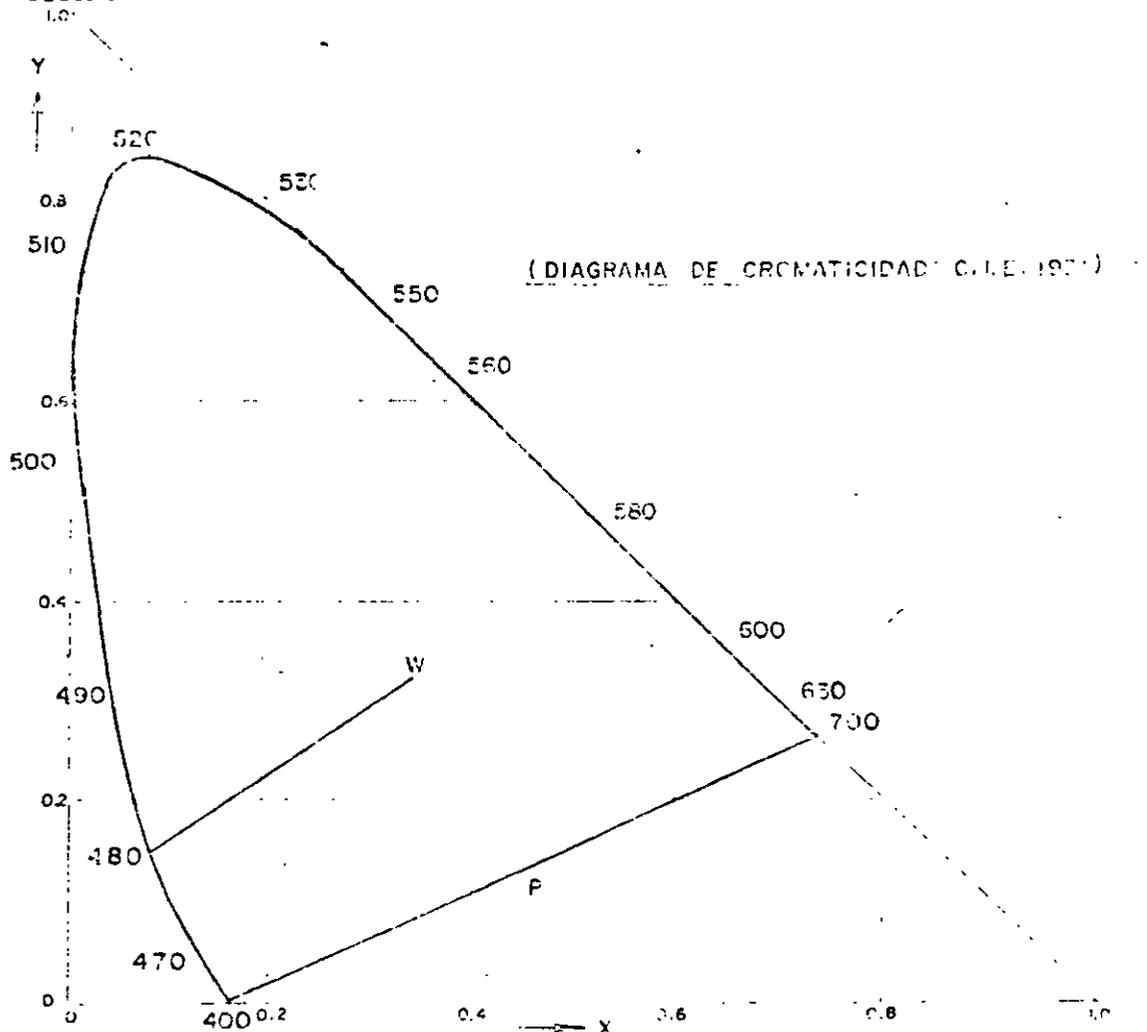
Los reflectores incandescentes con gases halógenos son los más recomendables para exterior, por lo que éstos serán la referencia para comparar los sistemas en los que ya se tengan instaladas lámparas reflectoras incandescentes convencionales.

En el caso en que no se pueda instalar lámparas compactas fluorescentes con reflector integrado por el tamaño del receptáculo o del alojamiento en plafón o techo, se recomienda la instalación de lámparas compactas fluorescentes de 13 W.

Si las lecturas tomadas con cada uno de los filtros las llamamos X, Y, Z podemos calcular las coordenadas del color x, y, z las cuales son llamadas coordenadas cromáticas. Este cálculo se realiza mediante las fórmulas siguientes:

$$x = \frac{X}{X + Y + Z} \quad y = \frac{Y}{X + Y + Z} \quad z = \frac{Z}{X + Y + Z}$$

La suma de las coordenadas cromáticas es igual a la unidad $x + y + z = 1$, por lo tanto con dos coordenadas podemos calcular la tercera. Una vez encontradas las coordenadas cromáticas, podemos calcular el resto de las características del color por medio del diagrama de cromaticidad que se muestra a continuación:

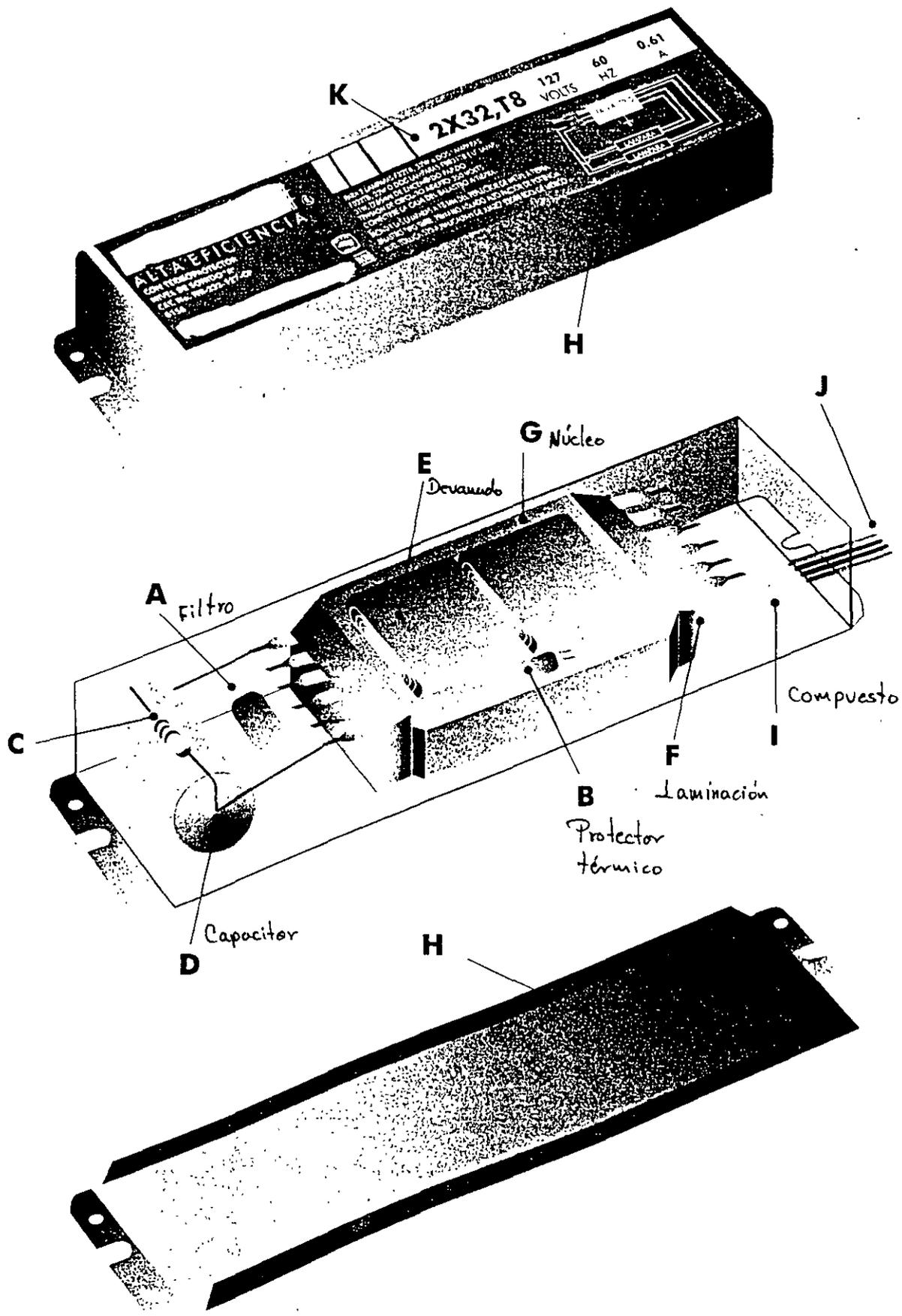


En este diagrama los colores puros se encuentran en la línea de límite y el color blanco está en el centro.

Color del Objeto:

Para medir el color del objeto el sistema más usado es el de Munsell. Este sistema se basa en la definición del color por medio de tres variables las cuales nos describen un espacio tridimensional como el que se muestra en la figura:

COMPONENTES DEL BALASTRO



FACTOR DE POTENCIA ORIGINAL $\cos \phi_1$	FACTOR DE POTENCIA QUE SE DESEA, $\cos \phi_2$						
	1.00	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.90
0.65	1.169	1.027	0.966	0.918	0.878	0.840	0.685
0.66	1.138	0.996	0.935	0.887	0.847	0.809	0.654
0.67	1.108	0.966	0.905	0.857	0.817	0.779	0.624
0.68	1.079	0.937	0.876	0.828	0.788	0.750	0.595
0.69	1.049	0.907	0.840	0.798	0.758	0.720	0.565
0.70	1.020	0.878	0.811	0.769	0.729	0.691	0.536
0.71	0.992	0.850	0.783	0.741	0.701	0.663	0.508
0.72	0.963	0.821	0.754	0.712	0.672	0.634	0.479
0.73	0.936	0.794	0.727	0.685	0.645	0.607	0.452
0.74	0.909	0.767	0.700	0.658	0.618	0.580	0.425
0.75	0.882	0.740	0.673	0.631	0.591	0.553	0.398
0.76	0.855	0.713	0.652	0.604	0.564	0.526	0.371
0.77	0.829	0.687	0.620	0.578	0.538	0.500	0.345
0.78	0.803	0.661	0.594	0.552	0.512	0.474	0.319
0.79	0.776	0.634	0.567	0.525	0.484	0.447	0.292
0.80	0.750	0.608	0.541	0.499	0.459	0.421	0.266
0.81	0.724	0.582	0.515	0.473	0.433	0.395	0.240
0.82	0.698	0.556	0.489	0.447	0.407	0.369	0.214
0.83	0.672	0.530	0.463	0.421	0.381	0.343	0.188
0.84	0.645	0.504	0.437	0.395	0.355	0.317	0.162
0.85	0.620	0.478	0.417	0.369	0.329	0.291	0.136
0.86	0.593	0.450	0.390	0.343	0.301	0.264	0.109
0.86	0.567	0.424	0.364	0.317	0.275	0.238	0.083
0.88	0.538	0.395	0.335	0.288	0.246	0.209	0.054
0.89	0.512	0.369	0.309	0.262	0.230	0.183	0.028
0.90	0.484	0.341	0.281	0.234	0.192	0.155	-
0.91	0.453	0.310	0.250	0.203	0.161	0.124	-
0.92	0.426	0.283	0.223	0.176	0.134	0.097	-
0.93	0.345	0.252	0.192	0.145	0.103	0.066	-
0.94	0.363	0.220	0.160	0.113	0.071	0.034	-
0.95	0.329	0.186	0.126	0.079	0.037	-	-
0.96	0.292	0.149	0.089	0.042	-	-	-
0.97	0.250	0.107	0.047	-	-	-	-
0.98	0.203	0.060	-	-	-	-	-
0.99	0.143	-	-	-	-	-	-

7

de estos choques una parte de los átomos se ioniza, aumentando así la corriente de descarga; la mayor parte de los átomos de mercurio ya están aquí excitados.

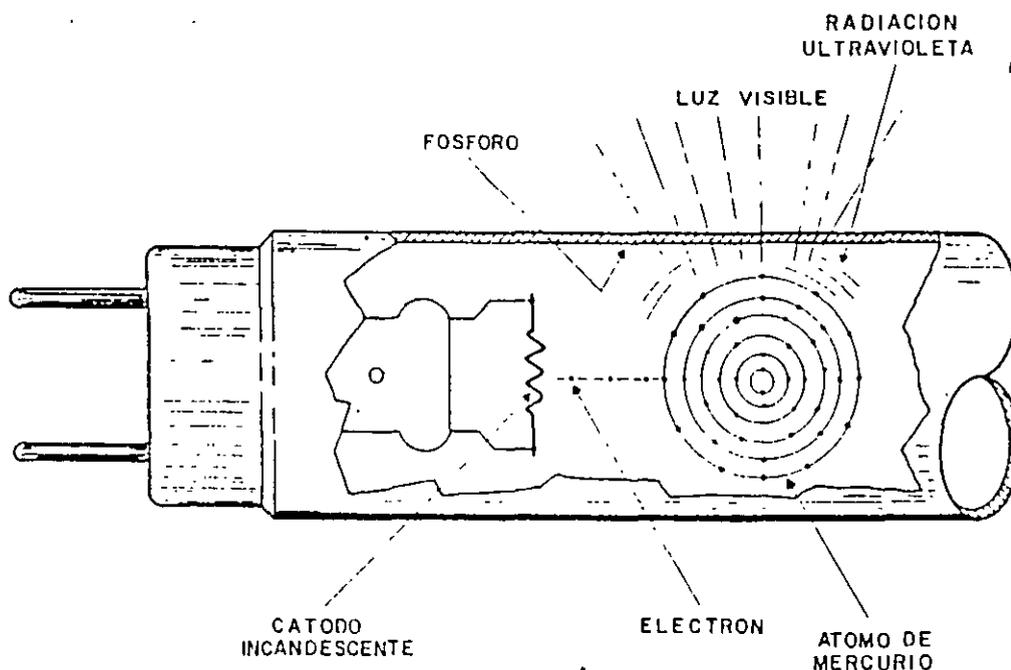


FIG 11.2.- PRODUCCION DE LUZ EN UNA LAMPARA FLUORESCENTE.

Ahora bien, la baja presión que existe en el interior del tubo es la causante de que en la excitación de los átomos de mercurio se emitan casi exclusivamente radiaciones ultravioletas cuya longitud de onda es de 253.7 nanómetros. Estas radiaciones excitan a su vez materias fluorescentes depositadas en las paredes del tubo que emitirán radiaciones de mayor longitud de onda que las radiaciones ultravioletas incidentes; dicho de otra forma, emitirán radiaciones visibles.

CONSTRUCCION DE LAS LAMPARAS FLUORESCENTES.

En la figura 11.3 se pueden apreciar las principales partes constitutivas de una lámpara fluorescente, así como su función principal. A continuación damos una explicación más

TABLA COMPARATIVA DE CARACTERISTICAS DE LAMPARAS :

	INCANDESCENTE	FLUORESCENTE	VAPOR DE MERCURIO	ADITIVOS METALICOS	VAPOR DE SODIO ALTA PRESION	VAPOR DE SODIO BAJA PRESION
VIDA (HORAS)	750 - 2000	6000 - 24000	MAS DE 24000	7500 - 20000	24 000	18 000
ENCENDIDO	INSTANTANEO	MUY RAPIDO	5 - 7 MINUTOS	5 - 7 MINUTOS	3 - 5 MINUTOS	15 MINUTOS
REENCENDIDO	INSTANTANEO	INSTANTANEO MUY RAPIDO	15 MINUTOS	15 MINUTOS	1 MINUTO	70% INSTANTANEO
FALLA TIPICA	NO ENCIENDE	NO ENCIENDE (PUEDE PARPADEAR)	NO ENCIENDE O ENCIENDE MUY TENUE	NO ENCIENDE	ENCIENDE Y APAGA INTERMITENTE	NO ENCIENDE
RENDIMIENTO DE COLOR	REGULAR	DE REGULAR A EXCELENTE	DE POBRE (CLARA) A BUENO (FOSFORADO)	BLANCO AZULADO DE BUENO A EXCELENTE	AMARILLO CHAMPANA REGULAR	AMARILLO MONOCROMATICO POBRE
DEPRECIACION DE LUMENES DE LAMPARA	DE BUENO A EXCELENTE	DE REGULAR A BUENO	DE POBRE A REGULAR	DE POBRE A REGULAR (DEPENDIENDO DEL ANGULO DE INSTALACION)	BUENO	EXCELENTE
EFICACIA (LUMENES/WATT)	9 - 24	37 - 93	39 - 53	65 - 115	65 - 127	100 - 183
COSTO INICIAL	BAJO	REGULAR	REGULAR	REGULAR	DE REGULAR A ALTO	ALTO
COSTO DE OPERACION	ALTO	REGULAR	REGULAR	DE BAJO A REGULAR	BAJO	BAJO

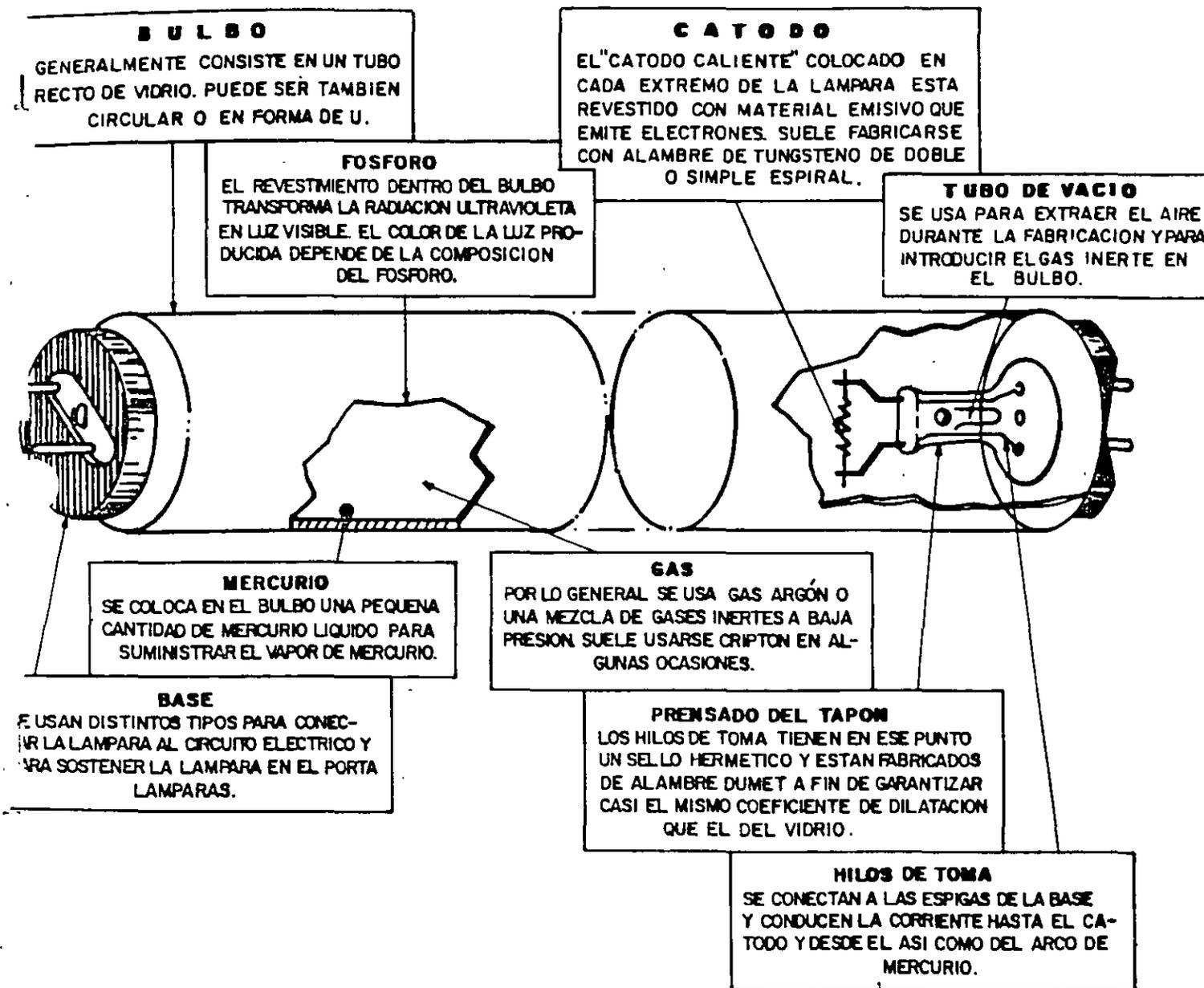
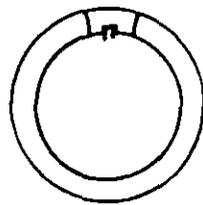
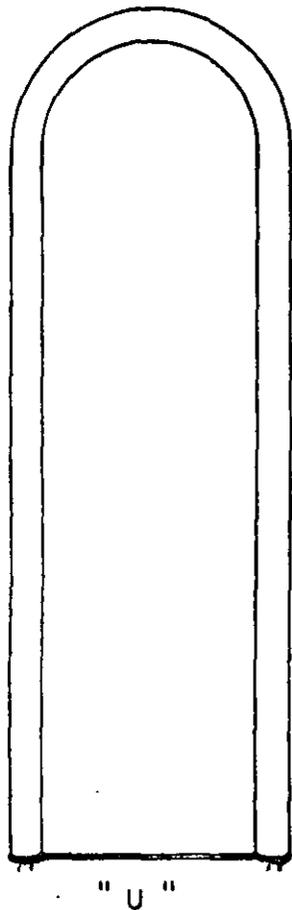


FIG II.3.- PARTES PRINCIPALES DE UNA LAMPARA FLUORESCENTE.

LAMPARAS FLUORESCENTES



CIRCULAR



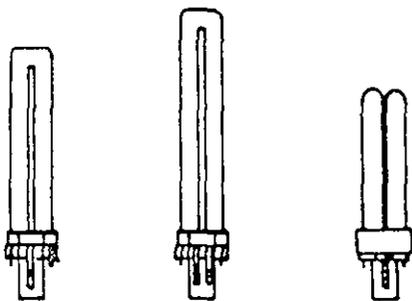
RAPIDO



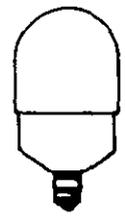
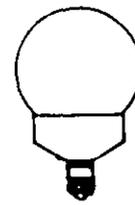
INSTANTANEO
"SLIMLINE"



HO Y VHO



BASE ENCHUFABLE



BASE ROSCADA

EFICACIA: 37 A 93 LUMENES POR WATT

VIDA : 6,000 A 20,000 HORAS

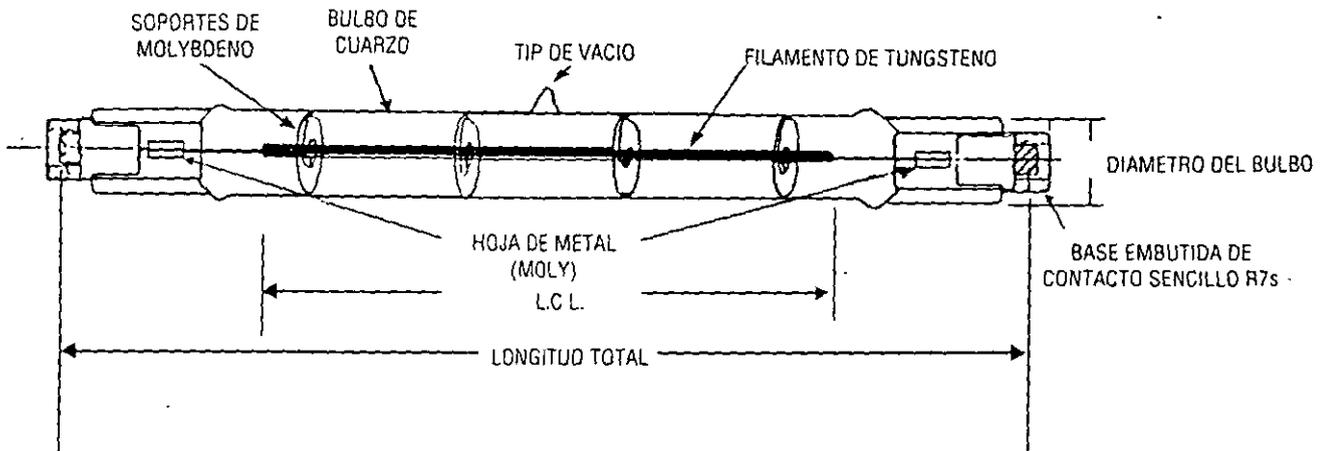
POTENCIAS: 4 A 215 WATTS

USOS : RESIDENCIAL, COMERCIAL, OFICINAS, INDUSTRIAL .

FIG 11.7.- TIPOS DE LAMPARAS FLUORESCENTES.

//

La lámpara de tungsteno halógena consiste de un filamento de alambre de tungsteno montado dentro de un tubo de cuarzo llenado a alta presión que contiene en su interior un gas con un elemento halógeno agregado a él. Cuando la lámpara es conectada en un circuito eléctrico, la corriente eléctrica que pasa a través del filamento debe vencer su resistencia y la potencia consumida calienta el filamento hasta el estado de incandescencia.



Cómo interpretar el catálogo de lámparas de tungsteno halógenas

				Volts.			Vida(hrs.)	Longitud Total (mm)	
50	MR16	GX5.3	630071	50MR16/Q/NSP	12	10	Concentrado	3.000	9150CP<13° 45.5
			630081	50MR16/Q/NFL	12	10	Medio	3.000	3000CP<24° 45.5
			630021	50MR16/Q/FL	12	10	Difusión	3.000	1500CP<38° 45.5

Watts Bulbo Base
 Código Descripción Abreviada Piezas/caja Descripción Lúmenes o Candelas en el Haz y Abertura del Haz

50 - Watts
 MR - Forma del Bulbo
 16 - Diámetro = 16/8 = 2 pulg.
 Q - Cuarzo (Halógeno)
 FL - Flood = Difusión

Abreviaturas:

FL - Difusión Flood
 NFL - Difusión Angosto, Narrow Flood
 SP - Concentrado, Spot

NSP - Muy Concentrado, Narrow Spot
 Q - Cuarzo, Lámpara Halógena, Quartz
 CL - Acabado Claro

LCL - En las lámparas tubulares se refiere a la longitud central iluminada.
 MPCH - Máxima Potencia en Candelas al centro del Haz



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

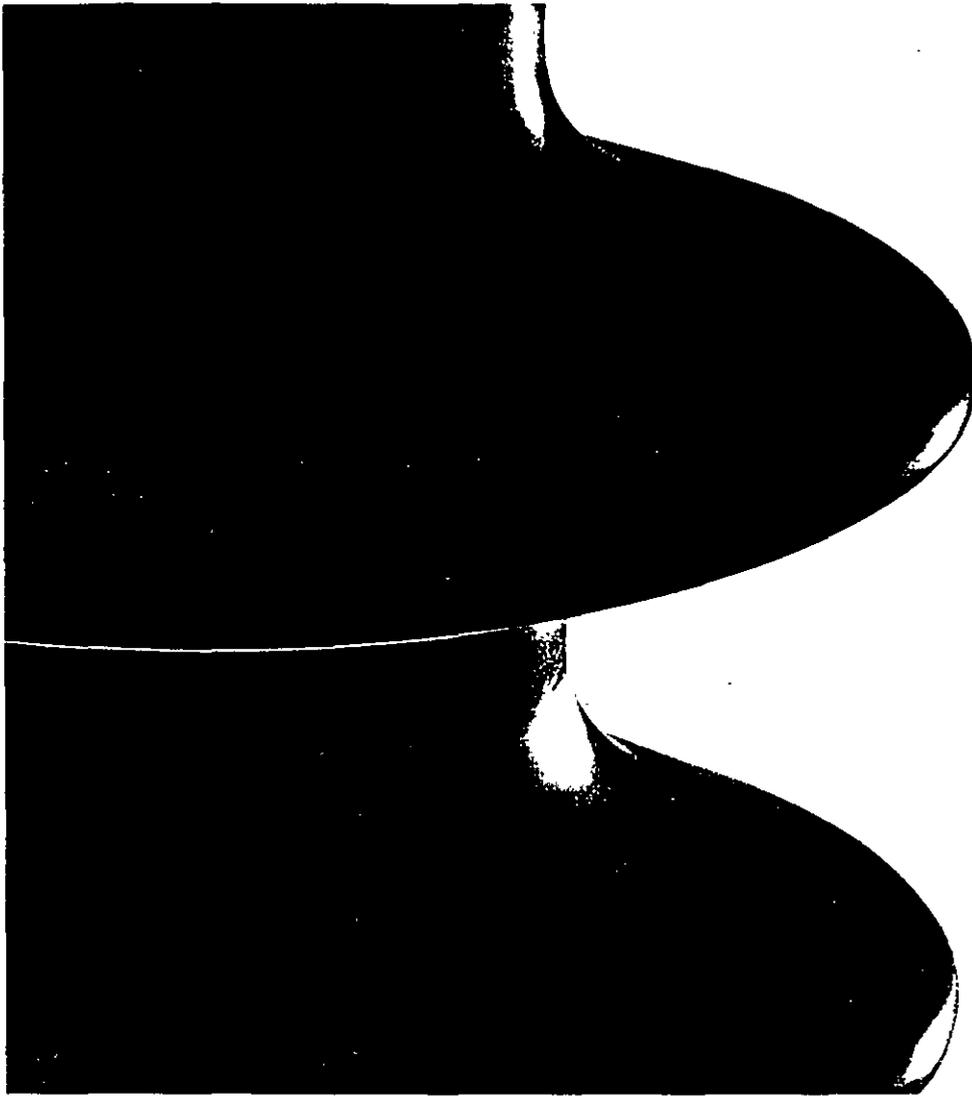
INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA :

**TERMINAL PREMOLDEADA PARA CABLES AISLADOS
APLICACIONES TIPO INTERIOR**

**EXPOSITOR : ING. LEOPOLDO GARCÍA LUNA
AGOSTO 1998**

OverRoll



**Terminales de fácil instalación
para cables XLPE de 15–25 kV.
Uso interior y exterior.**

ABB Kabeldon

ABB

OverRoll. Con presión activa para

Usted no requiere de experiencia ni de conocimientos especiales para colocar una terminal de cables OverRoll. La preparación del cable es muy simple. No necesita preocuparse con el aislamiento. Usted solamente tiene que remover el forro necesario del cable.

Sin Herramientas

Sólo se requieren unas pocas operaciones sencillas para colocar el OverRoll, y para las cuales, no se requieren ni herramienta ni calor.

Primero, enrolle cinta de almáciga impermeable alrededor de la pantalla de alambre. Enseguida, enrolle un atenuador de sobrecarga de flujo frío alrededor del borde de la pantalla aislante. Los atenuadores de sobrecarga de flujo frío sirven para rellenar cualquier irregularidad en la superficie, y de esta manera, eliminan el

riesgo de las bolsas de aire y las descargas parciales.

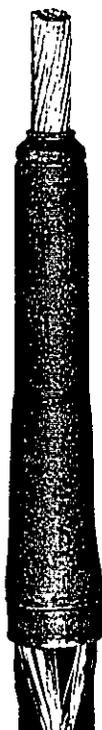
Después, solamente gire el tubo de hule de silicón OverRoll hasta que este quede en su posición. Si la instalación es a la intemperie, se le ajustan faldas de protección (de dos a cuatro, según el voltaje), colectores inferiores de fugas de corriente, y sellos superiores. Los conectores para cable se piden por separado.

El OverRoll tipo APIC, está especialmente diseñado para uso en interiores húmedos.

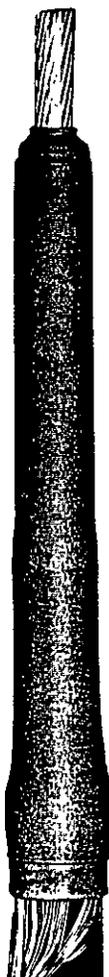
Presión Activa

Mundialmente, los distribuidores de electricidad han seleccionado las terminales OverRoll como su componente estándar tanto para proyectos normales como para proyectos especiales. Y OverRoll es fácil de tener en inventario -

APIC 15 kV
para uso
interior.



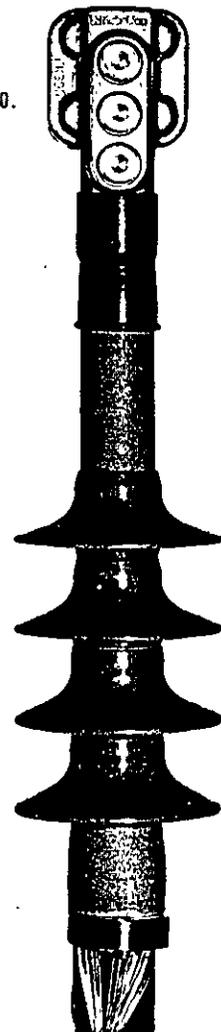
APIC 25 kV
para uso
interior.



APSC 15 kV
para uso
exterior.



Abrazadera
aérea FK 300.



APSC 25 kV
para uso
exterior.

años de funcionamiento seguro.

Tabla de recomendaciones				
Nivel de aislamiento	Diámetro sobre aislamiento (mm)	Calibre AWG o MCM	OVERROLL	
			Designación Uso interior	Designación Uso exterior
15kV	12-17	8-2	APIC 121 SL	APSC 121 SL
	16-23	2-4/0	APIC 122 SL	APSC 122 SL
	21-32	4/0-500	APIC 123 SL	APSC 123 SL
	31-46	600-1500	APIC 124 SL	APSC 124 SL
25kV	12-17		APIC 241 SL	APSC 241 SL
	16-23	2-1/0	APIC 242 SL	APSC 242 SL
	21-32	1/0-400	APIC 243 SL	APSC 243 SL
	31-46	400-1250	APIC 244 SL	APSC 244 SL

con sólo cuatro variantes es suficiente para cubrir todas las dimensiones de cables hasta 630mm² (800 mm² para 15 kV). La flexibilidad y alta elasticidad del hule silicón, proporcionan una presión activa que garantiza un sello ajustado entre la terminal y el aislamiento del cable, aun cuando la carga hiciera que el cable se expandiera.



La terminal de cable OverRoll resiste las temperaturas más extremas - del frío Ártico, al calor tropical.

Reservamos el derecho de realizar modificaciones de diseño de los productos sin aviso previo.

Faldas de protección de hule silicón, resistentes a las fugas de corriente. Se utilizan para terminales exteriores.

Atenuador de sobrecarga de corriente de flujo frío. Distribuye el campo de voltaje, rellena irregularidades, y elimina el riesgo de las descargas parciales.

OverRoll se adapta a los cables, ya sean redondos o en forma de sector.

Cumple con los requerimientos de: VDE 0278 IEEE 48-1990.

Conector de cable atornillable SKSA 95-13.

Sello superior. Sella contra agua y funciona como válvula de escape en el caso de exceso de presión en el cable.

Presión activa. Asegura que el tubo de hule silicón OverRoll mantenga la terminal fuertemente ajustada a la pantalla aislante.

Colector inferior de fugas de corriente. Exteriores e interiores húmedos.

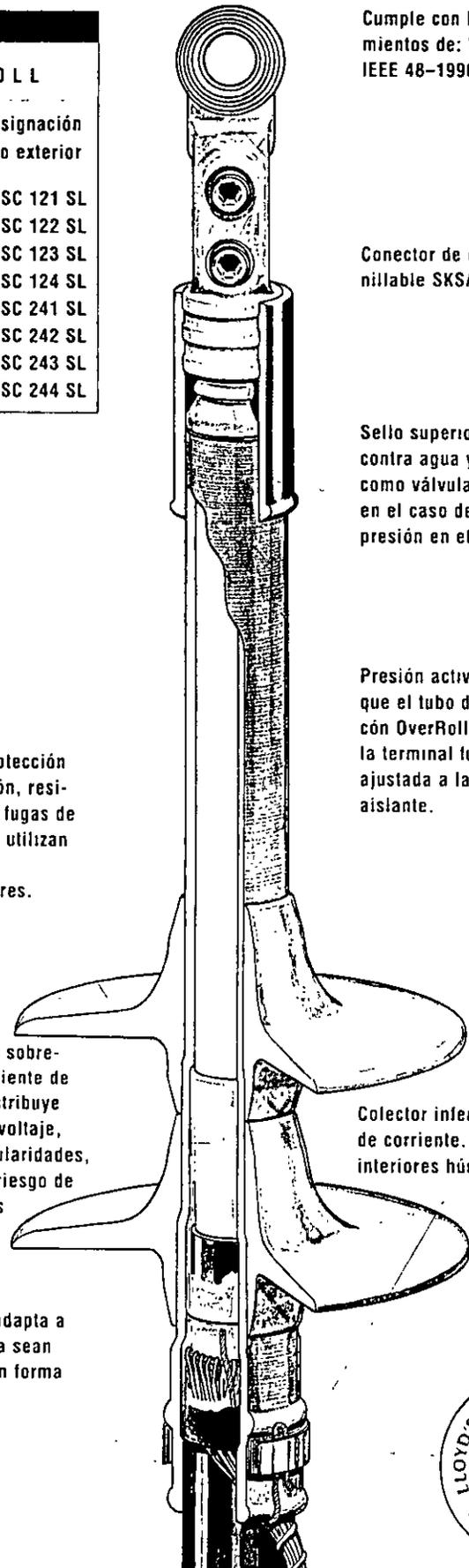




ABB Equipos y Sistemas S.A. de C.V.
P.O. Box 10726
06000 México, D.F.
México

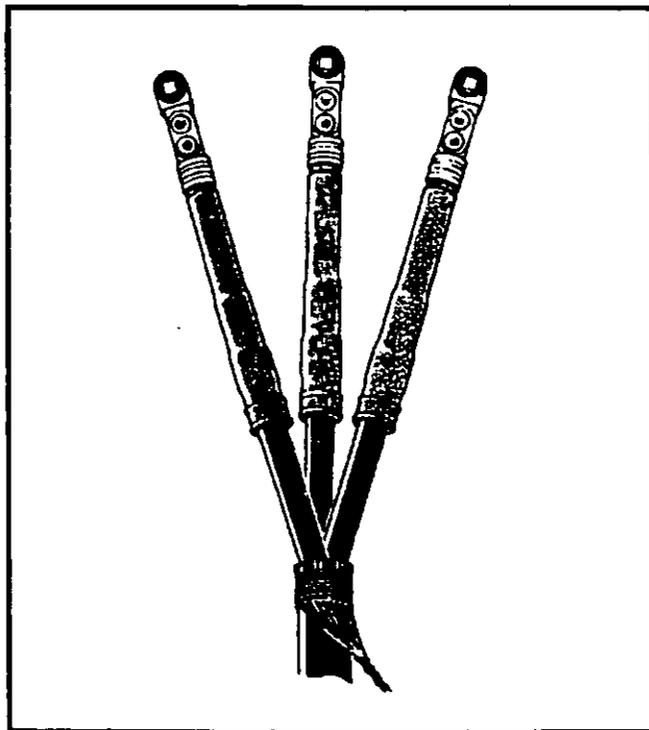


4290.3781-10

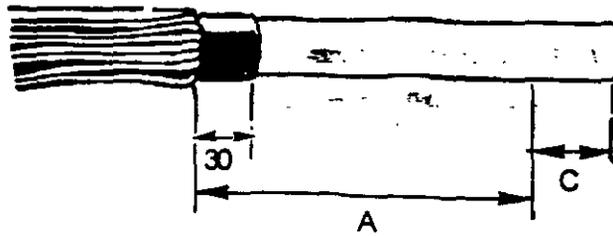
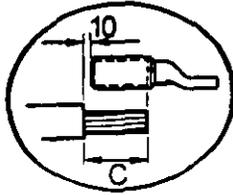
OVERROLLTYPE APIC-SL

**Terminal premoldeada
para cables aislados XLPE
10-15 kV, 16-800 mm²
20-25 kV, 10-630 mm²
Aplicaciones tipo Intetior**

**Cables con pantalla de alambre de
cobre, consultar las páginas 2-5
Cables con pantalla en cinta de
cobre, consultar las páginas 6-12**



1.

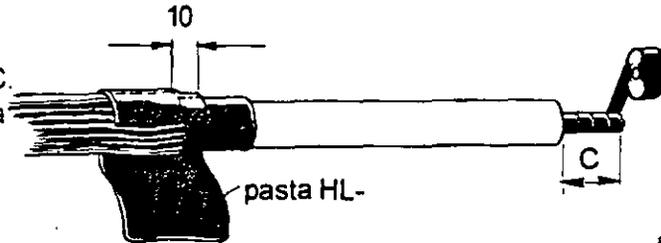


	A
10-15 kV	190
20-25 kV	290

Desmonte la cubierta de acuerdo a la figura. Quite la pantalla de aislamiento desde la pantalla de tierra.
¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

2.

Quite la capa de aislamiento C. Cubra los cables de la pantalla con pasta HL alrededor de los cables de la pantalla. Cubra el conductor con cinta.

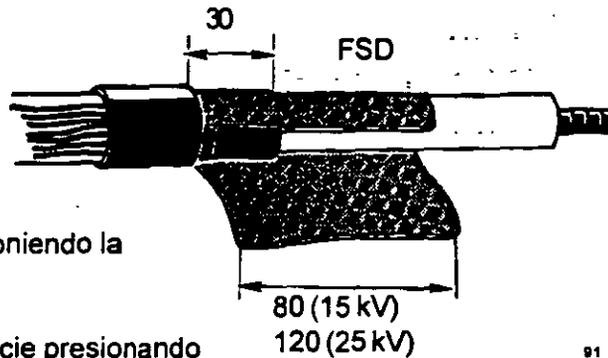


3.

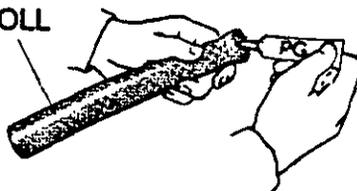
Asegúrese de que el cable, aislamiento y la pantalla de aislamiento estén absolutamente limpias, secas y sin grasa.

Aplique la pasta FSD sobreponiendo la pantalla de aislamiento!

Cuando aplique pasta FSD inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD un poco al girar



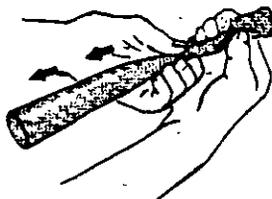
4. OVERROLL



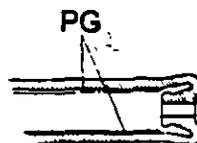
Presiona la grasa PG en el Overroll



5.

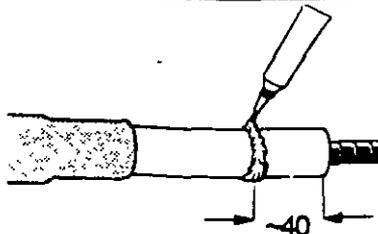


Presione el Overroll para esparcir la grasa. Elimine la grasa del exterior.



6.

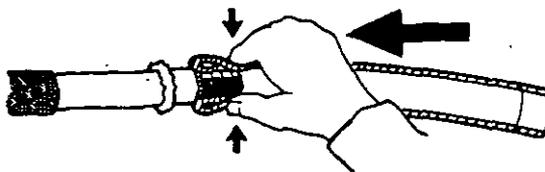
Aplique un amplio anillo de grasa



34

Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

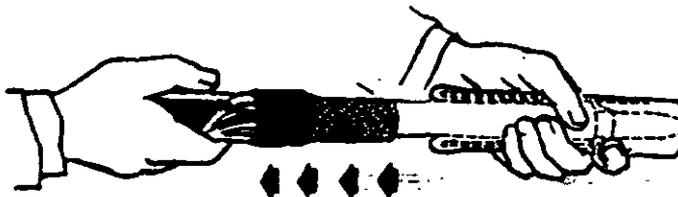
7.



38

Empuje el Overroll hacia la orilla del aislamiento sin comenzar a enrollar.

8.



92

Jale el Overroll enrollándolo sobre el aislamiento y la pasta FSD. Deje que el Overroll descansa 2-3 veces durante la instalación. Límpielo con tela (TD).

9.

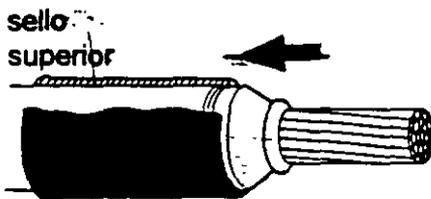


1503

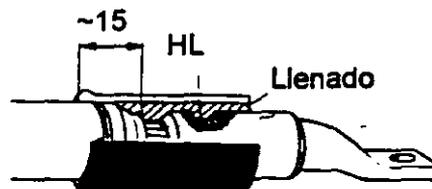
Retire la cinta alrededor del conductor. El tubo del Overroll se traslapará en la cubierta exterior aproximadamente 40 mm.

OPCION - sello de agua

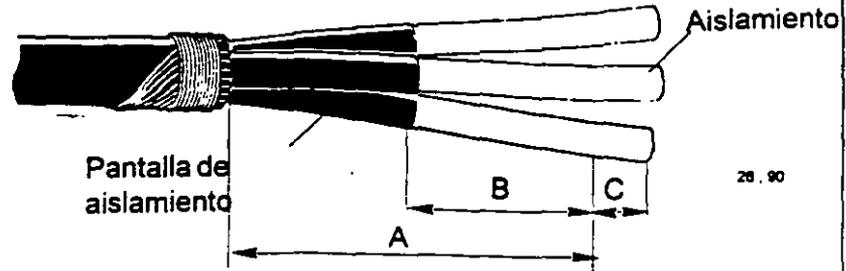
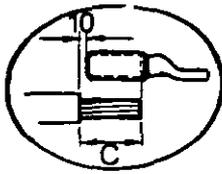
Presione el conector. Limpie la terminal y asegúrese de que no tenga grasa PG.



Retire el sello superior del Overroll.



Engrase ligeramente en el llenado HL y retire el sello superior.



	A	B
10-15 kV	min 300	160
20-25 kV	min 400	260

Descubra el cable de acuerdo con la figura. (para conductores cruzados: más de 100 mm).
¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

Haga un amarre de 30mm. en la horquilla.

2.

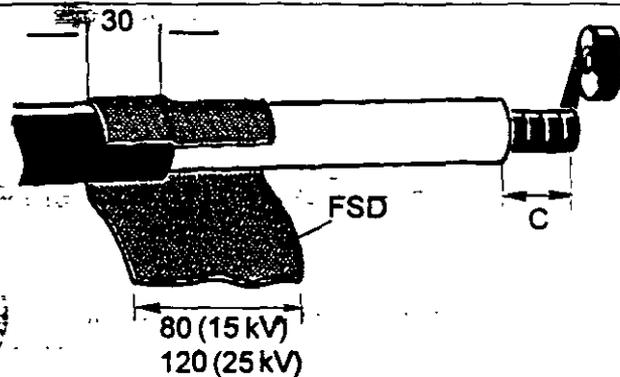
Quite el aislamiento C.

Asegúrese de que el cable, aislamiento y la pantalla de aislamiento estén absolutamente limpias, secas y sin grasa.

Aplice pasta FSD sobre la pantalla de aislamiento.

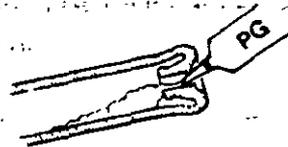
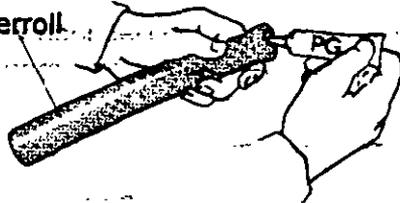
Cuando aplique la pasta FSD inicie

presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD durante la aplicación. Cubra el conductor con cinta PVC. Aplique bastante ~~grasa PG~~.



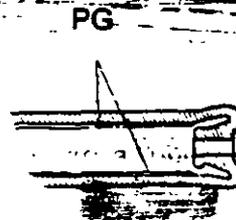
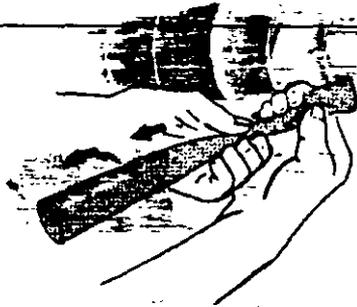
3.

Overroll.



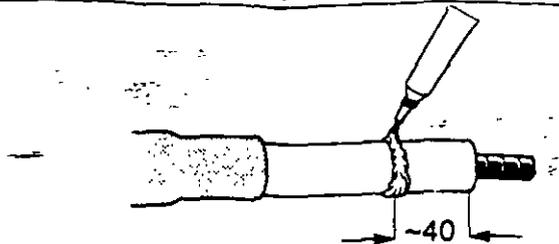
Presione la grasa PG en el Overroll.

4.



Presione el Overroll en forma conjunta para esparcir la grasa. Limpie la grasa restante

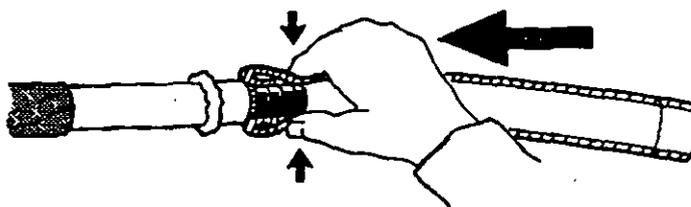
5.



34

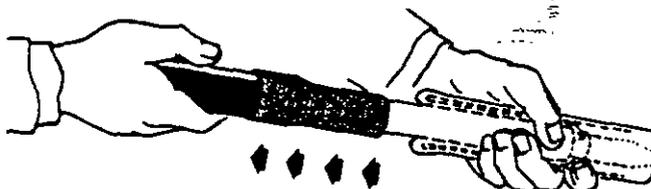
Quando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll, más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

6.



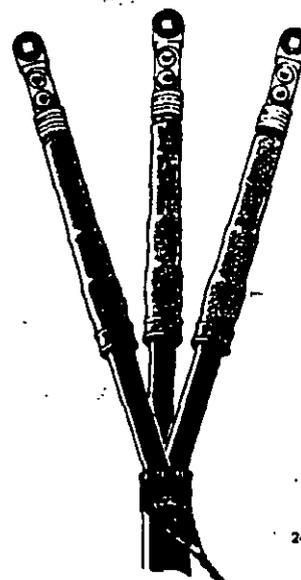
Empuje el Overroll hasta la orilla del aislamiento sin que comience a enrollarse.

7.



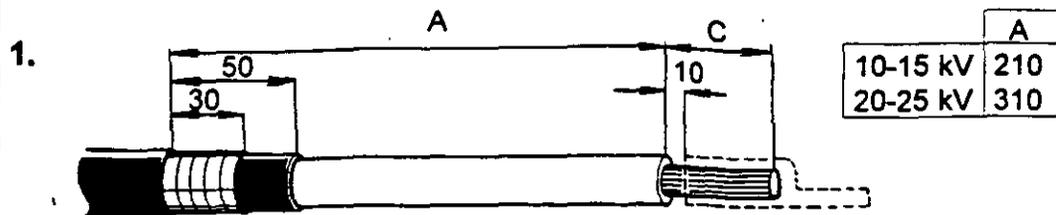
Jale el Overroll enrollándolo sobre la capa de aislamiento y la pasta FSD. Permita que el Overroll descansa 2-3 veces durante la instalación. Limpíelo con un pedazo de tela (TD).

8.



Quite la cinta alrededor del conductor.

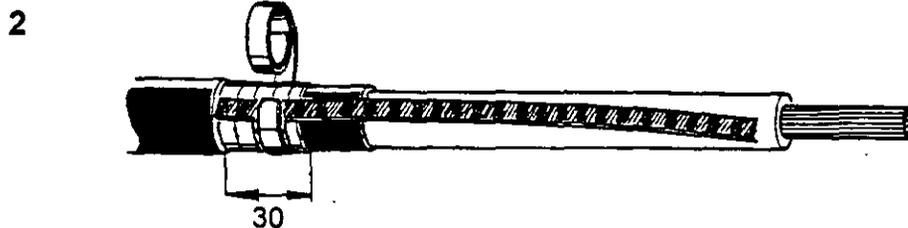
248



Quite la cubierta exterior de acuerdo con la tabla al final del cable. Quite la pantalla de la cinta de cobre a un punto de 30mm. desde la cubierta exterior, quite la pantalla de aislamiento a un punto de 50mm. desde la cubierta exterior. ¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

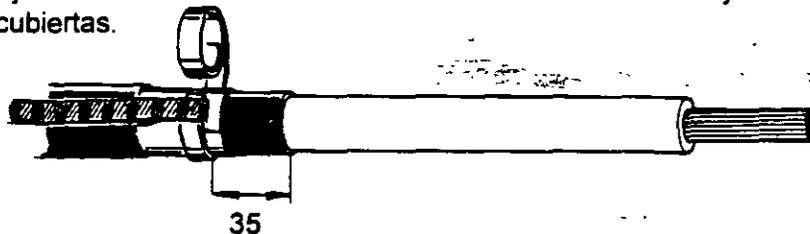
1242

Quite el aislamiento central desde una distancia C mm.



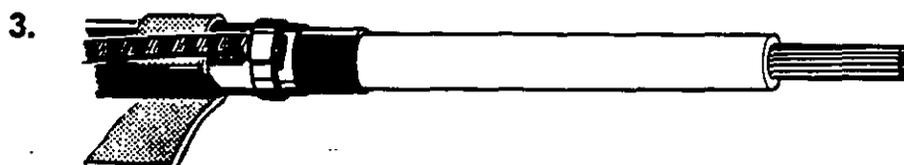
1243

Ajuste la cinta de tierra con el resorte de fuerza constante y enrolle dos cubiertas.



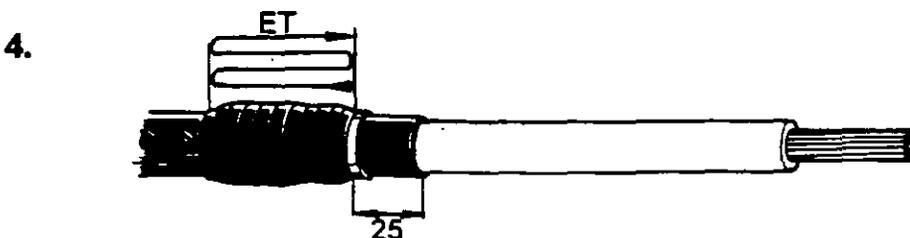
1244

Doble la cinta y enrolle el resorte que queda.



1245

Enrolle la pasta HL alrededor de la cubierta del cable, incluyendo la cinta con la pantalla de tierra.

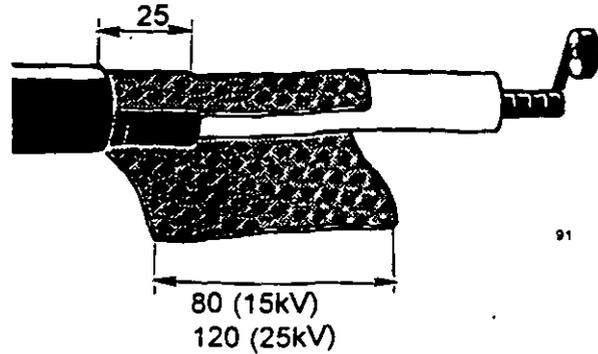


1246

Enrolle la cinta ET 4 veces sobre la pasta HL y en la conexión que hace la pantalla de tierra de 10 mm. en los extremos.

5.

Asegúrese de que el cable de aislamiento y la pantalla de aislamiento están absolutamente limpias, secas y sin grasa.

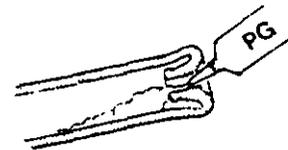
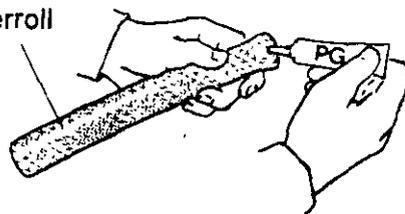


Aplice la pasta FSD traslapando la pantalla de aislamiento.

Cuando aplique la pasta FSD, inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD durante la aplicación.

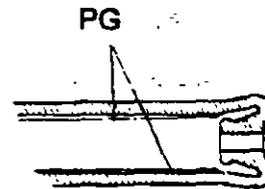
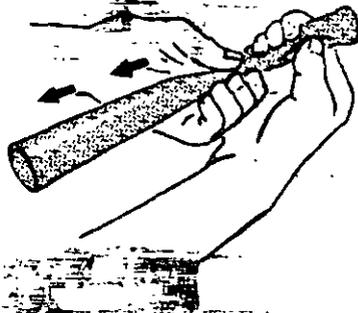
6.

Overroll



Lubrique el Overroll al presionar la mitad de la cantidad de la grasa PG en el tubo Overroll.

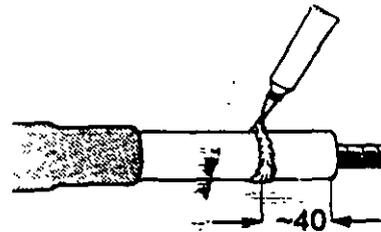
7.



Presione el Overroll conjuntamente para esparcir la grasa. Limpie la grasa del exterior.

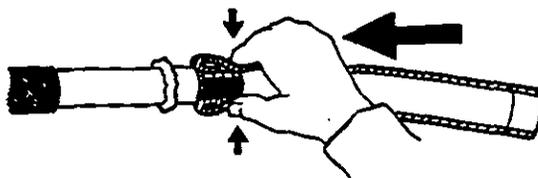
8.

Aplice un anillo de grasa PG.



Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

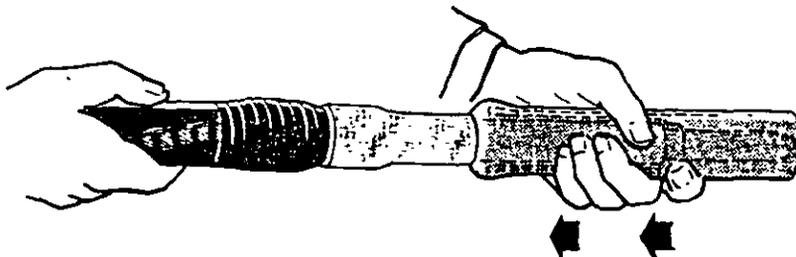
9.



38

Empuje el overroll hacia la orilla del aislamiento sin comenzar a enrollar.

10.



1247

Jale el Overroll enrollándolo en el aditamento de aislamiento y la pasta FSD. Permita que el Overroll se relaje 2-3 veces durante la instalación. Limpie el Overroll con un pedazo de tela (TD).

11.

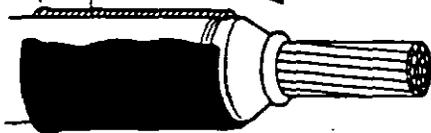


1248

Retire la cinta alrededor del conductor y coloque el conector.

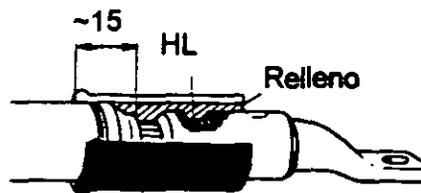
OPCION - sello de agua

Sello superior



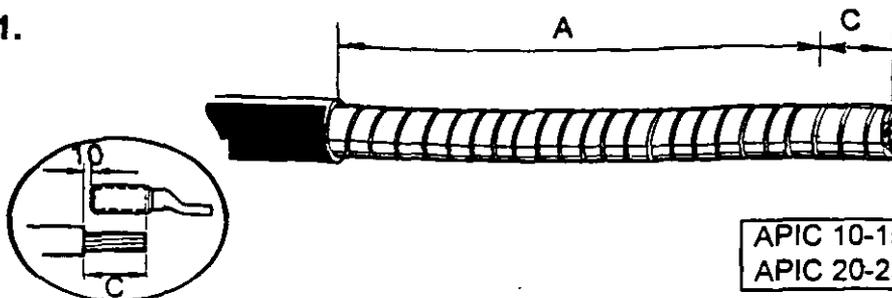
Quite el sello negro superior del Overroll.

Presione el conector. Limpie el extremo de grasa PG. Rellene las irregularidades con la cinta negra HL.



Engrase ligeramente el relleno HL y gire el sello superior.

1.



1479.20

	A
APIC 10-15 kV	370
APIC 20-25 kV	470

Retire la cubierta exterior para una distancia de $A + C$ ($C =$ profundidad del conector + 10 mm). Si se requieren conductores con una distancia de aislamiento mayor, los tubos protectores tipo SSC pueden ser pedidos por separado.

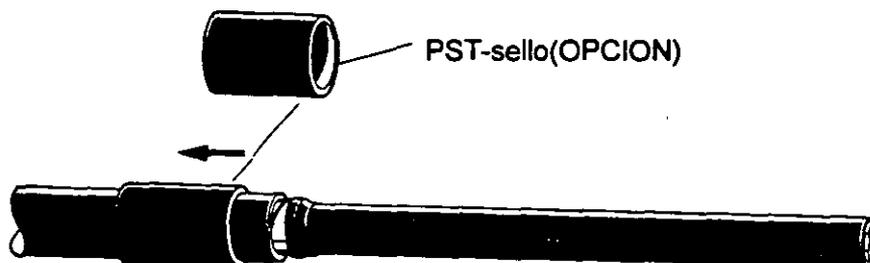
2.



1480

Retire la armadura (si la hay) hasta 30 mm. de la orilla de la cubierta exterior, aplique cinta ET sobre el extremo de la armadura para proteger sus orillas.

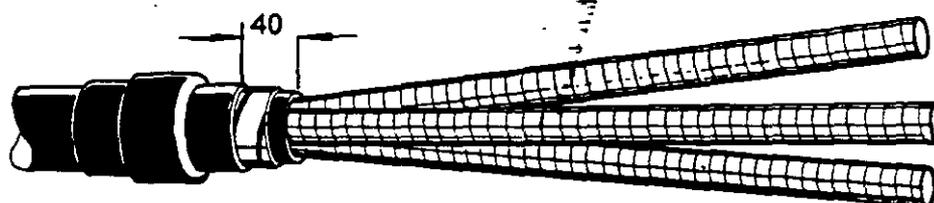
3.



1481

Opción: Empuje el sello PST en la cubierta exterior.

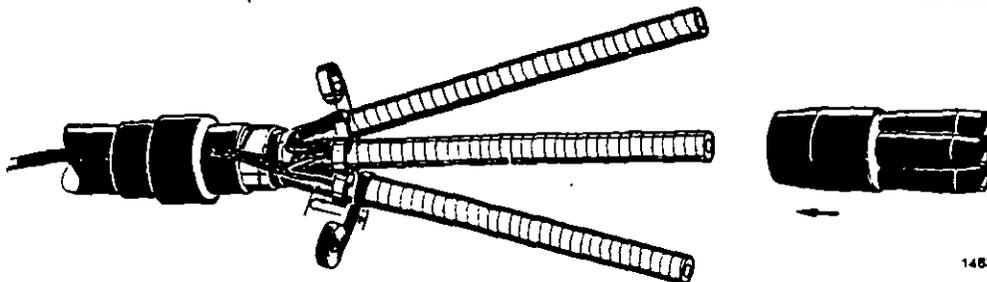
4.



1482

Doble el sello PST sobre sí mismo (si lo hay). Retire la cubierta interior 40mm. de la cubierta exterior. Corte la porción entre los cables.

5.

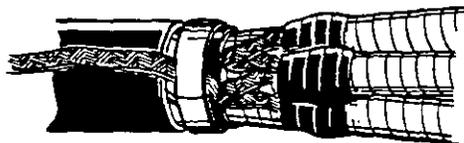


1483

Conecte la cinta de tierra (incluido en el kit de tierra JXT) con los resortes de fuerza constante, de acuerdo con la figura.

Coloque la cinta de tierra debajo del sello PST (si lo hay). Cubra los resortes de fuerza constante cuatro veces con cinta ET.

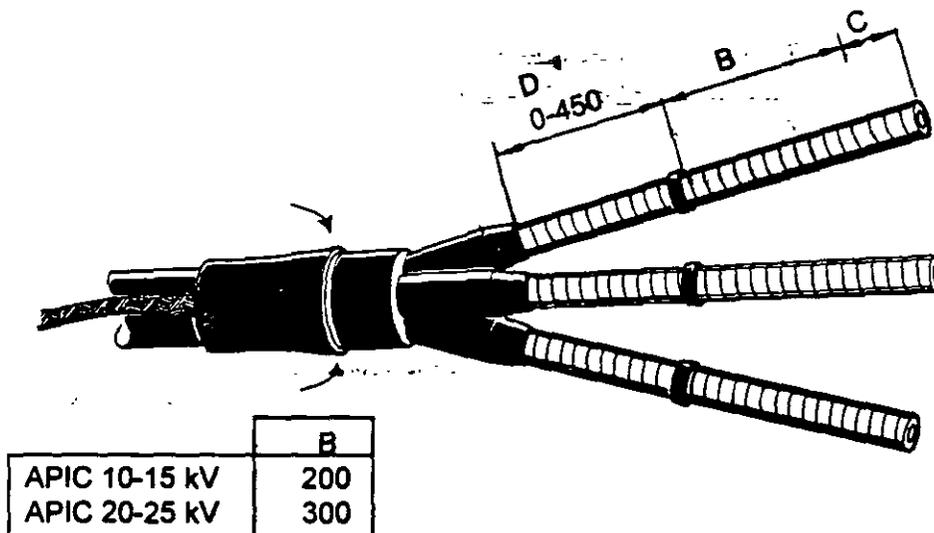
6.



1484

Aplique el resorte de fuerza constante sobre la armadura. Como alternativa, puede utilizar un alambre que una puntas o una abrazadera.

7.



1504

Empuje el sello PST (si lo hay) sobre el soporte. Las porciones cónicas del sello PST del soporte pueden ser cortadas, en caso necesario.

Doble el sello PST (si lo hay) sobre la parte inferior del sello del soporte. Ajuste la longitud de los cables, en caso necesario. Haga una marca en B+C en el extremo del cable.

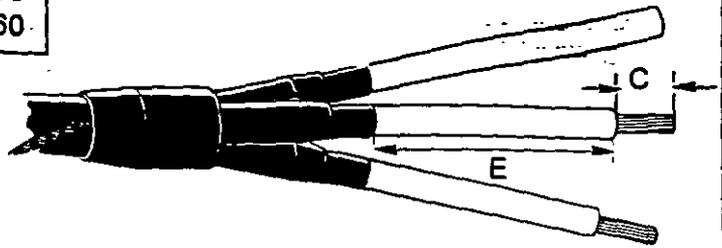
Si la medida D es igual o menor que 450mm se deberán solicitar por separado tubos SSC extra.

Para $D > 0 - 450$ mm se requiere un tubo SSC.

Para $D > 450 - 900$ mm se requieren dos tubos SSC, etc.

8.

	E
APIC 10-15 kV	160
APIC 20-25 kV	260



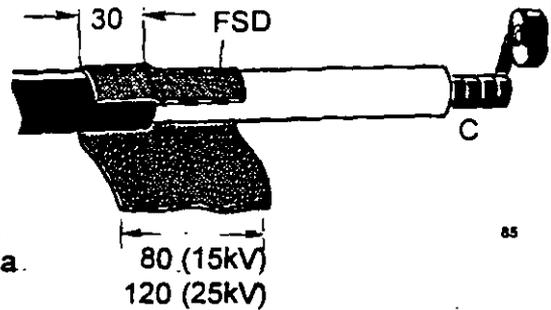
Quite la cinta de cobre de la marca en el extremo del cable.
Quite la pantalla de aislamiento para la distancia E.
Quite la capa de aislamiento a la distancia C.

1505

9.

Asegúrese de que el aislamiento del cable y la pantalla de aislamiento estén totalmente limpias, secas y libres de grasa.

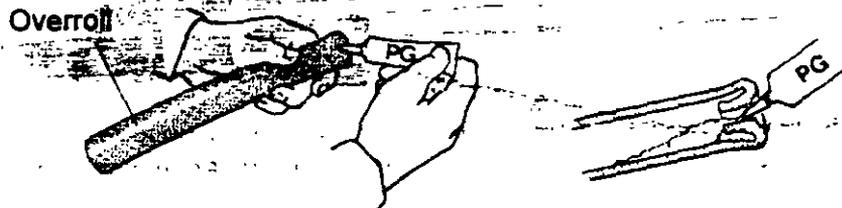
Aplice la pasta FSD sobreponiendd la pantalla de aislamiento.



85

Al aplicar la pasta FSD, comience por presionar ligeramente de manera que se pegue al aislamiento y a la pantalla. Estire ligeramente la pasta FSD durante la aplicación.

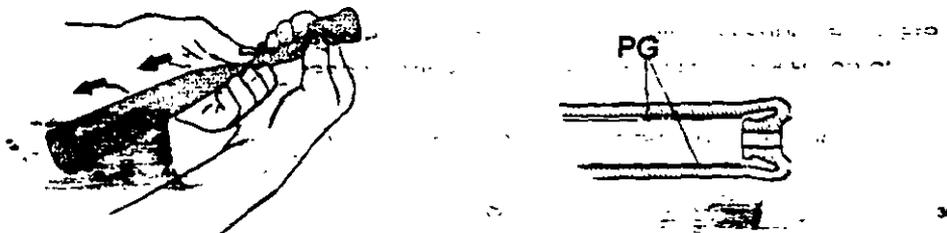
10.



35

Presione la grasa PG en el Overroll.

11.

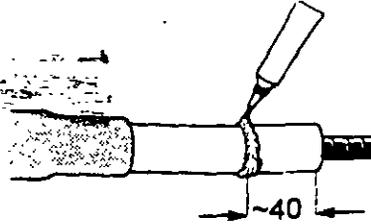


36

Presione el Overroll en forma conjunta para esparcir la grasa. Quite la grasa del exterior.

12.

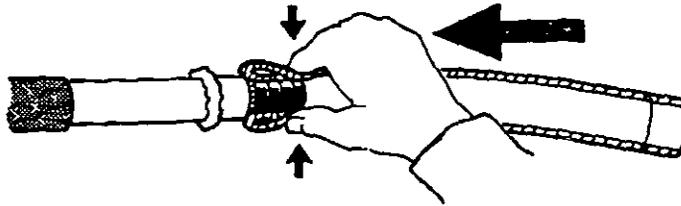
Aplique un anillo de grasa PG.



34

Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

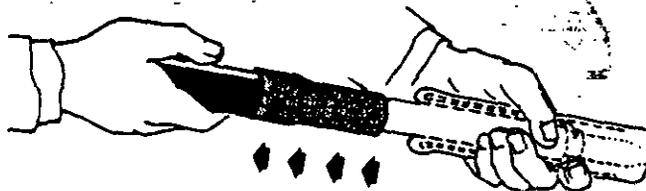
13.



38

Empuje el Overroll hasta la orilla del aislamiento sin que comience a enrollarse.

14.

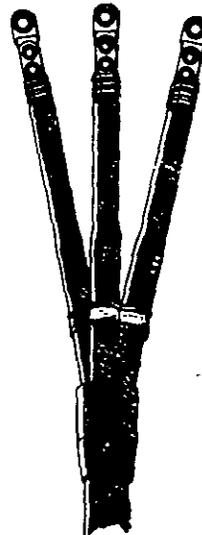


88

Jale el Overroll enrollándolo en la capa de aislamiento y de la pasta FSD. Deje que el Overroll descansa 2-3 veces durante la instalación. Limpie el Overroll con un pedazo de tela (TD)

15.

Quite la cinta del conductor y coloque los conectores del cable.



1508



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

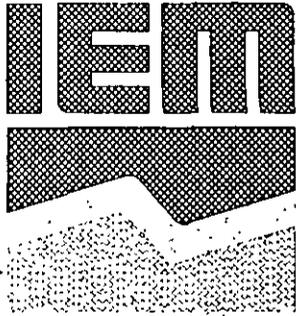
TEMA :

MOTORES ELÉCTRICOS DE ALTA EFICIENCIA

**EXPOSITORES : ING. OCTAVIO VEGA RANGEL
ING. RICARDO AGUIRRE ZARCO
AGOSTO 1998**

II. MOTORES ELECTRICOS DE ALTA EFICIENCIA.

- ✓ Qué es la eficiencia y como se expresa.
- ✓ Que relación existe entre la eficiencia y el factor de potencia.
- ✓ Normalización de la eficiencia .
- ✓ Que esta haciendo IIEM en esta línea.
- ✓ Como incrementar la eficiencia en los diseños (reducción de perdidas).
- ✓ Comparación entre un motor de eficiencia estándar contra uno de alta eficiencia.



¿Cuáles son los puntos que se van a exponer?

- » Definir que es la eficiencia y cómo se expresa.
- » Definir la relación entre la eficiencia y el factor de potencia.
- » A qué nos referimos con un motor eléctrico de inducción de alta eficiencia. Qué normas lo rigen.
- » Qué hay con los motores IEM.
- » Por qué seleccionar un motor de Alta Eficiencia

¿QUE ES LA EFICIENCIA Y COMO SE EXPRESA?

La eficiencia mide el grado con el que el motor de inducción (y en general cualquier máquina eléctrica) aprovecha la energía que toma de la red de alimentación y la convierte en energía mecánica. La eficiencia se expresa en por ciento y se encuentra aplicando la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{entrada} - \text{pérdidas}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + \text{pérdidas}}$$



Tomemos un ejemplo.

De la prueba realizada a un motor IEM de eficiencia Premium de 75 HP, 4 polos, 440 V, 1750 rpm, obtenemos que la potencia que consume es igual a 59.67 kW.

Lo primero que calcularemos será el par que la carga le demanda al motor. Esto Aplicando la siguiente ecuación:

$$\Gamma_{nom} = \frac{(HP)(5250)}{rpm_{nom}} = \frac{(75)(5250)}{1750} = 225lb - pie$$

La potencia de salida la calcularemos entonces como sigue:

$$P_{sal} = \frac{(746)(\Gamma_{nom})(rpm_{nom})}{5250} = \frac{(746)(225)(1750)}{5250} = 55.95kW$$

La eficiencia se obtiene entonces:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} = \left(\frac{55.95}{59.67} \right) * 100 = 93.76\%$$

Pero, ¿Nos afecta de alguna manera este incremento de la eficiencia?



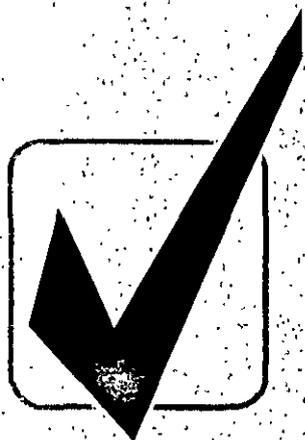
Tendríamos que definir aquellos parámetros que se encuentran relacionados con la eficiencia.

¿QUE RELACION EXISTE ENTRE LA EFICIENCIA Y EL FACTOR DE POTENCIA?

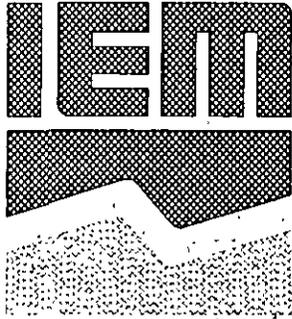
Ya que la eficiencia se expresa como una relación de la potencia de salida entre la potencia de entrada, debe existir una relación directa con el factor de potencia. Esta relación es la siguiente:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{746(HP)}{\sqrt{3}(I_{nominal})(V_{nominal})(\cos \varphi)}$$

Donde: I_{nominal} es la corriente nominal al 100% de carga.
 V_{nominal} es el voltaje nominal
 η es la eficiencia
 $\cos\phi$ es el factor de potencia



Como se puede observar, la relación que existe entre el factor de potencia y la eficiencia es inversa. Esto quiere decir que ***MIENTRAS LA EFICIENCIA TIENDA A SER MAYOR, EL FACTOR DE POTENCIA TENDERA A DECRECER.***



DEFINICIONES BASICAS Y NORMALIZACION

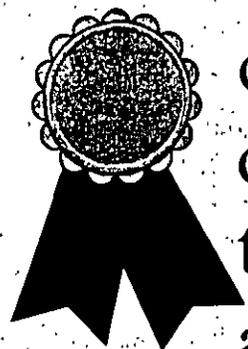
Ya que ubicamos el término de la presente plática, tenemos necesariamente que definir ¿qué significa un motor de alta eficiencia y cuantos tipos existen?



Motores de alta eficiencia son aquellos que cumplen con los valores de eficiencia de las tablas de la norma NOM-J-074 (ANCE). Estas tablas son equivalentes a la tabla 12-9 de la norma NEMA MG-1. Estas aplican a motores de uso general de tipo abierto y cerrado hasta 200 HP.



Actualmente IIEM tiene capacidad para fabricar motores de alta eficiencia en todas las potencias tabuladas en estas tablas.



Motores de eficiencia tipo Premium son aquellos que cumplen o exceden con los valores de eficiencia de las tablas *12-10* de la norma NEMA MG-1. Estas tablas aplican a motores de uso general de tipo abierto y cerrado hasta 500 HP en 2, 4, 6 y 8 polos. La norma mexicana ya cuenta con tablas que cumplen con los valores de NEMA 12.10. Estas tablas se publican en la norma NOM-J016.



Actualmente IIEM tiene capacidad para fabricar motores de eficiencia Premium en todas las potencias tabuladas en estas tablas.

Motores de eficiencia tipo Premium (cont.)



De estas tablas, se hizo un extracto que a su vez convirtió en ley el Department of Energy (DOE) de los Estados Unidos de Norteamérica y que abarca motores del tipo abierto y cerrado de uso general hasta 200 HP en 2, 4 y 6 polos.



Los motores que sean requeridos para operar en territorio de los EE.UU., deberán cumplir con estos niveles de eficiencia.

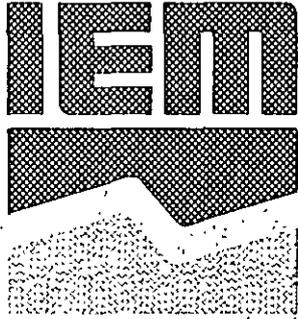
La puesta en vigor de esta tabla es a partir del mes de octubre de 1997.



Motores diseño NEMA E: son aquellos que cumplen o exceden con los valores de eficiencia de las tablas *12-11* de la norma NEMA MG-1. Estas tablas aplican a motores de uso general de tipo abierto y cerrado hasta 500 HP en 2, 4, 6 y 8 polos.



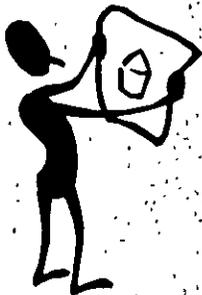
Este diseño implica una corriente de arranque excesivamente mayor y por el contrario un menor par de arranque que aquellos ofrecidos con un motor de diseño NEMA B *por lo que su uso ha quedado limitado.*



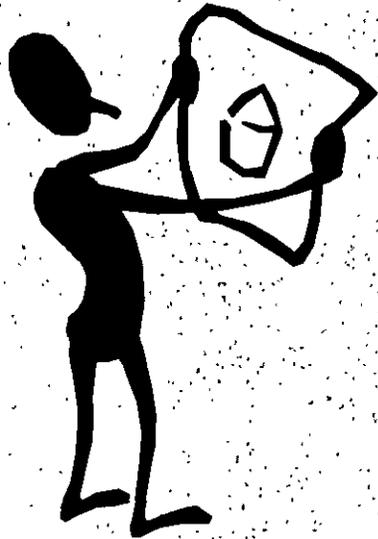
QUE PASOS ESTAN DANDO LOS MOTORES IEM



En cuanto al diseño mecánico, IEM desarrolla nuevas carcasas que cumplen con la normativa NEMA MG-1 y que mejora la disipación térmica y resistencia mecánica, con disposición de aletas en forma paralela a los ejes (N line).



Estos diseños se hacen en base a las más actuales herramientas de CAD y de análisis de resistencia de materiales.



En el diseño eléctrico, se desarrollan y aplican avanzados programas de cálculo que permiten la mejor disposición del devanado con un pleno cumplimiento de la normativa referente a pares (arranque, máximo, etc..) y corrientes a rotor bloqueado.

Pero, ¿que hay que hacer para obtener un motor de alta eficiencia o eficiencia Premium?



Un diseño de alta eficiencia necesariamente implica reducción de pérdidas. Las pérdidas son aquella parte de la energía eléctrica que se le suministra al motor y que se manifiesta en él, en forma de calor (básicamente). Estas pérdidas son:

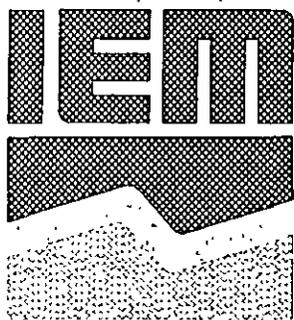
- Pérdidas en el núcleo.
- Pérdidas Joule en el devanado del estator.
- Pérdidas Joule en el rotor.
- Pérdidas por fricción y ventilación.
- Pérdidas indeterminadas



Y, ¿Cómo se logra?

Esto se logra, aplicando lo que mencionamos hace un momento. Con nuevas ranuras que nos permitan alojar una mayor área de cobre, usando acero eléctrico con menores pérdidas de watts/kg, mejorando los diseños de los ventiladores en caso de que se requiera reducir la fricción con el aire, etc...





**¿POR QUE HAY QUE
SELECCIONAR MOTORES DE
ALTA EFICIENCIA?**

¿Por qué es recomendable un motor de alta eficiencia o un motor de eficiencia Premium?



En las actuales condiciones de explotación de los recursos, en un futuro no muy lejano tendremos la necesidad de prescindir de fuentes no renovables de energía.



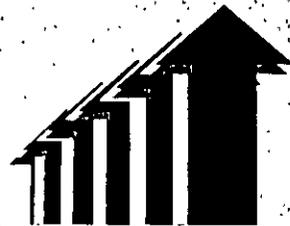
La creciente demanda de energía eléctrica hará que ésta, a su vez, se vuelva aún más cara. Entonces debemos buscar medios eficaces para aprovecharla al máximo.



La aplicación de motores eléctricos cuya eficiencia sea considerablemente mayor a la de los motores que operan en los procesos productivos actuales, significa una gran ventaja en cuanto a costos de operación.



Aunque implica una mayor inversión inicial, la recuperación se da en un muy *corto plazo*, y las ventajas en ahorro de energía (lo que se traduce en dinero) son inmediatas.



Una vez que la inversión inicial se recupera, las cifras siguientes son ganancias.

El ahorro anual en el costo de la energía para dos motores cuyas eficiencias son distintas y que operan bajo un mismo régimen de carga, se puede calcular como sigue:



$$\$ = (0.746)(HP)(c)(h)\left(\frac{100}{\eta_1} - \frac{100}{\eta_2}\right)$$

donde: \$ es el ahorro anual
HP es la potencia del motor
c es el costo de la energía en \$/kWhr
h es el tiempo que opera el motor en hrs/año
 η_1 y η_2 son las eficiencias a ser comparadas

Tomemos un ejemplo.

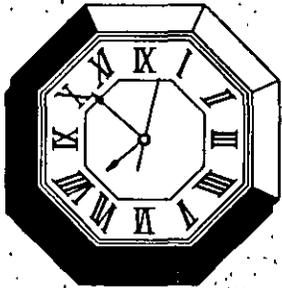


Tomaremos un motor de 40 HP, 4 polos, HTCCVE, operando 4,000 horas al año con un costo de \$0.65/kWhr. La eficiencia para un motor estándar es de 90%. La eficiencia para un motor de eficiencia Premium es 93%. Entonces:

$$\text{\$} = (0.746)(40)(0.65)(4000)\left(\frac{100}{90} - \frac{100}{93}\right)$$

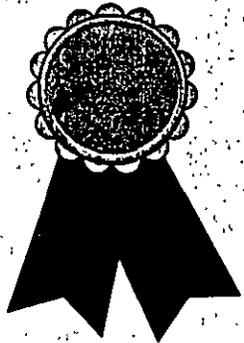
$$\text{\$} = 2780.79$$

Ahora, el tiempo de recuperación de la inversión lo podemos calcular de la siguiente manera:



$$\text{tiempo de recuperación} = \frac{\text{Premio del costo}}{\text{Ahorro anual}}$$

Donde,



Premio en costo es la diferencia en costo de los dos motores.

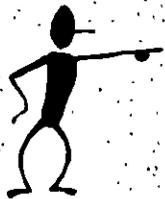


Retomando el ejemplo del motor de 40 HP y considerando los costos siguientes:

HTCCVE eficiencia estándar \$8,000.00.

HTCCVE eficiencia Premium \$11,200.00

Entonces,



Recuperación en años $= (11,200 - 8,000) / 2780.79$

Recuperación en años = 1.15 años





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

TEMA :

**SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS DE
INDUCCIÓN TRIFÁSICOS**

**EXPOSITORES : ING. OCTAVIO VEGA RANGEL
ING. RICARDO AGUIRRE ZARCO
AGOSTO 1998**

PROGRAMA

- Selección y aplicación de motores eléctricos de inducción trifásicos
- Receso.
- Motores de Alta eficiencia.

I. SELECCION Y APLICACION DE LOS MOTORES ELECTRICOS DE INDUCCION

Clasificación de los motores IEM de acuerdo a su construcción mecánica y su montaje para operación.

Clasificación de los motores IEM de acuerdo a su diseño eléctrico.

La descripción del motor en base a su placa de datos. Que significa y la importancia que tiene cada apartado de la placa de datos.



¿QUE ES UN MOTOR ELECTRICO?

Un motor eléctrico es un dispositivo que convierte la energía eléctrica que recibe en energía mecánica que se aprovecha en forma rotatoria a través de la flecha.



¿POR QUE SE LE LLAMA DE INDUCCION?

Debido a su principio de funcionamiento, al conectar el devanado del estator a un sistema trifasico de voltajes, *se induce un sistema de voltajes en el rotor* por lo cual existe una interacción de campos magnéticos (el del estator y el del rotor) que dan lugar a un par el cual proporciona la utilidad del motor.

¿CUANTOS TIPOS DE MOTORES DE INDUCCION HAY?

Debido a la construcción del rotor existen dos tipos de motor: Jaula de ardilla y de rotor devanado.

¿COMO SE CLASIFICAN LOS MOTORES DE INDUCCION JAULA DE ARDILLA?

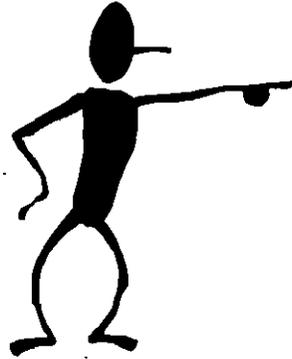
Se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

POR SU DISEÑO MECANICO:

HORIZONTALES: A prueba de goteo.
A prueba de intemperie tipo I y tipo II.
Cerrados con ventilación exterior.
Cerrados sin ventilación.
Con intercambiador de calor.

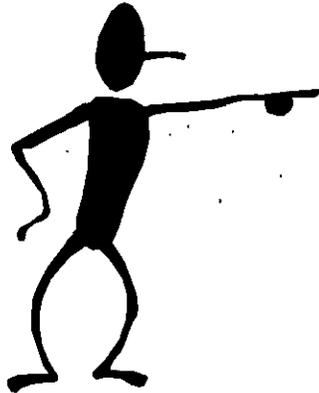
VERTICALES: A prueba de goteo.
A prueba de intemperie tipo I y tipo II
Cerrados con ventilación exterior.

✓ POR SU DISEÑO ELECTRICO:



NOM, NEMA A
NOM, NEMA B
NOM, NEMA C
NOM, NEMA D
NOM, NEMA E

✓ POR SU CLASE DE AISLAMIENTO:



Aislamiento B (130° totales).
Aislamiento F (155° totales).
Aislamiento H (180° totales).

¿COMO INTERPRETAR LOS APARTADOS DE LA PLACA DE DATOS?

La placa de datos describe las características más importantes del arranque y operación de un motor de inducción. Los valores más importantes que se encuentran en la placa son:

- ✓ Potencia de salida.
- ✓ Voltaje de operación.
- ✓ Corriente nominal.
- ✓ Velocidad (numero de polos)
- ✓ Clase de aislamiento
- ✓ Clase de diseño según NEMA
- ✓ Código de arranque.



✓ Potencia de salida.

La potencia de salida es la potencia mecánica que se puede aprovechar en la flecha. Se expresa en caballos de potencia (HP ó CP) ó en kW. Esta potencia es igual a la potencia de entrada (P_{in}) menos las pérdidas que se presentan en el motor.

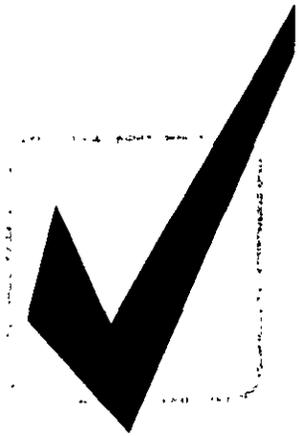
✓ Voltaje de operación.

El voltaje de operación es la tensión (o diferencia de potencial) de la red de alimentación a la que el motor será conectado. Por norma, se pueden tener variaciones en el voltaje de alimentación de más o menos 10%. P. ej. un motor diseñado para operar a 440V, tendrá como límites 484V y 400V.

✓ Voltaje de operación (cont.)

Es importante tener en cuenta que los diseños se hacen para operar a una tensión nominal específica, ya sea 440, 460, 480, etc.... No es recomendable poner en operación un motor de 440V en alimentación a 460 V, aunque este voltaje sea cubierto por las variaciones que se permiten.

Un motor se puede diseñar para operar a doble voltaje (hasta 100 HP) ó a un solo voltaje, dependiendo de los requerimientos del cliente.



RECOMENDACION: Es importante especificar correctamente la tensión de operación para evitar corrientes de arranque excesivas y corrientes de operación distintas a aquellas que se especifican en la placa de datos.

✓ Corriente nominal.

La corriente nominal es aquella que el motor demanda durante la operación a tensión, frecuencia y carga nominales.

✓ Velocidad de operación.

La velocidad de giro se expresa en revoluciones por minuto (r.p.m) y depende del número de polos al cual se diseña el motor. Esta velocidad nunca será igual a la velocidad síncrona.

✓ Velocidad sincrónica.

La velocidad sincrónica se define como aquella a la que el campo magnético rotatorio de la máquina de inducción gira y resulta de la siguiente ecuación:

$$n_{sinc} = \frac{120 f}{p}$$

donde: n_{sinc} es la velocidad sincrónica en [rpm]

f es la frecuencia de la red de alimentación (p. ej. 60 Hz ó 50 Hz)

p es el número de polos del motor.

De aquí se desprende un concepto importante. El *deslizamiento* se define como la relación que existe entre la velocidad de giro real del motor y la velocidad sincrónica. El deslizamiento es igual a:

$$S = \frac{(n_{sinc} - n_{nom})}{n_{sinc}} * 100$$



Por ejemplo: si tenemos un motor de 75 HP, 4 polos, 60 Hz con una velocidad de acuerdo a la placa de datos de 1750 rpm podemos calcular lo siguiente:

$$n_{sinc} = \frac{120 f}{p} = \frac{120 (60)}{4} = 1800$$

El deslizamiento se calcula como:

$$s = \frac{(1800 - 1750)}{1800} * 100 = 2.77 \%$$

✓ Clase de aislamiento.

Los aislamientos son materiales que impiden el contacto de partes vivas (o energizadas) con las partes aterrizadas (carcasa, núcleos, etc...) o con otras partes energizadas (p. ej. otra fase). Existen varios tipos de aislamientos dependiendo de los materiales que lo componen y de acuerdo a la temperatura límite que es capaz de soportar sin modificar sus propiedades o características. Los materiales aislantes se clasifican de acuerdo a la siguiente tabla.



AISLAMIENTO DE CLASE	TEMPERATURA LIMITE	MATERIALES COMPONENTES
A	105°C	algodón, seda, papel impregnado.
E	120°C	resinas sintéticas.
B	130°C	mica, fibra de vidrio.
F	155°C	mica, fibra de vidrio con aglomerantes.
H	180°C	siliconas, resinas.
C	>180°C	porcelana, cuarzo, vidrio, mica.

Clase de aislamiento (cont.)

En un motor de inducción existen aislamientos que podemos identificar como:

Aislamiento de ranura: Impide cualquier contacto entre las bobinas y el núcleo. Se insertan aislamientos que se amoldan a la periferia de las ranuras.



Aislamiento separador de bobina: Se disponen aislamientos entre las cabezas de bobina de las diferentes fases o entre aquellas y el hierro.

Clase de aislamiento (cont.).

Cuñas de cierre o aislamiento de cuña: Para que las bobinas no se salgan de las ranuras semiabiertas del estator, éstas se cierran con cuñas.

Mangas y otros: Para aislar los conductores y así poder conectar los grupos de bobinas sin el peligro de existir corto circuito entre fases o a tierra, se usan las mangas. Para cubrir la soldadura de las conexiones se utiliza cinta eléctrica y para amarrar los cabezales de las bobinas se puede utilizar cordón de cinta de fibra de vidrio.



Clase de aislamiento (cont.)

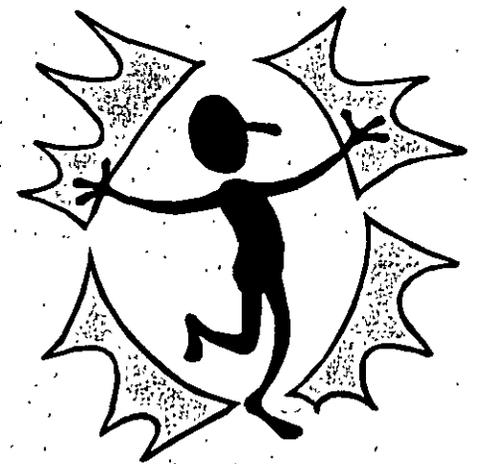
Impregnado: Una vez que se colocan las bobinas en las ranuras del núcleo estator; que se han conectado y se han realizado las pruebas preliminares, se le somete a una impregnación con barniz aislante. Esta impregnación tiene como objeto mejorar la resistencia dieléctrica, proteger de la humedad, favorecer la disipación de calor (expulsando el aire que pudiera alojarse entre los arrollamientos), dar rigidez mecánica al conjunto embobinado y protegerlo de la influencia de vapores corrosivos y polvos.



Clase de aislamiento (cont.)

¿Cuál es la importancia de los aislamientos en una maquina eléctrica?

Los aislamientos son una parte vital en la operación no sólo de un motor eléctrico, sino de cualquier máquina eléctrica. Estamos limitados en la operación debido al límite térmico de cada una de las clases. Dependiendo de cada clase, tendremos un límite en la elevación de temperatura permisible para el motor.



Si consideramos que los motores IEM se han diseñado para operar a $40^{\circ} C$ de temperatura en el ambiente que les rodea, podemos resumir los límites térmicos (medidos por resistencia) para la operación en la siguiente tabla:

@ 1000 msnm

CLASE DE AISLAMIENTO	ΔT @ 100% DE CARGA	ΔT @ FACTOR DE SERVICIO 1.15	TEMPERATURA TOTAL MAXIMA
B	80 °C	90 °C	130 °C
F	105 °C	115 °C	155 °C
H	125 °C	135 °C	180 °C

¡HAY QUE CONSIDERAR LAS VENTAJAS QUE IEM TIENE AL PROBAR SUS MOTORES @ 2300 msnm!



El hecho de que IEM pruebe sus motores a una altitud sobre el nivel del mar considerablemente mayor que la mayoría de los fabricantes es una gran ventaja. ¿Por que?. La norma considera que para altitudes mayores a 1000 metros, se incrementa la temperatura de operación 1° C por cada 100 metros.

Pero ¿Qué significa esto?



Tenemos un motor IEM de 75 HP, 4 polos, HTCCVE, 60 Hz, 440 V con un incremento de temperatura medido en los devanados de 90° C @ 2300 msnm (D.F.) . ¿Que incremento tendrá @ 1000 msnm (Monterrey)?

De acuerdo a lo enunciado anteriormente, la diferencia de altitud la podemos calcular fácilmente como:

$$\Delta altitud = 2300 - 1000 - 1300$$

Aplicando el criterio enunciado, por cada 100 metros por encima de una altitud igual a 1000 tendremos 1° centígrado de incremento. En este caso particular, la altitud decrece en 1300 metros, por lo que podemos calcular cuantos grados por debajo del incremento de 90° se tendrán:

$$^{\circ}C = \frac{1300}{100} = 13^{\circ}C$$

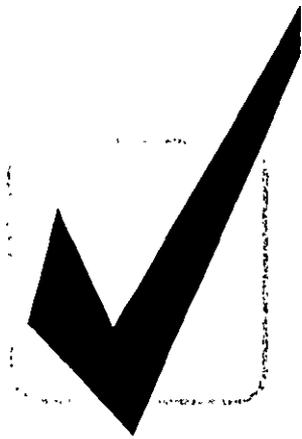
Entonces, podemos concluir que el motor tendrá un incremento menor al cual se probó.
Es decir:

$$\textit{Incremento @ 1000msnm} = 90 - 13 = 77^{\circ}c$$

¿Qué pasa si el motor se hubiera probado @ 1000 msnm resultando el mismo incremento y se quisiera poner en operación @ 2300 msnm?

Entonces, el incremento hubiera sido mayor en 13°. Es decir: $90 + 13 = 103^\circ \text{ C}$.





RECOMENDACION:

Hay que tomar muy en cuenta la altitud sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente a la cual operará el motor para considerar nuevos límites en el incremento de la temperatura.

✓ Clase de diseño según NEMA, NOM.

El diseño eléctrico de un motor se basa en su característica *par-velocidad*. Esta curva describe su comportamiento ya que muestra los pares de arranque, máximo, mínimo y nominal que el motor suministrará durante su aplicación. Eléctricamente podemos enumerar diseños que cumplen con la norma de EE.UU para motores de inducción jaula de ardilla: NEMA (National Electrical Manufacturers Association). Estos diseños se muestran en la siguiente tabla:



✓ Clase de diseño según NEMA, NOM (cont.)

★ diseño NEMA A

★ diseño NEMA B

★ diseño NEMA C

★ diseño NEMA D

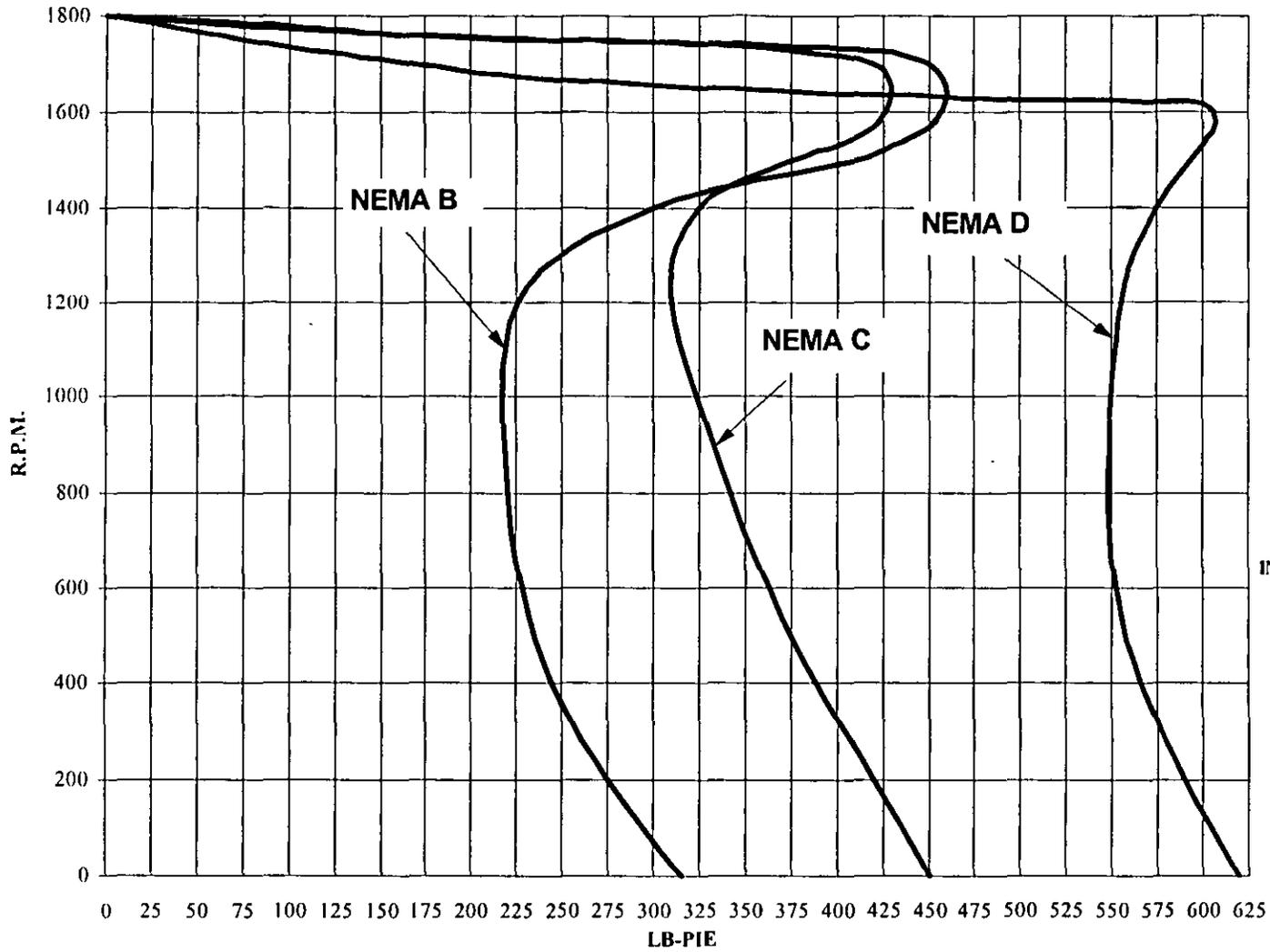
★ diseño NEMA E



Las curvas características para los diseños B, C y D se muestran a continuación.



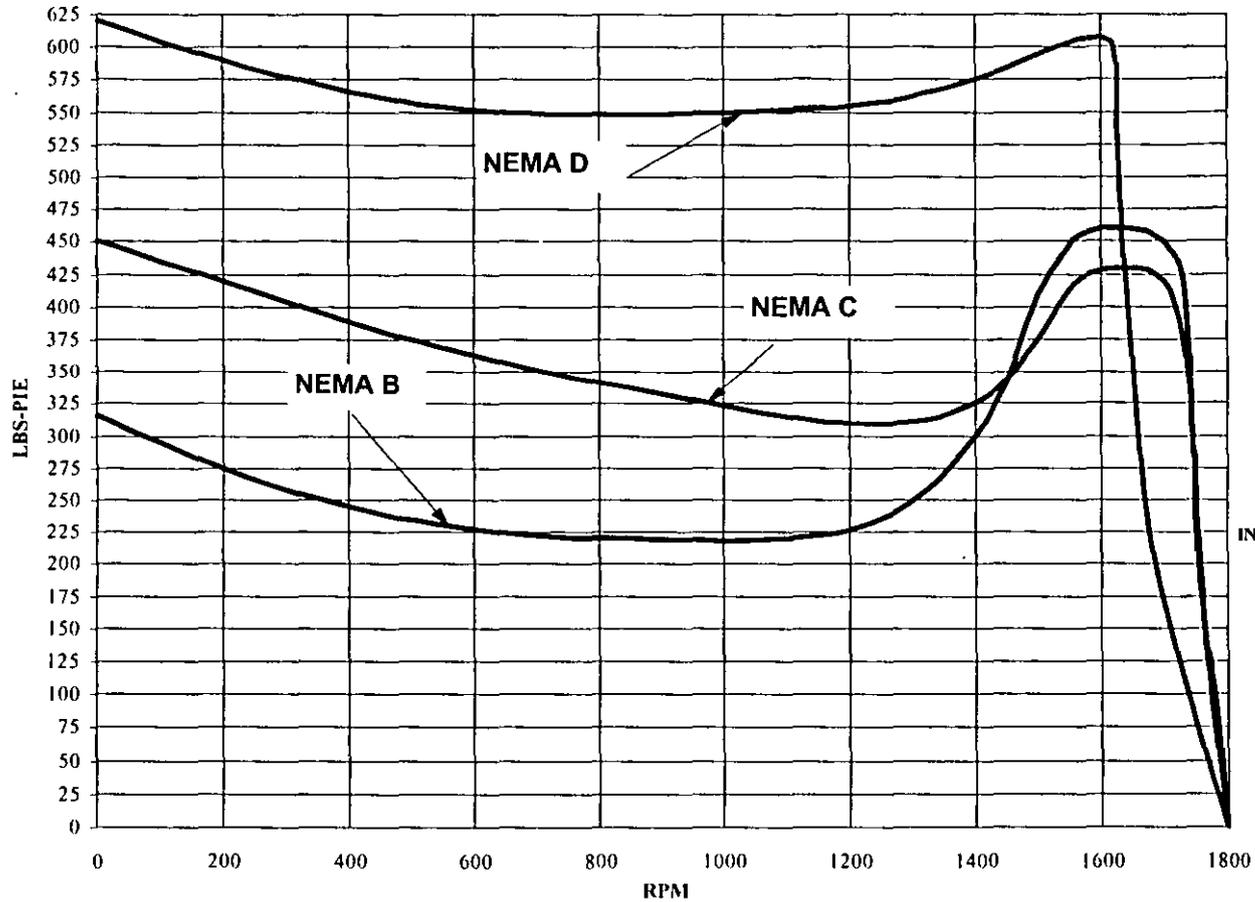
CURVA PAR-VELOCIDAD
75 H.P. / 4 P / 440V / ARM. 365TP VFHAPG
NEMA "B", NEMA "C" Y NEMA "D"



INDUSTRIAS IEM, S.A. DE C.V.
INGENIERIA DE DISEÑO
PLANTA MOTORES



CURVA PAR-VELOCIDAD
75 H.P. / 4 P / 440V / ARM. 365TP VFHAPG
NEMA 'B', NEMA 'C' Y NEMA 'D'



INDUSTRIAS IEM, S.A. DE C.V.
INGENIERIA DE DISEÑO
PLANTA MOTORES

✓ Clase de diseño según NEMA, NOM (cont.)

De acuerdo a estas curvas, podemos resumir lo siguiente:

Los diseños NEMA A y B son muy similares. La diferencia estriba en que las corrientes máximas de arranque para el diseño B esta normalizadas; no así para el diseño A.

El diseño NEMA C tiene un par de arranque mayor que los diseños A y B. En cambio el par máximo es menor que para los diseños A y B.

El diseño NEMA D desarrolla un par de arranque muy alto. Sin embargo, como puede verse en la curva, el par decrece gradualmente durante el periodo de aceleración por lo que no hay un par máximo bien definido como en los diseños A, B ó C.



El diseño NEMA E corresponde a un diseño de eficiencia considerablemente mayor a la estándar. Los valores de eficiencia se encuentran tabulados en la tabla 12-11. Este diseño presenta altas corrientes de arranque pero bajo par en el mismo periodo. Así mismo, el par máximo es menor al de los diseños A ó B.



Veamos un ejemplo:

Para un motor de 75 HP, 4 polos HTCCVE comparemos los pares de los distintos diseños.

DISEÑO	PAR DE ARRANQUE EN % DEL NOMINAL	PAR MAXIMO EN % DEL NOMINAL
B	140	200
C	200	190
D	275	195
E	120	180

✓ Código de arranque.

Al arrancar un motor de inducción jaula de ardilla, la corriente que demanda es considerablemente mayor a la que requiere durante la operación a plena carga. Se conoce que esta puede ser de 6 a 7 veces la corriente nominal de placa. La placa descriptiva del motor menciona la CLAVE KVA a rotor bloqueado como una letra que designa al resultado del cociente de kVA/HP. Es decir, la potencia aparente que el motor demanda al arranque por cada HP nominal.

Este valor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\frac{kVA}{HP} = \frac{\sqrt{3} (I_{arr}) (V_{nom.})}{1000 (HP)}$$

donde: I_{arr} es la corriente que el motor demanda al arranque
 $V_{nom.}$ es el voltaje nominal de operación
HP es la potencia nominal del motor.

Conocido el resultado del cociente, se ingresa a una tabla donde se muestran rangos donde el valor puede caer. La letra que corresponde a dicho valor es aquella que se plasma en la placa de datos. Esta tabla se muestra a continuación.

LETRA CODIGO	KVA/HP
A	0-3.15
B	3.15-3.55
C	3.55-4.0
D	4.0-4.5
E	4.5-5.0
F	5.0-5.6
G	5.6-6.3
H	6.3-7.1
J	7.1-8.0
K	8.0-9.0
L	9.0-10.0

Si nosotros conocemos el código de arranque de la placa de datos, entonces podemos conocer el valor de la corriente que el motor requiere al arranque. Esto se hace a partir de la ecuación anterior; es decir:

$$I_{arr} = \frac{(LC)(HP)(1000)}{\sqrt{3}(V_{nom})}$$

Veamos un ejemplo:



Un motor de 10 HP, 440 volts con letra código H. Esta letra código la obtenemos de la placa de datos.

De la tabla tomaremos el valor más alto de la relación kVA/HP es decir 7.1. Entonces sustituyendo en la ecuación tenemos que la corriente de arranque será:

$$I_{arr} = \frac{(LC)(HP)(1000)}{\sqrt{3}(V_{nom})} = \frac{(7.1)(10)(1000)}{\sqrt{3}(440)} = 93.16$$



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

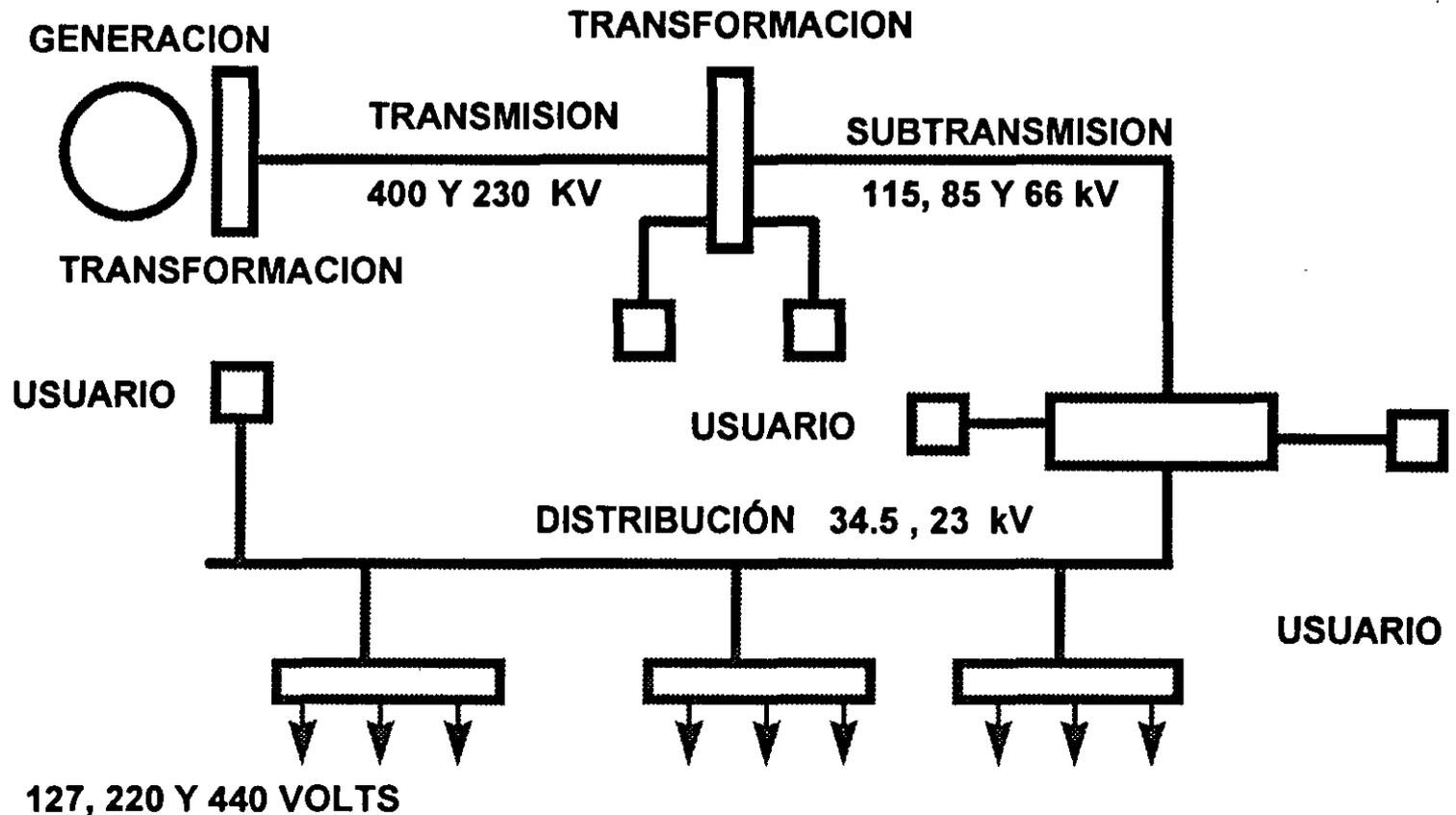
TEMA :

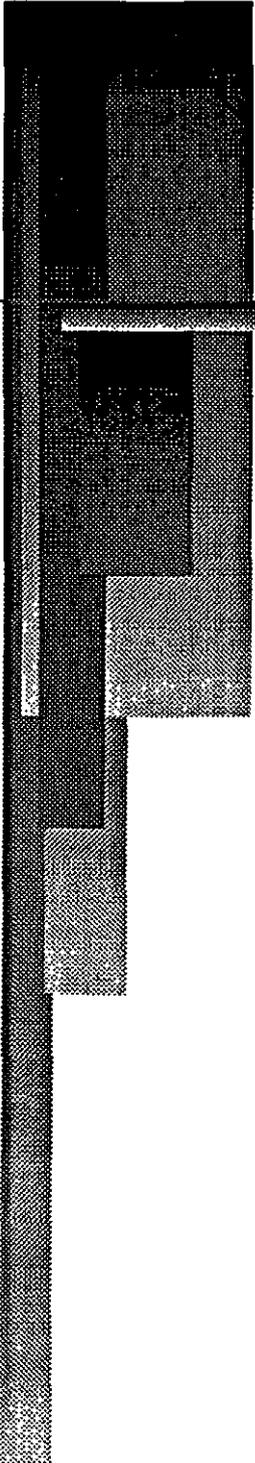
**CORRECCIÓN DEL FACTOR
DE POTENCIA**

**EXPOSITORES : ING. FERNANDO RODRÍGUEZ GUERRERO
AGOSTO 1998**

ALSTOM

EL SISTEMA ELECTRICO





ALSTOM

TIPOS DE CARGAS

- 1.- RESISTENCIA**
- 2.- INDUCTANCIA**
- 3.- CAPACITANCIA**

1.- RESISTENCIA

SIMBOLO



ó



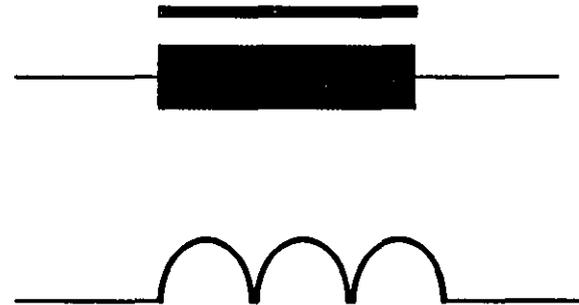
UNIDADES

OHMS (Ω)

ALSTOM

2.- INDUCTANCIA

SIMBOLO

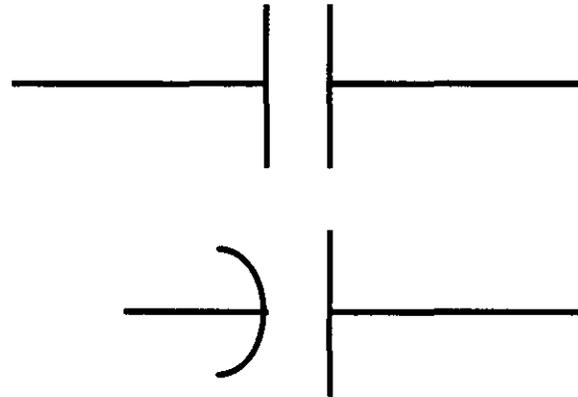


UNIDADES

HENRY (H)

3.- CAPACITANCIA

SIMBOLO

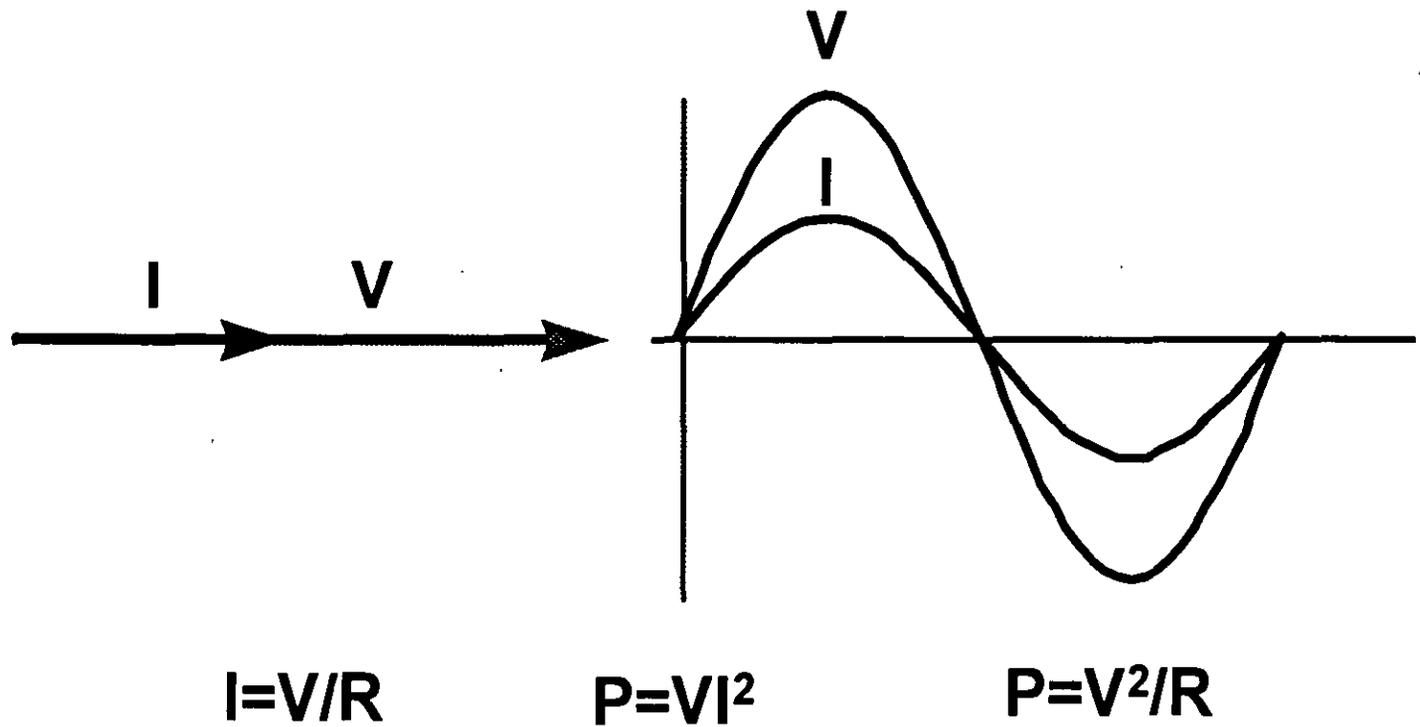


UNIDADES

FARADS (F)

ALSTOM

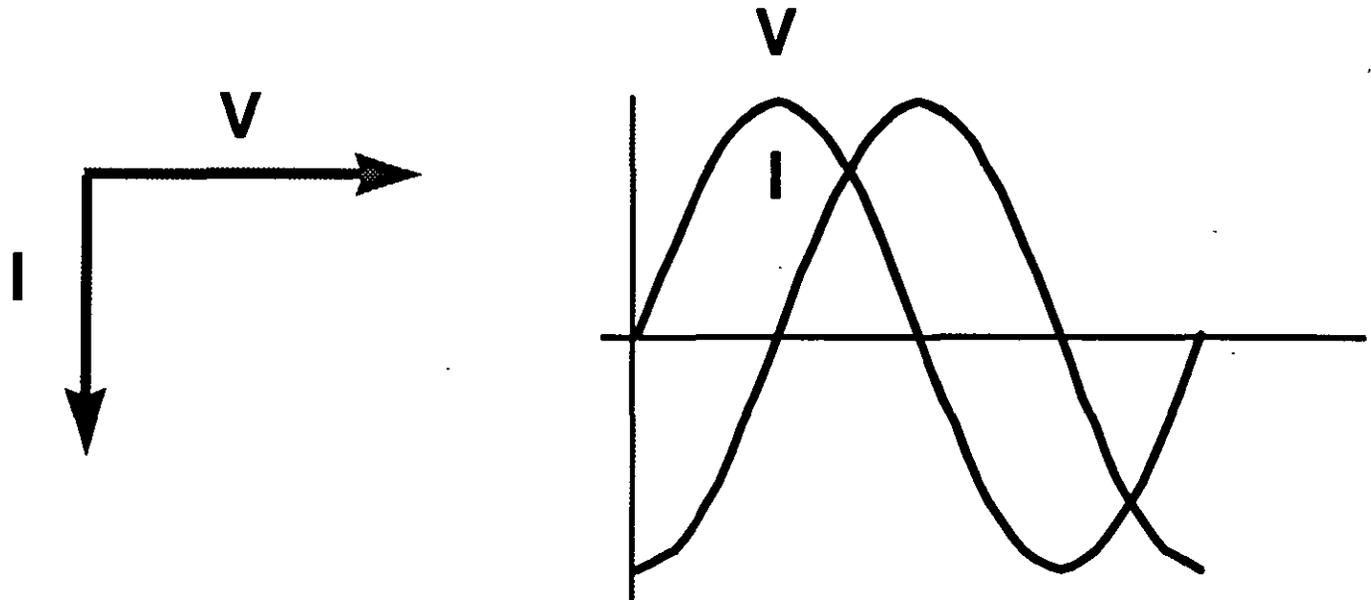
CARGA RESISTIVA PURA



(DIAGRAMA FASORIAL)

ALSTOM

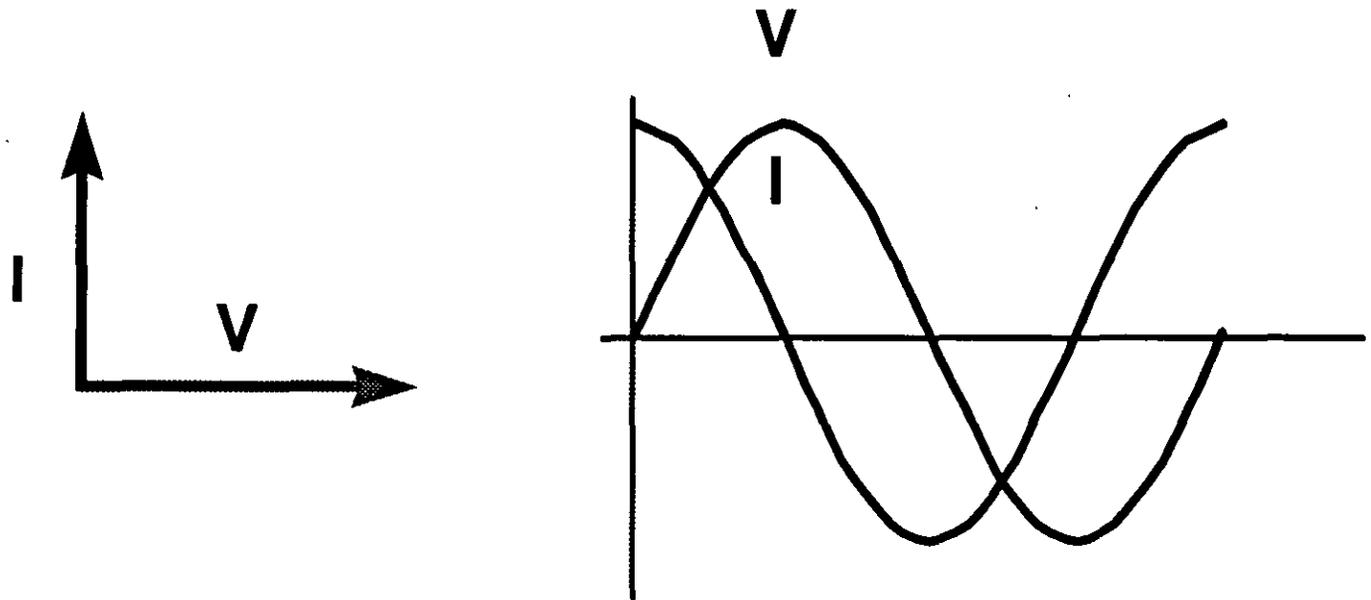
CARGA INDUCTIVA PURA



(DIAGRAMA FASORIAL)

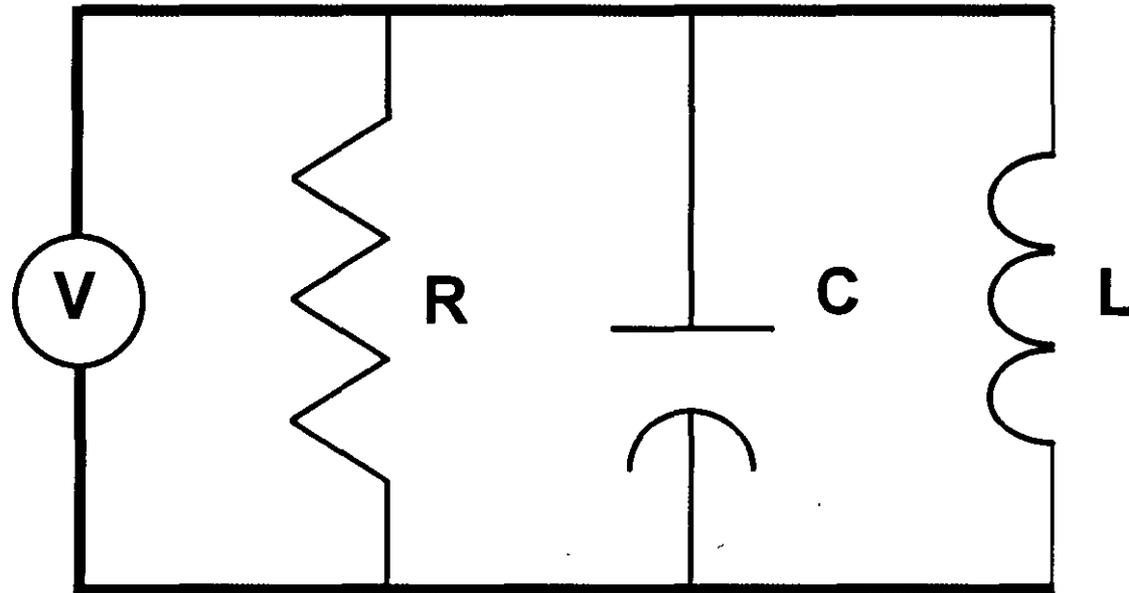
ALSTOM

CARGA CAPACITIVA PURA



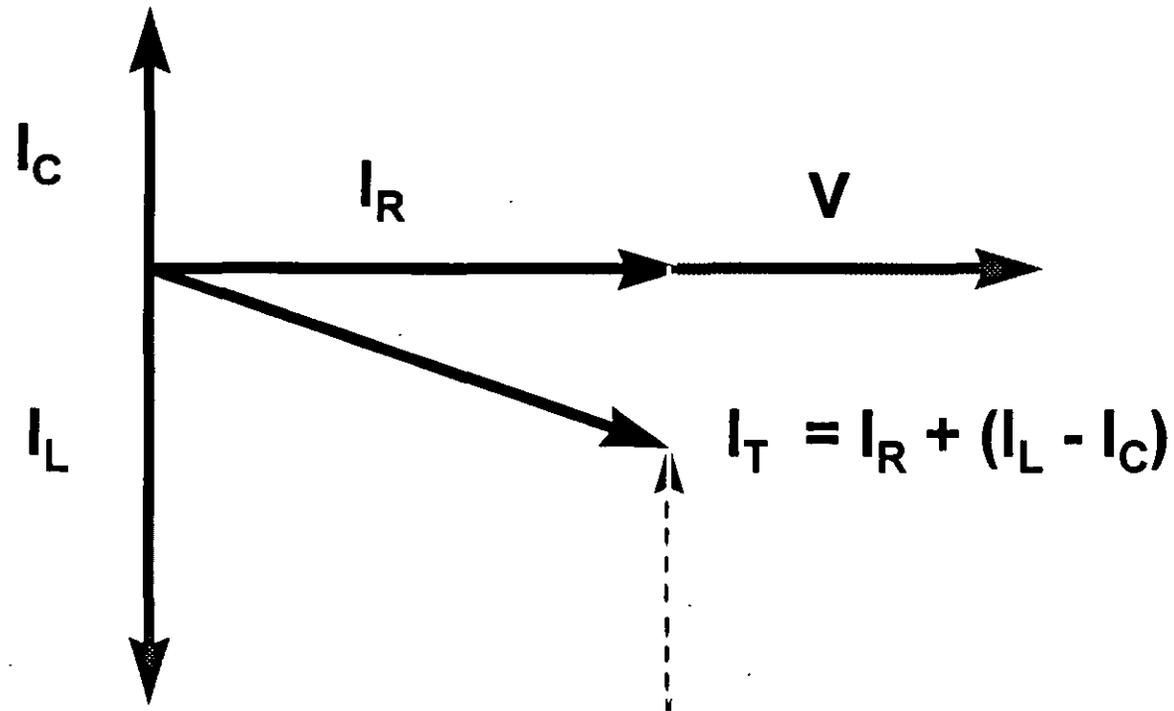
(DIAGRAMA FASORIAL)

CIRCUITO CON CARGAS RCL



ALSTOM

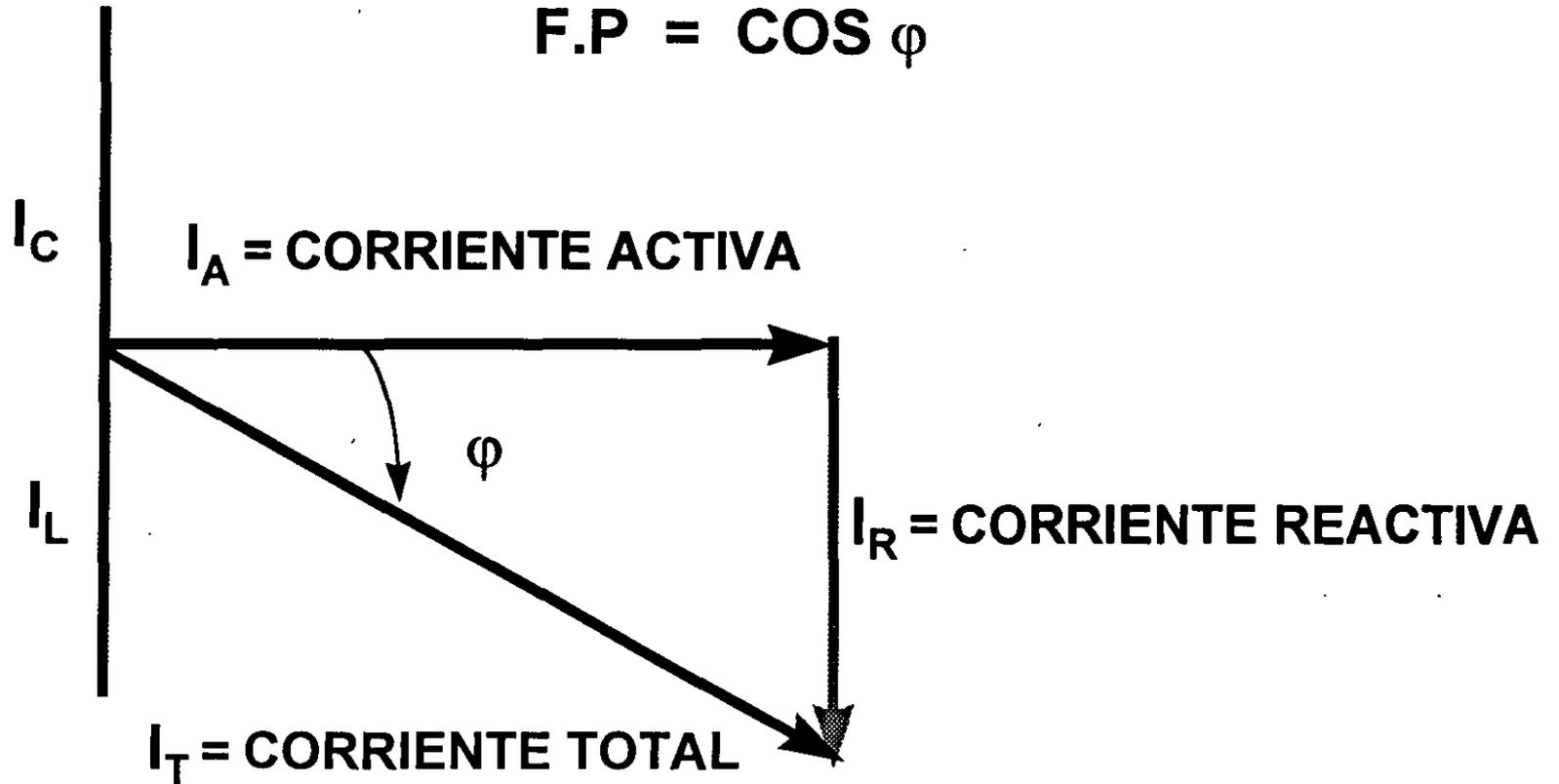
DIAGRAMA VECTORIAL CIRCUITO RLC



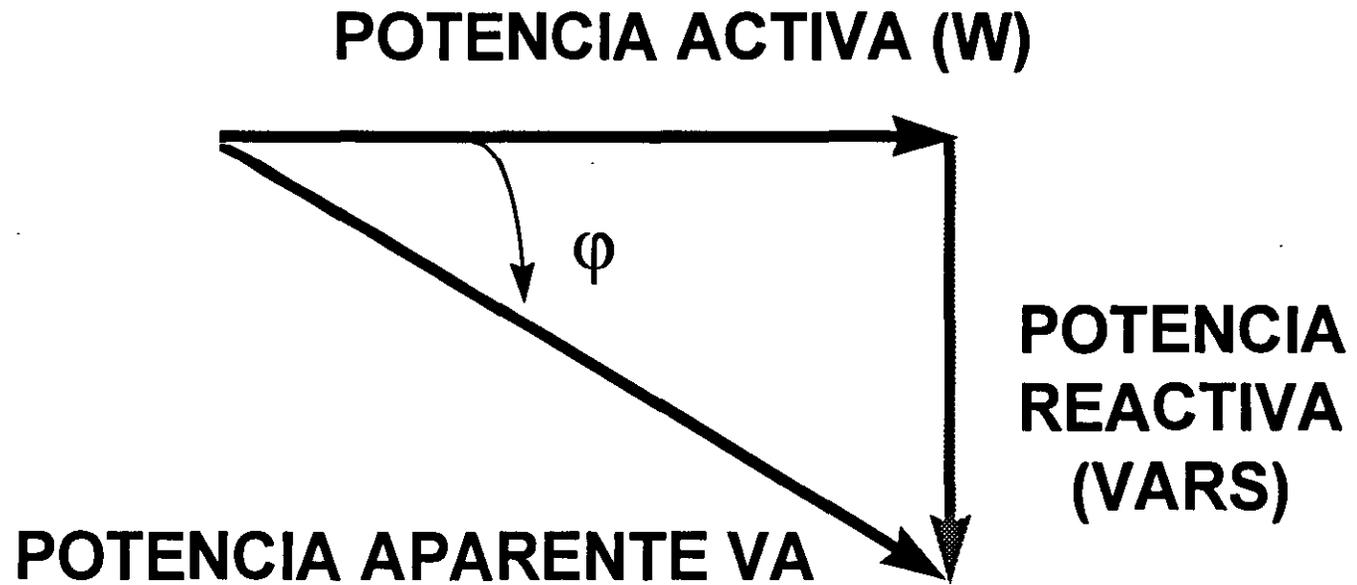
ALSTOM

FACTOR DE POTENCIA

$$F.P = \cos \phi$$



TRIANGULO DE POTENCIAS





POTENCIA ACTIVA

CONVIERTE LA ENERGÍA ELECTRICA EN OTRAS FORMAS DE ENERGIA, TALES COMO:

- MECANICA
- LUMINICA
- TERMICA
- QUIMICA

ESTA POTENCIA ESTA EXPRESADA EN WATTS (W)

POTENCIA REACTIVA

ES LA POTENCIA UTILIZADA PARA LA GENERACION DE UN CAMPO ELECTRICO O MAGNETICO EN DISPOSITIVOS TALES COMO:

- MOTORES
- TRANSFORMADORES
- HORNOS DE INDUCCIÓN ETC.

ESTA POTENCIA ESTA EXPRESADA EN VOLT-APERES REACTIVOS (VARs)

POTENCIA APARENTE

EL PRODUCTO DE LA CORRIENTE Y EL VOLTAJE ES LLAMADA POTENCIA APARENTE

ES LA RESULTANTE DE LA SUMA DE LOS VECTORES DE LA POTENCIA ACTIVA Y LA POTENCIA REACTIVA

ESTA POTENCIA ESTA EXPRESADA EN VOLT-AMPERES (VA)



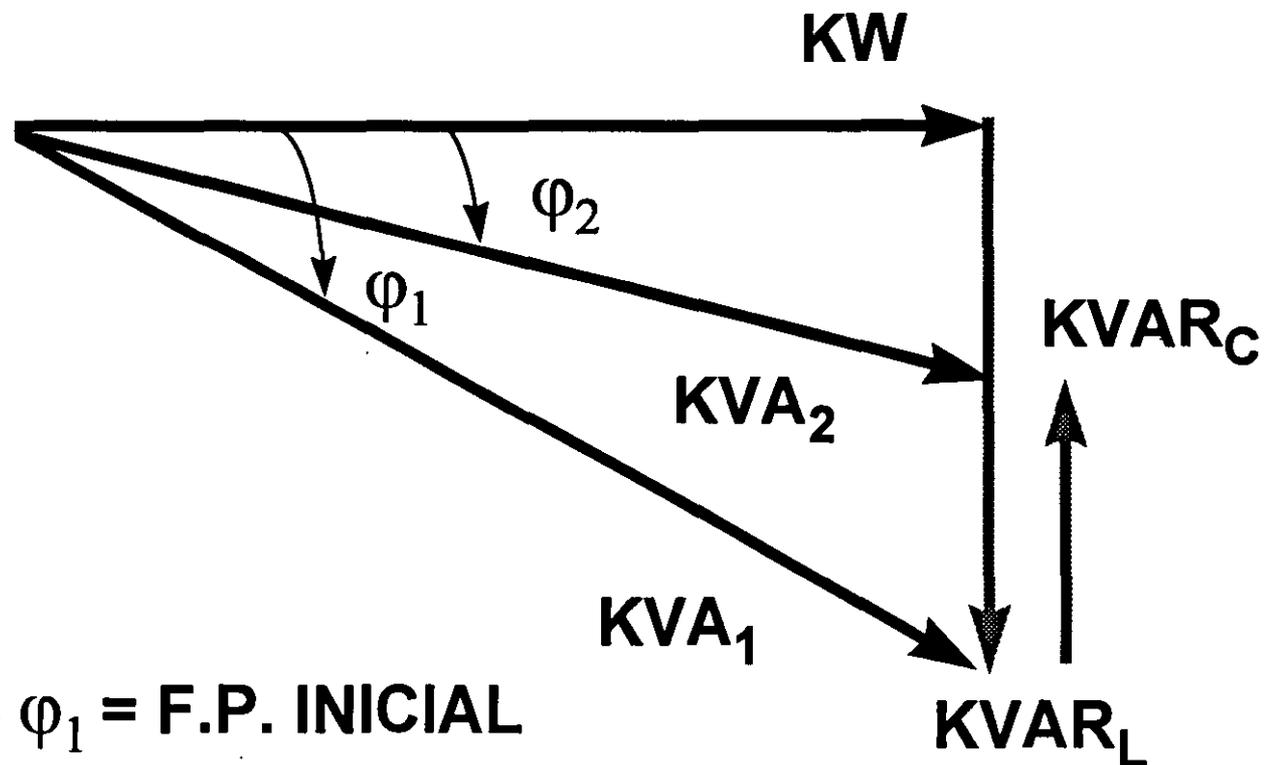
CONSECUENCIAS POR BAJO F.P.

- DISMINUCION EN CAPACIDAD DE CARGA**
- PERDIDAS POR EFECTO JOULE**
- CAIDA DE TENSION**
- PAGO DE PENALIDAD A LA CIA. SUMINISTRADORA**

METODOS DE COMPENSACIÓN

- MOTORES SINCRONOS
- CONDENSADORES SINCRONOS
- CAPACITORES DE POTENCIA

CORRECCION DEL F.P.



$\text{COS } \varphi_1 = \text{F.P. INICIAL}$

$\text{COS } \varphi_2 = \text{F.P. FINAL}$

BENEFICIOS DE LA CORRECCION DEL F.P.

- AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE CARGA
- REDUCCION DE PERDIDAS POR EFECTO JOULE
- REGULACION DE LA TENSION
- EVITAR PAGO DE PENALIDAD POR BAJO F.P.

ALSTOM

- **AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE CARGA**

EJEMPLO:

TRANSFORMADOR DE 500 KVA CON F.P. DE 0.7

$$500 \times 0.7 = 350 \text{ kW}$$

F.P. DE 0.9 INSTALANDO CAPACITORES

$$500 \times 0.9 = 450 \text{ kW}$$

29 % DE INCREMENTO DE CAPACIDAD

ALSTOM

•REDUCCION DE PERDIDAS POR EFECTO JOULE

LA REDUCCION EN % DE LAS PERDIDAS ES:

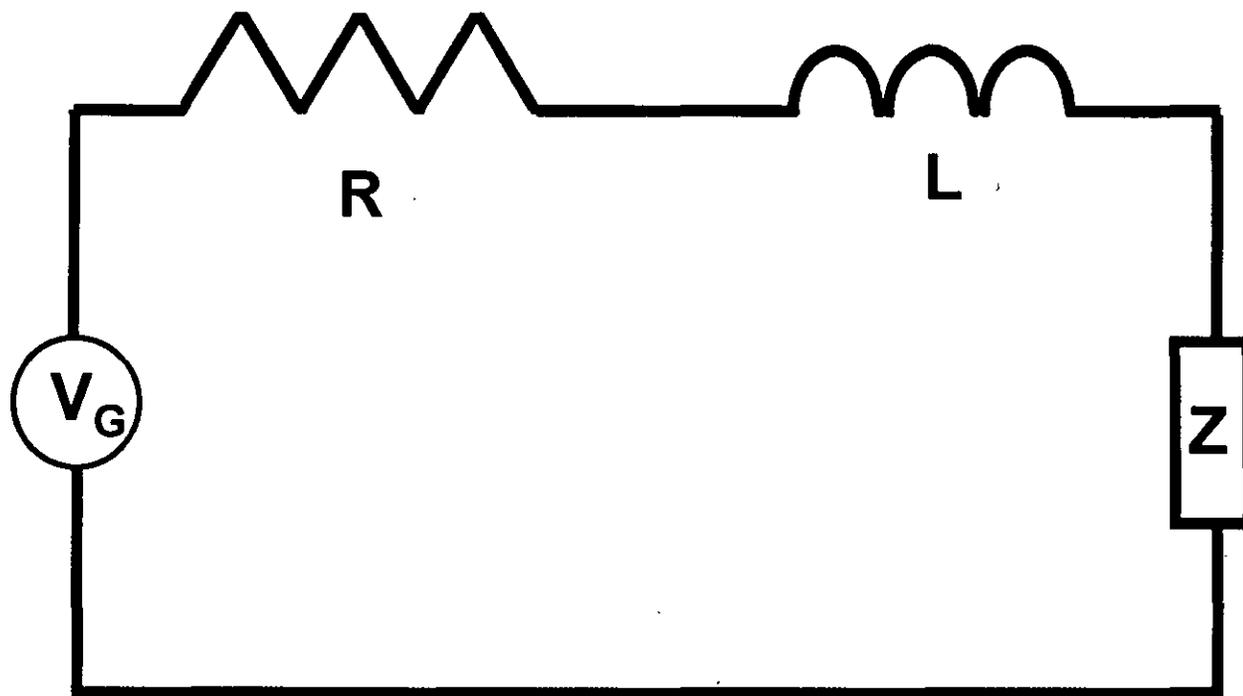
$$-\Delta P = 100 (1 - (\cos \varphi_1 / \cos \varphi_2)^2) \%$$

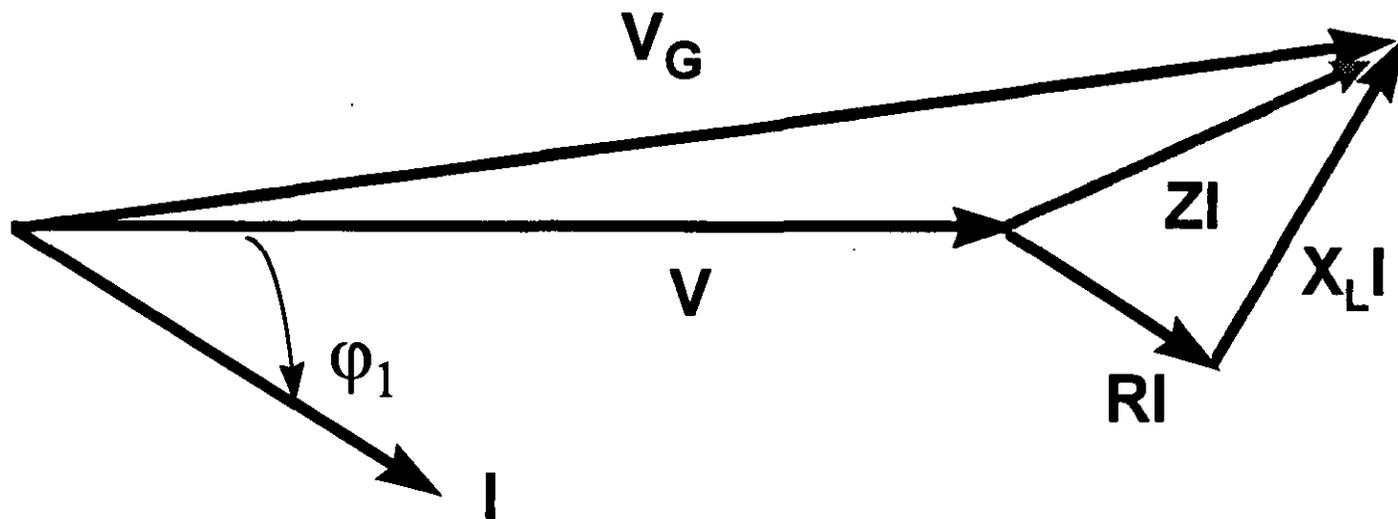
DEL EJEMPLO ANTERIOR AL PASAR DE 0.7 A 0.9

$$-\Delta P = 39.51 \%$$

ALSTOM

- REGULACION DE LA TENSION

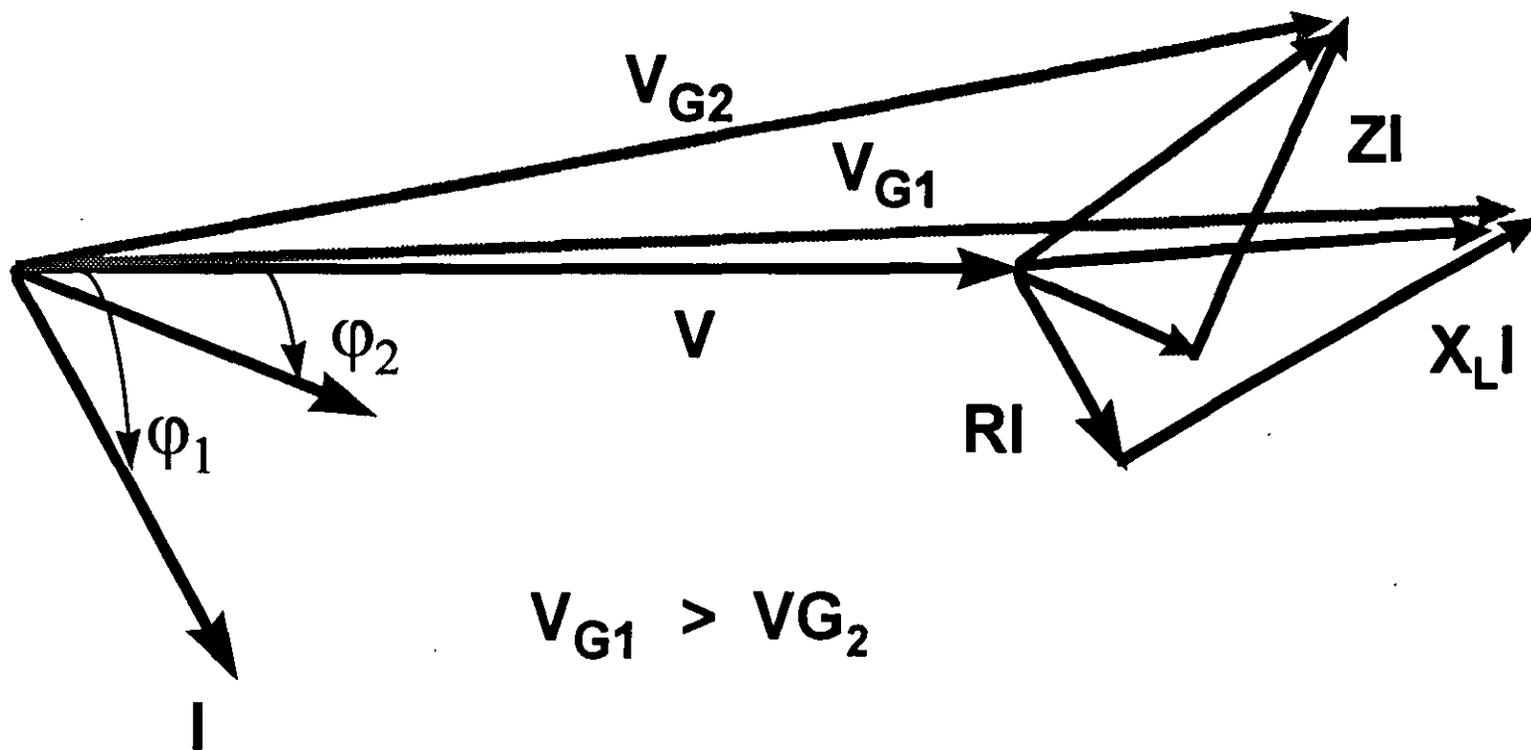




- V_G TENSIÓN DEL GENERADOR
- V TENSIÓN EN LA CARGA
- I CORRIENTE DE LINEA
- R, X_L IMPEDANCIA DE LA LÍNEA

ALSTOM

PASANDO DE φ_1 A UN φ_2



ALSTOM

•EVITAR PAGO DE PENALIDAD POR BAJO F.P.
DEL DIARIO OFICIAL DEL 10 NOV. 1992

RECARGO POR F.P. MENOR A 0.9

$$3/5 ((90/FP)-1)X100$$

RECARGO POR F.P. MENOR A 0.9

$$1/4 (1-(90/FP))X100$$

ALSTOM

RECIBO CON CARGO POR BAJO F.P.

CONSUMO : 130 000 kWh CARGO: 29,665.05

AJUSTE POR VAR. DE PRECIO COMB.: 3,413.60

TOTAL: 33,082.65

CALCULO DEL RECARGO:

$$3/5((90/60.098)-1)X100 = 18.14 \%$$

CARGO POR BAJO F.P = 5,987.95

GRAN TOTAL : = 39,070.60

ALSTOM

SI COMPENSAMOS A UN F.P. DE 0.95

CALCULO DE LA BONIFICACION:

$$1/4(1-(90/95))X100 = 1.3 \%$$

$$33,082.65 X 1.3/100 = 430$$

GRAN TOTAL : = 32,652.58

AHORRO DE GRAN TOTAL : = 6,428.02

ALSTOM

**KVAR NECESARIOS PARA PASAR DE UN
FP₁ = 0.69 A FP₂ = 0.95**

KVAR = KW(TAN(COS⁻¹FP₁)-TAN(COS⁻¹FP₂))

KW = (130000 kWh/20X24) X1.5= 406

KVAR =406 (TAN(COS⁻¹.65)-TAN(COS⁻¹.95))

KVAR = 292

ALSTOM

AMORTIZACIÓN DE LOS CAPACITORES

**COSTO APROX. POR KVAR EN 460 V
\$ 76 PESOS M/N**

$$\text{KW} = (130000 \text{ kWh}/20 \times 24) \times 1.5 = 406$$

$$\text{KVAR} = 406 (\text{TAN}(\text{COS}^{-1}.65) - \text{TAN}(\text{COS}^{-1}.95))$$

$$\text{KVAR} = 292$$

$$\text{TIEMPO DE AMORTIZACION} = 76 \times 292 / 6428$$

3.5 MESES

ALSTOM

DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACION INDUSTRIAL

- POR RECIBOS DE LA COMPAÑÍA ELECTRICA
- CON UN FACTORIMETRO ($\cos \phi$ Y kW)
- CON UN KILOWATHORIMETRO Y UN KILOVARHORIMETRO REGISTRADORES
- WATTMETRO, VOLTMETRO Y AMPERMETRO

$$kVA = \sqrt{3} * (kV) * I ; \underline{\cos \phi = kW/kVA}$$

RANGOS NOMINALES ESTANDAR (IIIE STD 18)

- TENSION RMS (LINEA A LINEA)
- CLASE DE AISLAMIENTO TERMINALES A BOTE
- POTENCIA REACTIVA EN (KVAR)
- NUMERO DE FASES
- FRECUENCIA DE OPERACION



TOLERANCIAS DE LOS VALORES NOMINALES

- 110 % DE LA TENSION RMS (LINEA A LINEA)**
- 180 % DE LA CORRIENTE RMS**
- 135 % POTENCIA REACTIVA EN (KVAR)**
- 115 % DE LA CAPACITANCIA NOMINAL**
- FRECUENCIA DE OPERACIÓN < 60 HZ**

ALSTOM

CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA LA INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES

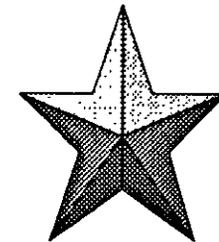
- VENTILACION
- FRECUENCIA Y VOLTAJE DE OPERACION
- PRESENCIA DE ARMONICAS
- CONDICIONES ANORMALES DE OPERACION
- CORRIENTE NOMINAL DE OPERACION
- PRUEBA EN CAMPO
- MANTENIMIENTO

TIPOS DE BANCO DE CAPACITORES

- BAJA , MEDIA Y ALTA TENSION
- EXTERIOR E INTERIOR
- FIJOS O DESCONECTABLES
- EN PISO O TABLERO
- POSTE
- SUBESTACION

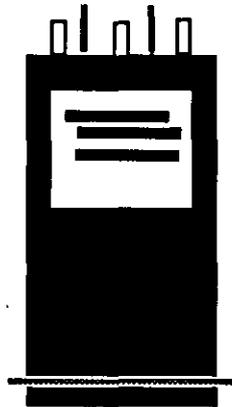
ALSTOM

- **Estrella con neutro flotante**
- **Estrella con neutro solido a tierra**
- **Doble estrella**
- **Delta**



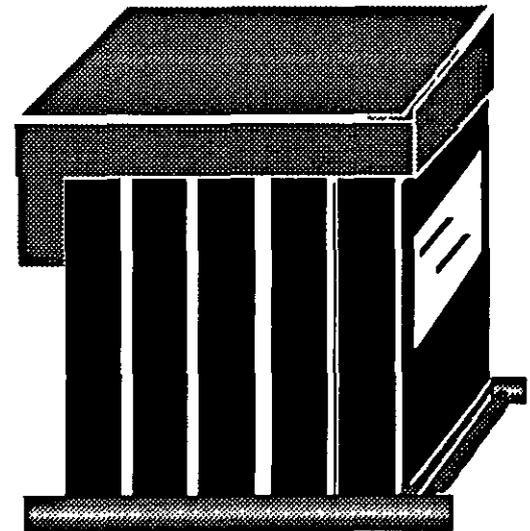
ALSTOM

BAJA TENSION (230 V Y 460 V)



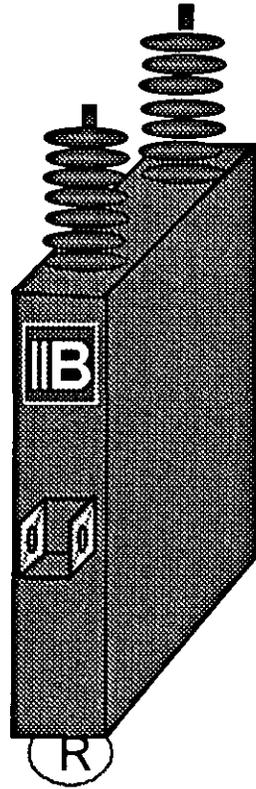
®

ECONOVAR

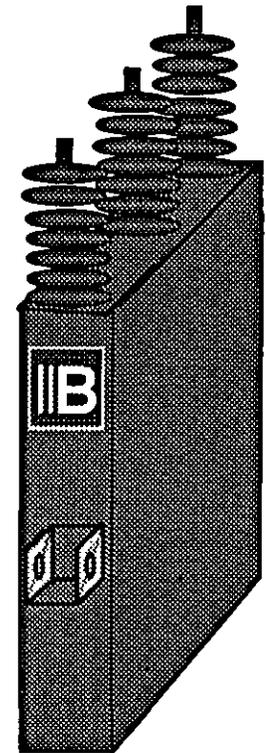
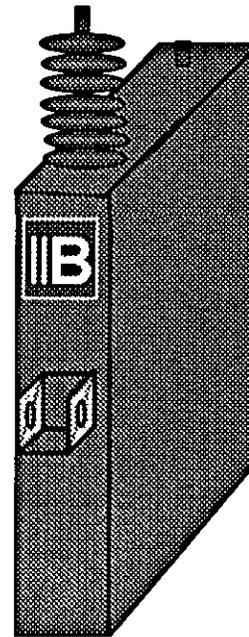


ALSTOM

ALTA TENSION (2400 V Y 19920 V)



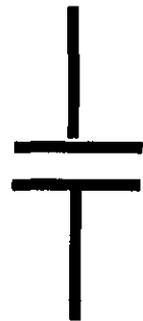
BALMEC



ALSTOM

Definición:

Es un dispositivo que almacena energía en forma de un campo eléctrico



$$C = K \times A/e$$



ALSTOM

RESISTENCIA
DE
DESCARGA

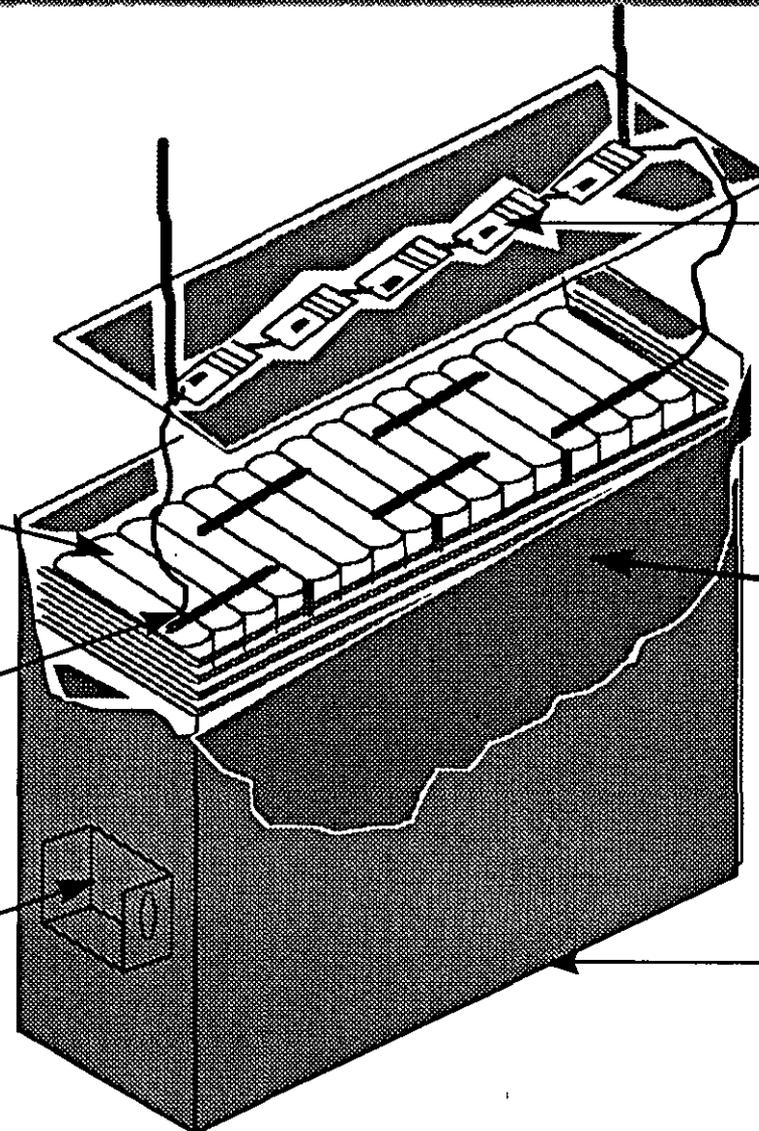
BOBINAS

AISLAMIENTO

CONEXIONES

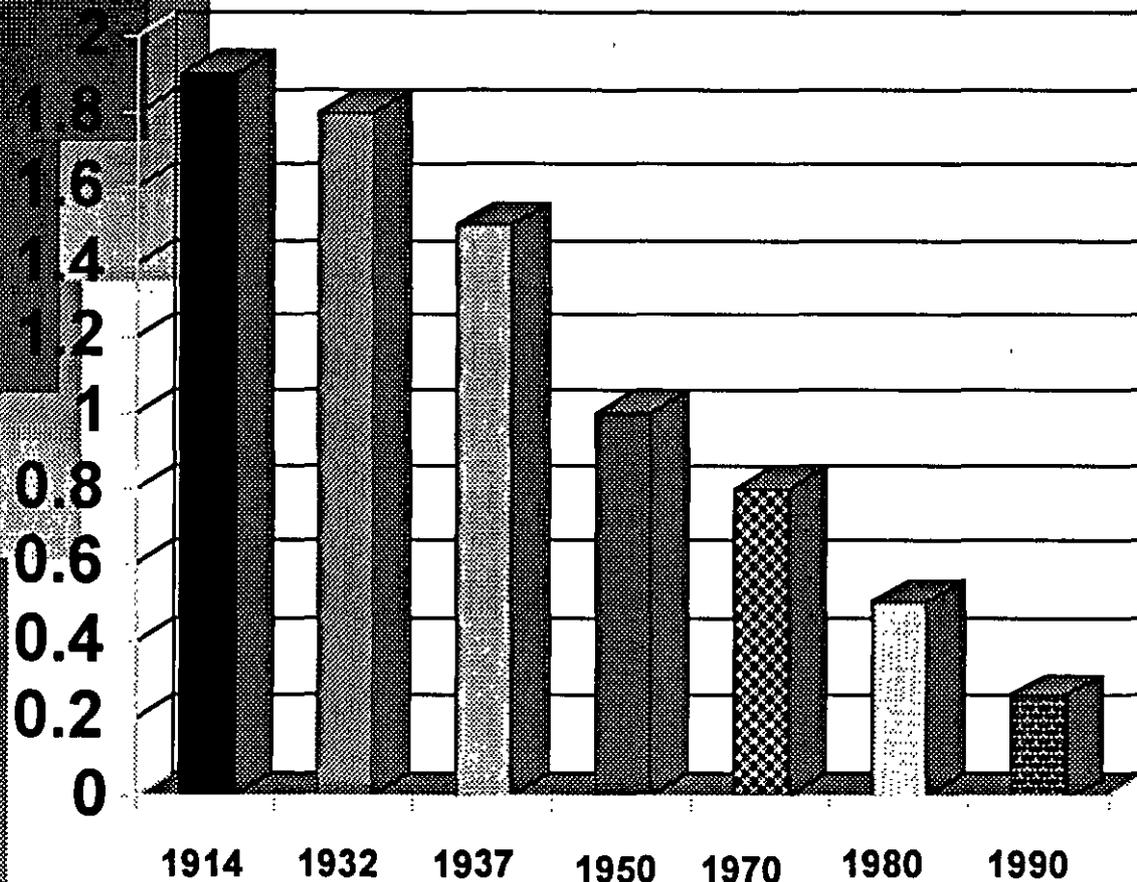
BOTE

OREJAS DE
SUJECION



ALSTOM

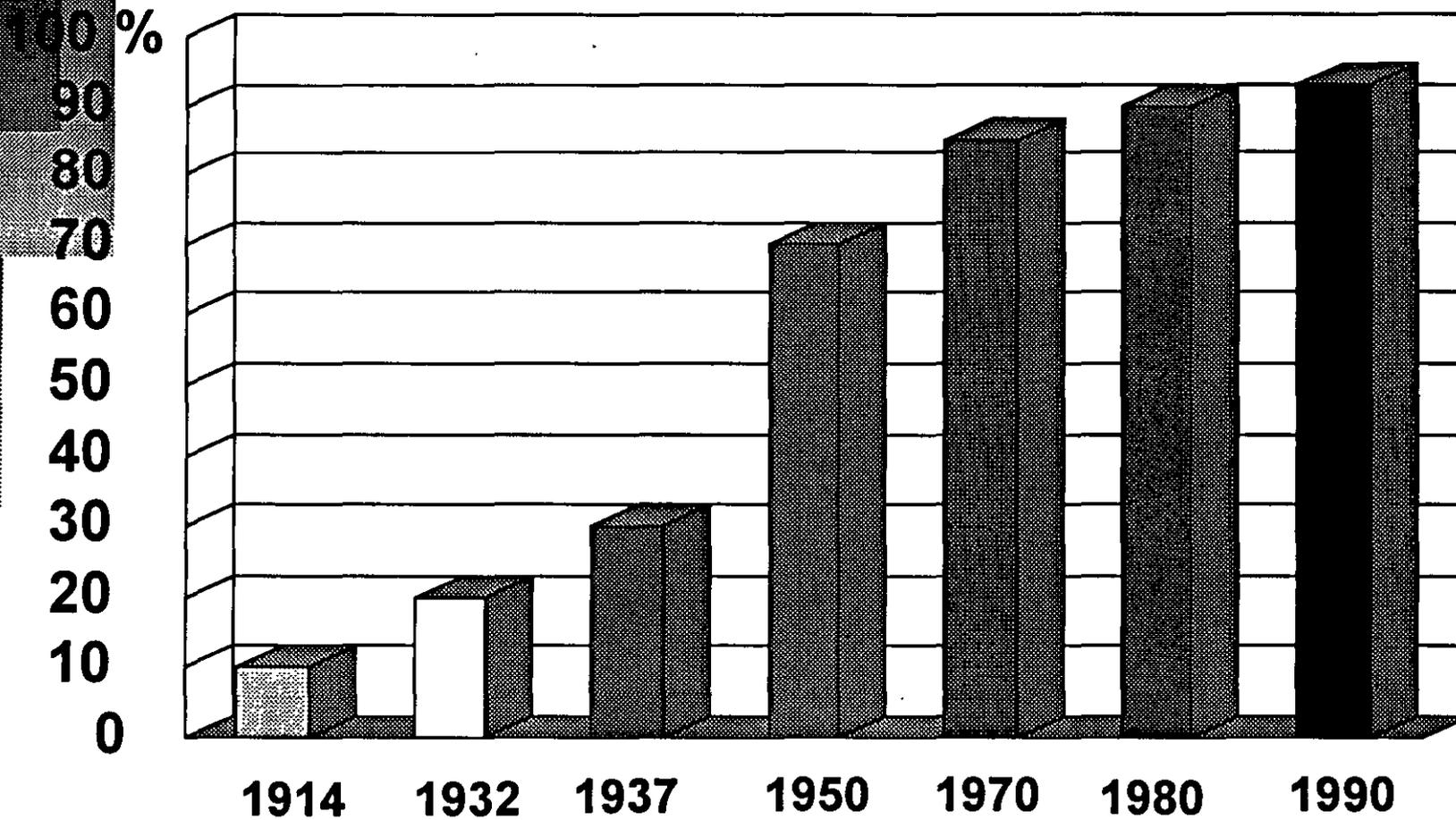
DESARROLLO TECNICO



- Pap-Aceite Mineral-Alum
- Pap-Askarel-Alum
- Pap-Askarel-Alum
- Pap-Polip.-Askarel-Alum
- Pap-Polip.-Wemcol-Alum
- All-Film-Wemcol-Alum
- All-Film-Wemcol-Alum laser

REPRESENTACION DE LA REDUCCION EN PESO (Kg/KVAR)

ALSTOM



ALSTOM

Componentes de Bancos de Capacitores

- **Capacitores**
- **Protecciones**
- **Aislamiento**
- **Estructuras Matálicas o Gabinetes**
- **Control**

Capacitores

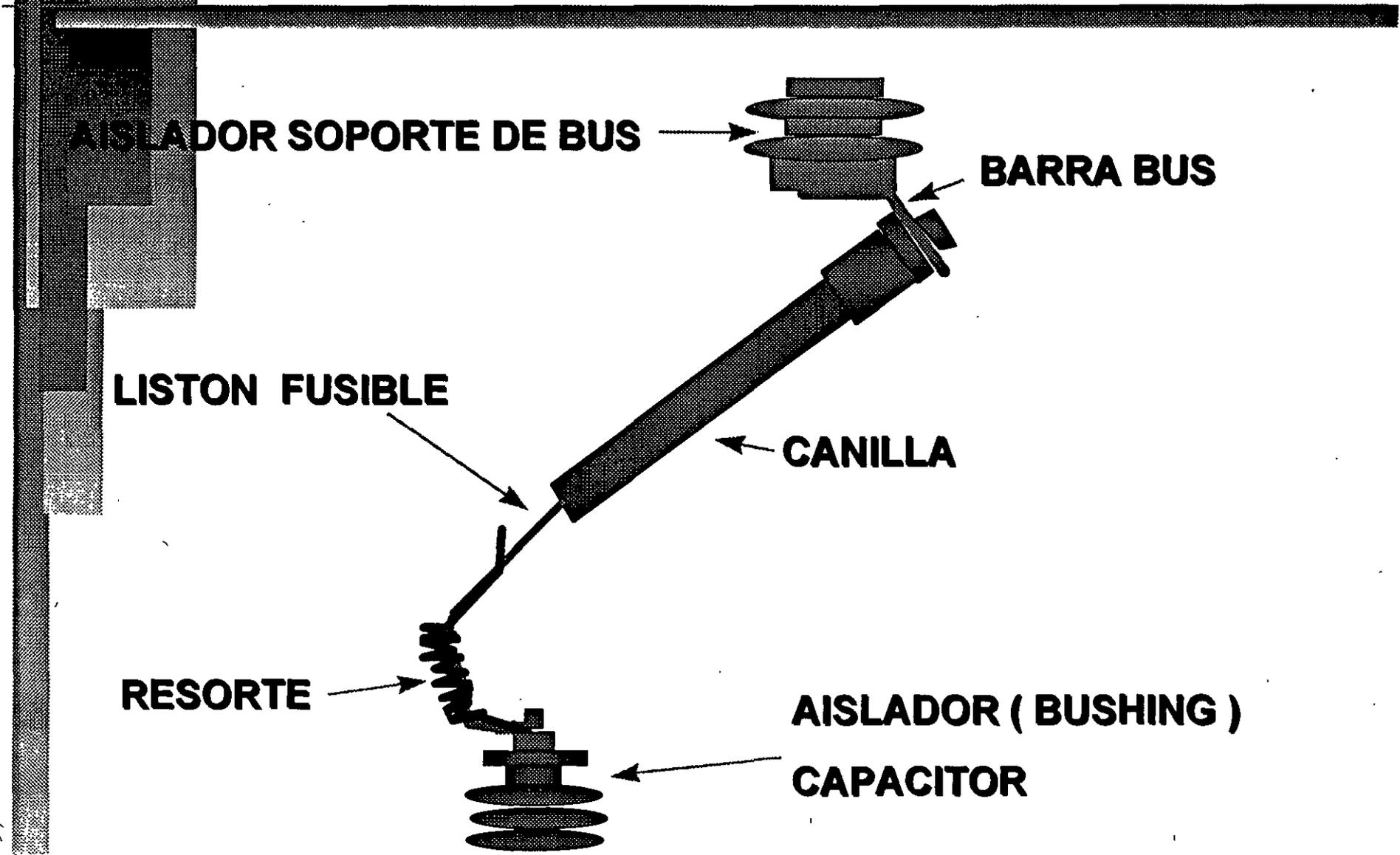
- **Potencia**
- **Tensión**
- **Frecuencia**
- **Nivel Básico de Impulso**
- **Número de Unidades**
- **Distancia de Fuga**
- **Temperatura de Operación**
- **Normas ó Especificaciones**
- **Tensión**
- **Altitud de Operación**

ALSTOM

Protecciones (Fusibles)

- **Corriente Nominal del Capacitor**
- **Tensión Nominal**
- **Fusible tipo expulsión (K)**
- **Corriente Interruptiva**
- **Fusible interno**

ALSTOM



ALSTOM

Desconectadores

- **Corriente del Banco**
- **Voltaje de la Línea**
- **Corriente Capacitiva**
- **Nivel Básico de Impulso**
- **Capacidad Interruptiva**
- **Distancia de Fuga**
- **Altitud de Operación**

ALSTOM

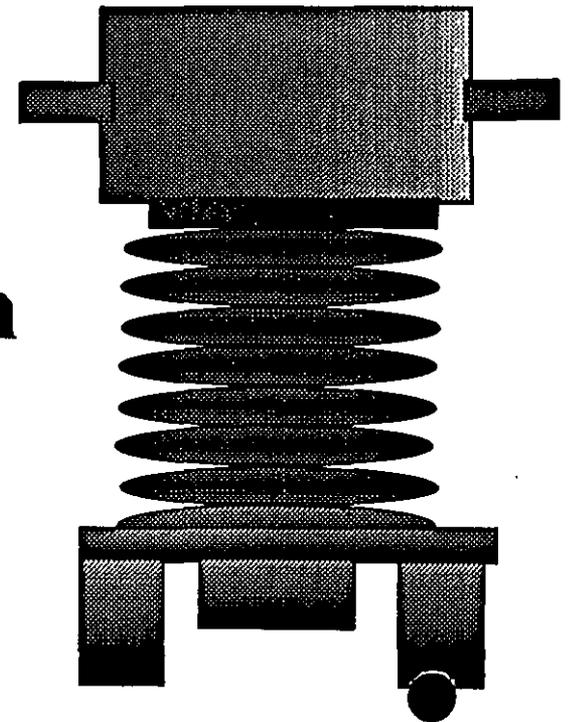
Cuchillas Corta-Circuito

- **Voltaje de la línea**
- **Corriente Nominal del Banco**
- **Distancia de Fuga**
- **Nivel Basico de Impulso**
- **Corr. Interruptiva simétrica y asimétrica**
- **Altitud de Operación**

ALSTOM

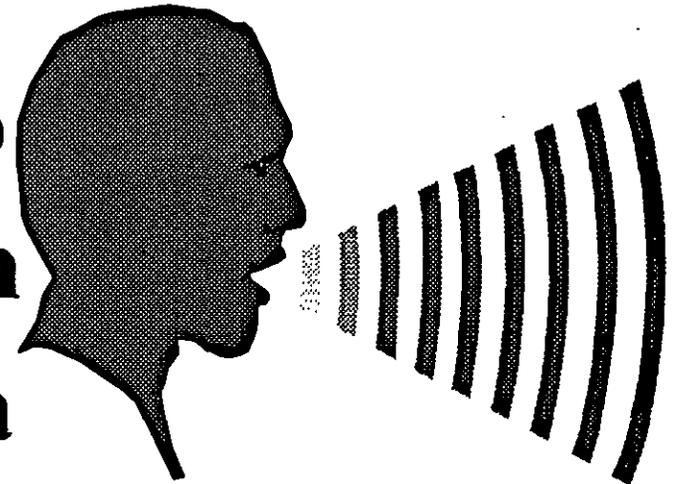
Transformador de Instrumento

- Nivel de Aislamiento
- Relación de Transformación
- Distancia de Fuga
- Nivel Basico de Impulso
- Clase y potencia de Presición
- Altitud de Operación
- Frecuencia



Relevador (Desbalance)

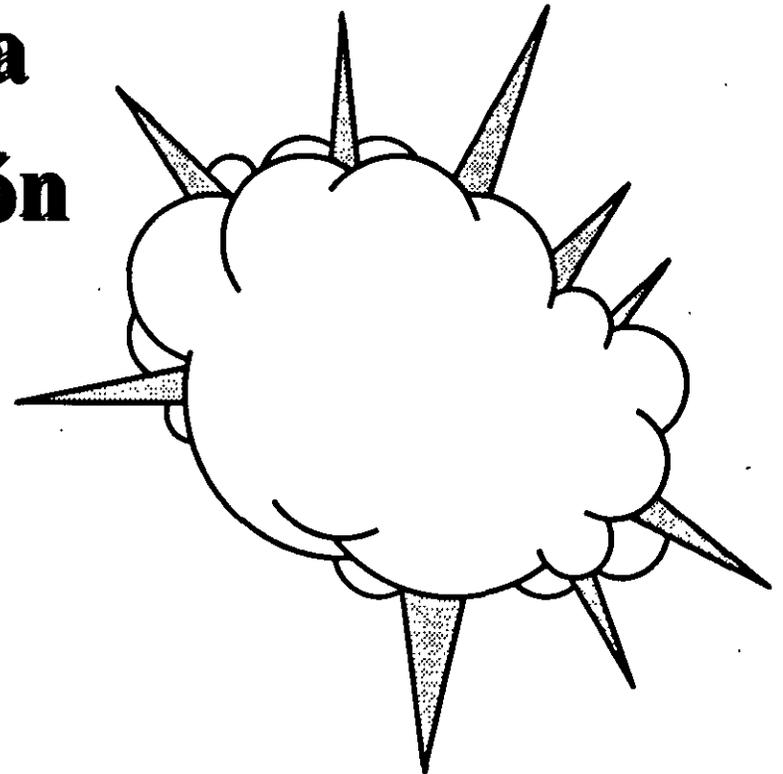
- **Corriente**
- **Tensión**
- **Nivel de aislamiento**
- **Rango de Operación**
- **Voltaje de la Bobina**
- **Sistema de Alarma**
- **Frecuencia**



ALSTOM

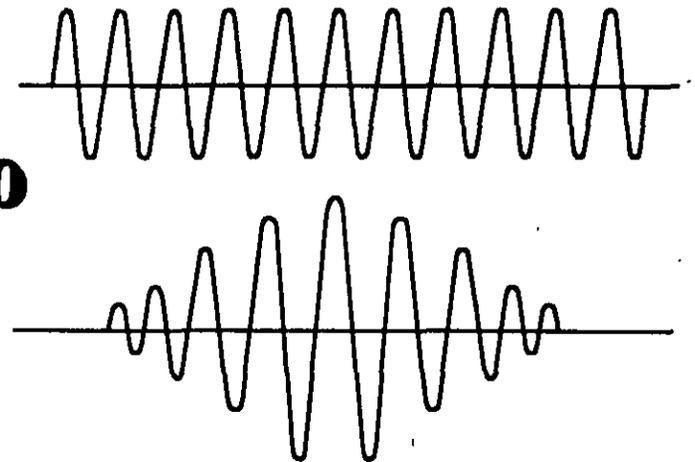
Apartarrayos

- **Tensión del sistema**
- **Altitud de operación**
- **Distancia de fuga**
- **Contador**



Reactores

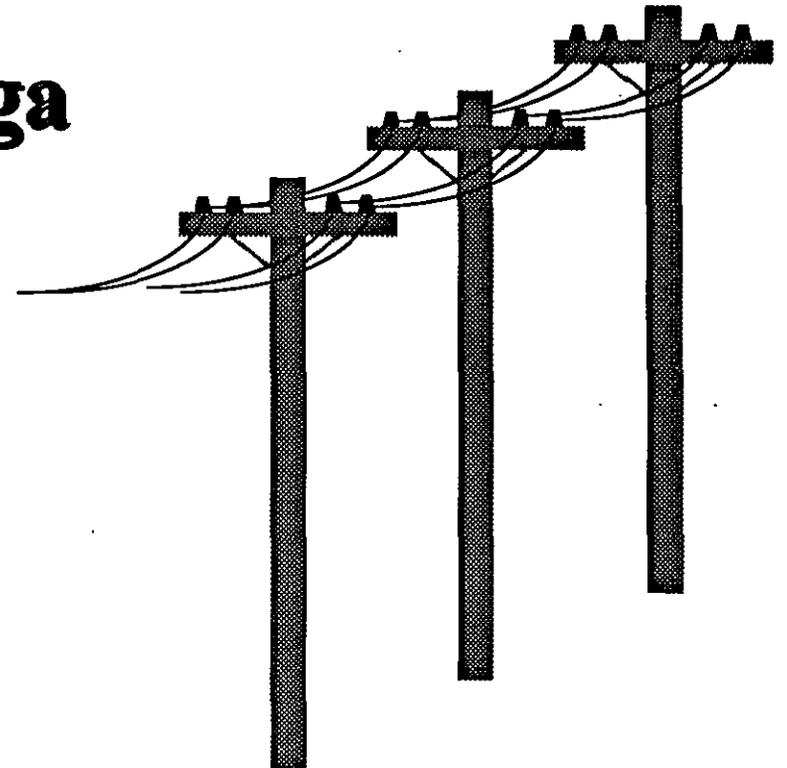
- **Tensión del sistema**
- **Potencia de corto circuito**
- **Nivel basico de Impulso**
- **Dsitancia de fuga**
- **Potencia del Banco**
- **Frecuencia**



ALSTOM

Aisladores soporte para Bus

- **Tensión del Capacitor**
- **Distancia de Fuga**
- **Resistencia mec.**



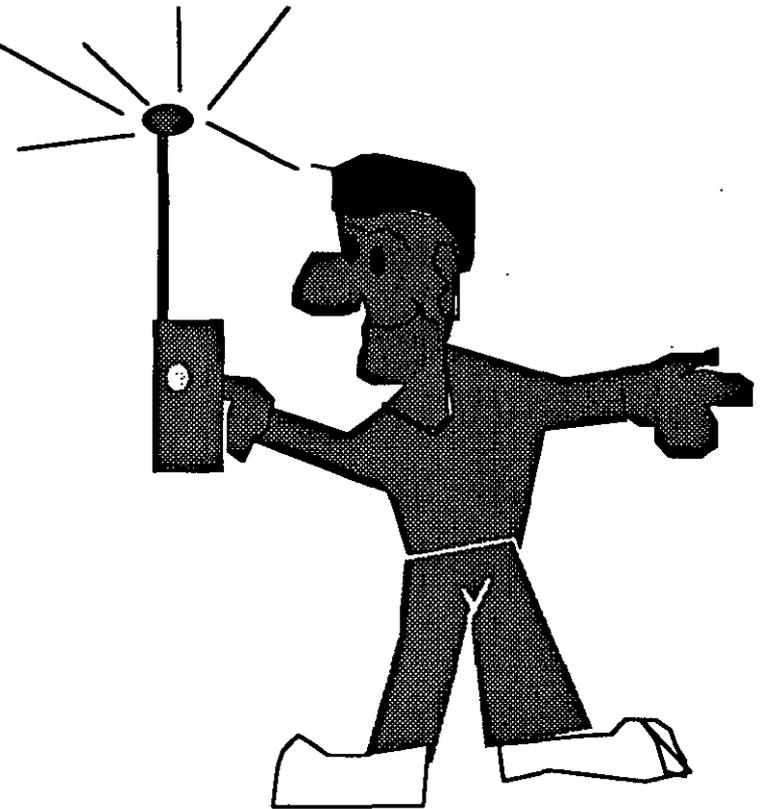
Estructuras o Gabinetes

- **Condiciones Ambientales**
- **Condiciones Sísmicas**
- **Dimensiones del sitio**
- **Número de Unidades Capacitivas**
- **Tensión de operación**
- **Tipo de conexión**
- **Accesorios**

ALSTOM

Control del Banco

- **Factor de Potencia**
- **Corriente**
- **Tiempo**
- **Temperatura**
- **Tensión**
- **KVAR**



Consideraciones para la instalación de un BANCO

- A) Ventilación.
- B) Frecuencia y Voltaje de Operación.
- C) Perturbaciones por armónicos.
- D) Condiciones Normales de operación.
- E) Corriente nominal de operación.
- F) Pruebas en Campo
- G) Mantenimiento.

A) Ventilación

- El incremento de temperatura en 20 °C sobre la temperatura normal de operación degrada a los materiales y reduce la vida útil.
- La ventilación para capacitores intemperie es por condición natural (Distancia dada por el fabricante) .
- Para condiciones cerradas si es necesario instalar ventilación forzada.
- El fabricante garantiza la Estabilidad Térmica.

B) Frecuencia y Voltaje de Operación

Los capacitores deben operar a la frecuencia de diseño ó menor a ésta.

$$\text{kVAr} = \left(f_{\text{sistema}} / f_{\text{diseño}} \right) \times \text{kVAr diseño.}$$

Los capacitores deben operar a la Tensión de diseño ó $\frac{V_{\text{sistema}}}{V_{\text{diseño}}}$ menor a ésta

$$\text{kVAr} = \left(V_{\text{sistema}} / V_{\text{diseño}} \right) \times \text{kVAr diseño.}$$

C) Perturbaciones por armónicas

Equipos que generan armónicos:

- Hornos de Arco.
- Hornos de Inducción.
- Arrancadores de motores.
- Equipos electrónicos.

$$I = 2 \pi f C kV$$

D) Condiciones Anormales de Operación

- 1) Humos y Vapores corrosivos.
- 2) Polvos conductores ó explosivos.
- 3) Choques mecánicos ó vibraciones.
- 4) Radiación de calor.
- 5) Inadecuada Ventilación.
- 6) Rangos de temperatura excesivos.
- 7) Altitud de operación.
- 8) Sobre tensiones.
- 9) Presencia de armónicas.
- 10) Requirimientos especificos.

ALSTOM

E) Corriente Nominal de Operación.

$$I = \text{kVAr} / \text{kV} \text{Amp}$$

En función de la frecuencia:

$$I = 2 \Pi f C \text{ kV}$$

F) Pruebas en Campo.

- a) Rigidez dieléctrica 75 % Up 10 Seg.
- b) Capacitancia.
- c) Resistencia de descarga.
- d) Hermeticidad (Fugas).



ALSTOM

G) Mantenimiento

Al terminar la instalación verificar:

- Balanceo de tensiones.
 - Potencia no exceda del 30 %.
- Inspecciones periódicas (2do año)**
- El estado de los fusibles
 - Temperatura de operación.
 - Tensión de operación.
 - Limpieza de los aisladores y bote
 - Condiciones adversas (Limpieza y pintura).

Pasos a seguir antes del Mantenimiento

- 1.- Desenergizar el banco (abrir interruptor general).**
- 2.- Esperar 15 minutos antes de maniobrar.**
- 3.- Aterrizar los puntos de potencial del banco (pertiga)**
- 4.- Cortocircuitar las terminales.**
- 5.- Inspección visual del banco (unidades falladas).**