



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

APLICACION DE BANCOS DE CAPACITORES EN MEDIANA Y BAJA TENSION

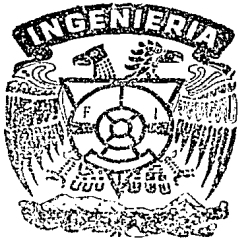
Tesis Profesional

Que para obtener el Título de INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

presentan

- Rubén Telesforo Jiménez
Marco A. de la Torre Ricarday
Victor M. Salgado Crisanto
Rubén A. Vargas Liberio
Ignacio Martínez Briseño
Jesús J. Ordoñez Mendoza

Director de Tesis: ROBERTO ESPINOZA Y LARA





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Pág.
I. INTRODUCCION	1
II. FUNDAMENTOS SOBRE LA COMPENSACION DE POTENCIA RE- ACTIVA.	11
II.1. CORRIENTES ACTIVAS Y REACTIVAS	11
II.2. POTENCIA ELECTRICA Y FACTOR DE POTENCIA	14
II.3. METODOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTI VA	23
II.4. APLICACION DE BANCOS DE CAPACITORES EN SIS TEMAS ELECTRICOS	22
II.5. AHORROS MONETARIOS	28
III. INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES EN ALIMENTA- DORES PRIMARIOS	40
III.1. CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES - PRIMARIOS	42
III.1.1. GENERALIDADES	42
III.1.2. MODELO DE SCHMILL	44
III.1. Caso Ideal	44
III.2. Caso Real	45
III.1.3. APLICACIONES	108
III.2. CAPACITORES EN SERIE EN ALIMENTADOPES PRI- MARIOS	146
III.2.1. GENERALIDADES	147
III.2.2. ANALISIS DEL PROBLEMA	151
III.2.3. METODOLOGIA DE SOLUCION	154
III.2.4. TEORIA BASICA DE APLICACION	160
III.2.5. DESCRIPCION DEL PROGRAMA CAPSER	167
III.2.6. APLICACIONES	184

III.3.	CAPACITORES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES	202
III.3.1.	GENERALIDADES	203
III.3.2.	DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACION INDUSTRIAL	208
III.3.3.	SELECCION DE BANCOS DE CAPACITORES	212
III.3.4.	CONSIDERACIONES SOBRE LA INSTALACION DE BANCOS	217
III.3.5.	APLICACIONES	225
IV.	PROTECCION DE BANCOS DE CAPACITORES	232
IV.1.	GENERALIDADES	234
IV.2.	CALCULO DE SOBRETENSIONES	239
IV.3.	PROTECCION CON FUSIBLES	
IV.3.1.	APLICACION DE FUSIBLES	
IV.3.2.	CORRIENTE NOMINAL	
IV.3.3.	CORRIENTE DE PUESTA EN SERVICIO - (INRUSH CURRENT)	248
IV.3.4.	VALOR LIMITE i^2t DE RESISTENCIA A LA RUPTURA DEL TANQUE DEL BANCO DE CAPACITORES.	249
IV.3.5.	FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE	255
IV.3.6.	BANCOS AISLADOS DE TIERRA	256
IV.3.7.	CONSIDERACIONES ESPECIALES	256
IV.4.	PROTECCION CON RELEVADORES	259
IV.4.1.	CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS RELEVADORES DE DESBALANCE	260
IV.4.2.	DESBALANCE PROPIO	263
IV.4.3.	PROTECCION POR CORRIENTE DE DESBALANCE EN EL NEUTRO (BANCOS EN ESTRELLA ATERRIZADA).	264
IV.4.4.	PROTECCION POR MEDIO DE LA SUMA DE TENSIONES EN EL PUNTO MEDIO -- (BANCO CONECTADO EN ESTRELLA CON NEUTRO ATERRIZADO).	271

IV.4.5.	METODO DE PROTECCION DIFERENCIAL DE TENSION (BANCO CONECTADO EN ESTRELLA ATERRIZADA).	271
IV.4.6.	PROTECCION POR DESBALANCE DEL -- ARREGLO DE DOBLE ESTRELLA.	272
IV.4.7.	PROTECCION POR VOLTAJE DE DESBALANCE EN EL NEUTRO.	278
V.	CONTROL DE BANCOS DE CAPACITORES	292
V.1.	INTRODUCCION	294
V.2.	TIPOS DE CONTROL	297
V.3.	CONTROL EN BASE AL TIEMPO	300
V.4.	CONTROLES SENSIBLES A LA TEMPERATURA	304
V.5.	CONTROLES SENSIBLES AL VOLTAJE	310
V.5.1.	ASPECTOS GENERALES	310
V.5.2.	CASOS ESPECIALES EN LOS CONTROLES SENSIBLES AL VOLTAJE.	312
V.6.	CONTROLES SENSIBLES A LA CORRIENTE	316
V.7.	CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES POR MEDIO DE LA MEDICION DE LA POTENCIA REACTIVA	320
V.8.	CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES POR MEDIO DE LA MEDICION DE LA POTENCIA ACTIVA	322
V.9.	CONTROLES QUE RESPONDEN A SEÑALES COMPUERTAS	324
V.10.	COMBINACION DE LOS CONTROLES SENSIBLES AL TIEMPO Y A LA TEMPERATURA	326
V.11.	CONTROL SENSIBLE AL VOLTAJE CON MODIFICACION EN SU RESPUESTA POR MEDIO DE LA CORRIENTE.	329

	Pág.
VI. OPERACION DE BANCOS DE CAPACITORES	331
VI.1. SOBRETENSIONES DEBIDAS A LA AUTOEXCITACION	333
VI.2. CORRIENTE DE PUESTA EN SERVICIO DEBIDAS A UN RECIERE	335
VI.3. CONEXION Y DESCONEXION DE BANCOS DE CAPACITORES	340
VI.4. CONEXION DE BANCOS DE CAPACITORES CERCANOS.	354
CONCLUSIONES	358
BIBLIOGRAFIA	360

I. INTRODUCCION

El capacitor eléctrico, fue descubierto en el año de 1745 por Von Kleist, en Camin in Pommern y poco después - e independientemente, por Cunaeus y Muschenbrock en Leyden. En su primera versión, consistió en un cilindro de vidrio re cubierto en sus paredes internas y externas por una lamini-- lla metálica y fue utilizado como almacenador de cargas eléc tricas.

En 1746, Wilson enunció la ley de que la cantidad de carga eléctrica almacenada es inversamente proporcional - al espesor del medio aislante interpuesto entre las lamini-- llas metálicas y más tarde, en el año de 1830 aproximadamen te, Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía tam bién del medio aislante empleado, mostrando que la "capaci-- dad de almacenamiento específica" de sustancias tales como - el azufre, la laca y el vidrio, era considerablemente mayor que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, in trodujo el concepto de "dieléctrico" y determino las primeras constantes dieléctricas conocidas.

Sin embargo, no fue sino hasta principios de siglo veinte cuando empezó a fabricarse el capacitor en una forma industrial. De un primer periodo de demanda insignificante, el capacitor pasó rápidamente a representar un instrumento - indispensable en la explosión tecnológica característica de nuestro siglo. Se utilizó inicialmente como supresor de la - chispa eléctrica en la desconexión de bobinas de inducción y pronto se multiplicaron sus aplicaciones, especialmente hacia la técnica de los sistemas de comunicación. El desarrollo - acelerado de la telegrafia sin hilos y radiodifusión, dio el impulso definitivo a la técnica del capacitor. Desde un prin cipio se utilizaron dieléctricos de papel impregnado en laca,

cera de abejas, parafina y poco más tarde en aceite mineral, naftaleno, petróleo, aceite de siliconas. Según las aplicaciones específicas, también se han venido utilizando dieléctricos de vidrio, óxidos de aluminio o tántalo, electrolitos (ácido bórico, ácido fosfórico... etc.), plástico laminado e incluso aire; siempre en un esfuerzo constante de obtener un dieléctrico con las mejores características para cada aplicación concreta.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor ha sido la de corregir el factor de potencia en líneas de transmisión y distribución y en instalaciones industriales, aumentando de esta forma la capacidad de transmitir energía de las líneas, la energía activa disponible en los generadores eléctricos, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores, la regulación de tensión en los puntos de consumo y en general, la eficiencia de la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Todo esto, a un costo considerablemente más bajo que el que supondría la inversión en nuevas líneas de transmisión y distribución, y equipo o maquinaria necesarios para producir el mismo efecto de regulación de tensión o aumento de la energía activa disponible. El capacitor dedicado a estos fines, es el llamado capacitor de potencia.

El uso del capacitor de potencia se inició en el año de 1914, aproximadamente. Durante los primeros años llegó a ser comercial la instalación de capacitores cuando su principal uso fue en circuitos telefónicos y el telégrafo -- operando a bajas tensiones. En esos días el papel dieléctrico fue unido en una forma de película con electrodos compuestos de papel estaño.

En el período de 1920 a 1940 se realizaron muchos

adelantos en lo que respecta a materiales y métodos de construcción de capacitores. La inmersión en aceite, el elemento cilíndrico, el capacitor tipo tanque fue fabricado en un amplio rango de tamaños desde 1 kVAR a 500 kVAR. El primero de estos capacitores fue adecuado solo para el uso en mediana tensión, siendo conectados los elementos capacitivos, en delta. Más tarde, con el uso de grupos de elementos en serie y paralelo, el capacitor se hizo muy útil en sistemas arriba de 6.6 kv y hasta 33 kv.

La inmersión en aceite y el elemento capacitivo cilíndrico dominaron el mercado hasta finales de los cincuenta. A mediados de los cincuenta los fluidos sintéticos se clasificaron bajo el término colectivo, askarel, estos fueron introducidos para utilizarse como impregnantes. Estos fluidos impregnantes se conocieron con las iniciales 'PCB' (bifenil policlorado). Estos impregnantes tuvieron la ventaja de no ser inflamables y tener alta permitividad y un alto grado de dieléctrico.

A finales de los años sesentas, se experimento con la unión dieléctrica en el capacitor con una capacidad arriba de los 225 kVAR. La unión dieléctrica consiste en interfoliar una película de polipropileno orientado (OPP) con papel. El papel permite una lubricación del fluido, penetrando éste entre la capa fina de la película.

Virtualmente en 1975 todos los capacitores producidos, fueron impregnados con PCB. Con esto se incremento su uso.

La calidad de las materias primas ha venido experimentando constantes mejoras, que han ido haciendo posible el logro de unidades cada vez más estables, más seguras y de una

vida media más duradera.

Al uso de celulosa más pura y laminada con mayor precisión se ha venido agregando el uso de sustancias purificadoras del impregnante y estabilizadoras: óxidos de aluminio, ciertas resinas... etc, que junto con una mejor purificación del impregnante, han venido incrementando paulatinamente la calidad de los dieléctricos.

Ultimamente, la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión, ha marcado un paso adelante en la tecnología del capacitor de potencia. El nuevo sistema eléctrico, a base de papel plástico askarel, ha hecho posible la aparición de unidades significativamente más compactas, más resistentes a las descargas parciales, de mayor vida media y pérdidas dieléctricas considerablemente más bajas.

Es obvio que los cambios drásticos en los diseños del capacitor han ocurrido en los últimos 25 años y el impacto de ello en la reducción del peso por kVAR de capacitores de alta tensión, esto se puede visualizar en la figura I.1

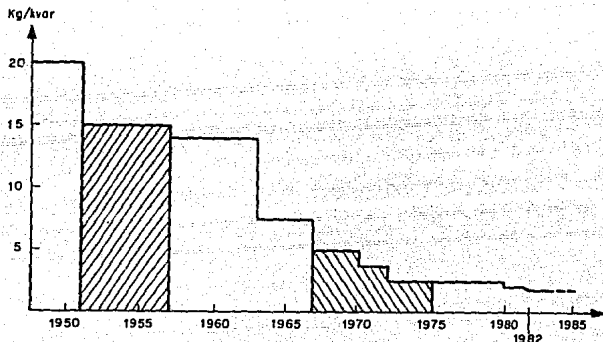


Fig .I.1

Figura I.1. Reducción en peso por kVAR a través de los años: 1951, sustitución del PCB al aceite mineral como impregnante; 1957, mayor producción de unidades de capacitores, 1960-67, adelanto en calidad de papel; 1967, introducción de la película termoplástica; 1970-75, desarrollo en calidad de película termoplástica, e incremento del contenido de la película dieléctrica.

Aquí es importante hacer notar las ventajas y limitaciones del Askarel. El askarel salió al mercado ganando rápida aceptación en la industria eléctrica, principalmente por tener excelentes cualidades como dieléctrico, líquido en

friador, un altísimo punto de ignición, encontrando aplicación en transformadores y capacitores de potencia, reduciendo grandemente la posibilidad de incendio, empleándose en edificios y plantas industriales grandes.

El askarel como ya se menciona anteriormente es un PCB o sea un bifenil policlorado con algunos variantes conocidos como Pyranol (General Electric), Inerteen (Westinghouse), Cloraxtol (Allis Chalmers), Elemex, Aroclor, etc.

En 1968 en Japón el askarel accidentalmente se mezcló con aceite de arroz, a las personas que lo comieron les provocó: abortos, partos prematuros, ceguera, desordenes neurológicas, pérdidas del oído; debido a los cuales se suspendió su producción, prohibiendo su uso.

A continuación mencionamos algunas de las características del askarel que propiciaron su prohibición:

- Es bioacumulable
- No es biodegradable
- No se detecta fácilmente cuando se encuentra en agua.
- Es un solvente poderoso
- Requiere sellos, empaques especiales
- Bajo condiciones de arqueo produce gases corrosivos y tóxicos.

En Estados Unidos por ley se prohibió su manufactura gradual a partir del 12 de octubre de 1976 y totalmente - después del 2 de julio de 1979, cerrando la Corporación Química Monsanto por lo que actualmente no es posible conseguirlo.

Substituir el askarel en el mercado es un problema difícil de resolver, se han tenido que realizar estudios al respecto y como ningún líquido cumple con las características del askarel se han establecido ciertas reglas, para poder sustituirlo, en el reglamento de Estados Unidos (National Electrical Code) se establece que un dieléctrico para usarse en transformadores, para uso interior, debe tener un punto de ignición superior a los 300°C, además de estar provisto de una área de confinamiento, con distancias o claros a las paredes, determinados por el calor desprendido del líquido usado.

Punto de ignición. La temperatura de ignición del aislante es la temperatura a la cual debe calentarse de modo que se encienda y continúe ardiendo.

Algunos elementos posibles son Iralec, Welmco, etc. y sólo dos cumplen con este requisito en el mercado, la silicona líquida producida por la Dow Corning y el Rtemp producido por la corporación RTE.

Ambos cumplen con el requisito de tener punto de ignición superior a los 300°C.

Existen otros líquidos dieléctricos que se pueden emplear en los capacitores de potencia y son el Welmco (Balmec) y el Dielectrol II (RTC).

Una vez presentado un breve resumen del desarrollo en el proceso de producción de capacitores de potencia, se analiza en seguida la importancia de la aplicación de capacitores en sistemas de distribución de energía eléctrica, tanto en mediana como en baja tensión, tomando en cuenta las ventajas técnicas y económicas, que la instalación de capacitores

representa, tales como: reducción de pérdidas de potencia y energía, liberación de capacidad, mejora en la regulación, - corrección del factor de potencia, etc.

En este análisis se determinan las localizaciones y capacidades óptimas de bancos de capacitores ya sea paralelo o en serie en alimentadores de mediana tensión, así como también en instalaciones industriales. Por otro lado se presentan estudios sobre la protección, control y operación de los capacitores, para este tipo de aplicaciones.

II. FUNDAMENTOS SOBRE LA COMPENSACION DE
POTENCIA REACTIVA. APLICACIONES

CAPITULO II

- II.1 CORRIENTES ACTIVAS Y REACTIVAS
- II.2 POTENCIA ELECTRICA Y FACTOR DE POTENCIA
- II.3 METODOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA
- II.4 APLICACION DE BANCOS DE CAPACITORES EN SISTEMAS ELECTRICOS.
- II.5 AHORROS MONETARIOS

II.1. CORRIENTES ACTIVAS Y REACTIVAS.

En las redes eléctricas de corriente alterna, pueden distinguirse tres tipos de cargas: óhmicas o resistivas, inductivas y capacitivas, éstas dos últimas se conocen como cargas reactivas.

Las cargas resistivas toman corrientes que se encuentran en fase con la tensión aplicada a las mismas. Debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica. Este tipo de corrientes se conocen como corrientes activas (I_A).

Las cargas inductivas ideales (100% inductivas) toman corrientes que se encuentran atrasadas 90° geométricos con respecto a la tensión aplicada a las mismas, las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas de tipo inductivo (I_L).

Las cargas capacitivas tienen la propiedad de adelantar la corriente con respecto a la tensión aplicada en ellas, en cargas ideales este adelanto sería de 90° geométricos. Las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas de tipo capacitivo (I_C).

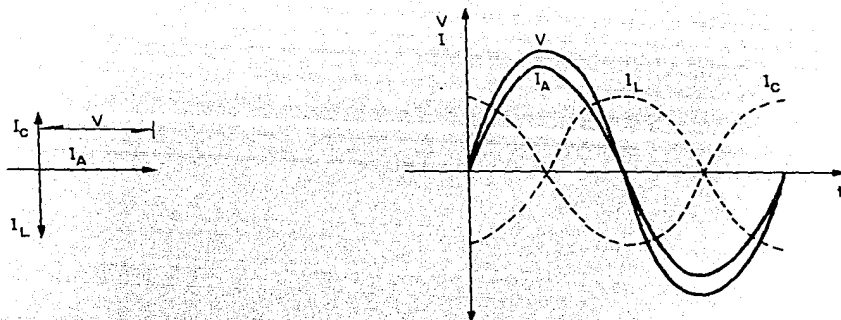


Fig II.1. Diagrama vectorial y representación gráfica de los valores de tensión y corrientes.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otro parte reactiva ideal.

En cargas tales como las ocasionadas por lámparas de incandescencia y aparatos de calefacción, la parte de carga reactiva puede considerarse como prácticamente nula, especialmente a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 ó 60 Hz); son cargas eminentemente resistivas y por consiguiente, las corrientes que toman son prácticamente corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura eléctrica, hornos de inducción, bobinas de reactancia..., etc. la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga también toma una parte adicional de corriente reactiva comparable en magnitud a la corriente activa. Esta corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para energizar los circuitos magnéticos de los equipos mencionados anteriormente, representa una carga adicional de corriente para el cableado de las instalaciones industriales, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas e incluso los generadores.

Por lo anteriormente expuesto, el ángulo entre los vectores tensión y corriente o ángulo de defasamiento podría ser mayor o menor de 45° , adelantado o atrasado según el tipo de carga que prevaleciera, sin embargo generalmente es atrasado debido a la mayor cantidad de cargas de tipo inductivo a las de tipo capacitivo.

En la Figura II.2 se representa en una forma esquemática, la alimentación de energía eléctrica de una planta industrial, a partir de un generador "G" y una línea de transmisión que inicia y termina en transformadores de potencia. La carga total se ha descompuesto en su parte resistiva R y su parte reactiva, de tipo inductivo X_L .



Fig II.2. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial.

En dicha figura, I_A representa la corriente activa, I_L la corriente reactiva de tipo inductivo e I (definida sin subíndice) la corriente total consumida por la planta.

II.2. POTENCIA ELÉCTRICA Y FACTOR DE POTENCIA.

Se presentan aquí, algunas de las características fundamentales de la potencia eléctrica y del factor de potencia.

Consideremos, el caso donde la tensión y la corriente en el sistema representado en la Figura II.3, son de forma senoidal.

$$v = v_{\max} \text{ sen } \omega t$$

$$i = i_{\max} \text{ sen } (\omega t - \theta) \quad (\text{II.1.})$$

sabemos que la fórmula fundamental de la potencia es,

$$p = vi$$

Si utilizamos en ésta, las expresiones (II.1.), obten-

mos las siguientes expresiones:

$$p = vi = v_{\max} i_{\max} \sin wt \sin (wt - \theta)$$

$$p = \frac{v_{\max} i_{\max}}{2} [\cos \theta - \cos (2wt - \theta)] \quad (\text{II.2.})$$

Introducimos en este momento, el valor efectivo o rms, de corriente y voltaje en conformidad con,

$$|V|_{\Delta} = \frac{1}{\sqrt{2}} v_{\max}$$

$$|I|_{\Delta} = \frac{1}{\sqrt{2}} i_{\max} \quad (\text{II.3.})$$

y podemos escribir la ecuación(II.2.), como sigue:

$$p = |V| |I| \cos \phi - |V| |I| \cos (2wt - \phi) \quad (\text{II.4.})$$

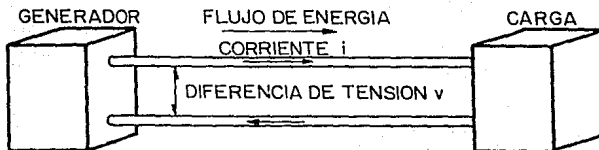


Fig 11.3 Sistema de transmisión de energía eléctrica elemental.

La transmisión de potencia es evidentemente pulsatoria (figura II.4.a.) alrededor de una potencia promedio $- - -$ ($|V||I|\cos\theta$) con una frecuencia doble en radianes, 2ω . Durante estos intervalos, se encuentra en la dirección negativa.

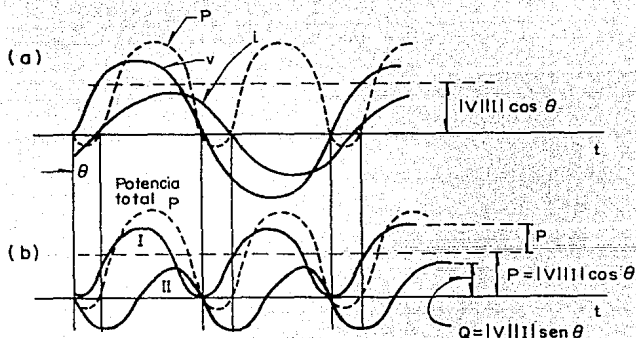


Fig II. 4. Tensión, corriente y potencia en circuito monofásico.

La ecuación (II.4.) puede ser transformada, en:

$$p = \frac{|V||I|\cos\theta(1-\cos 2\omega t)}{I} - \frac{|V||I|\sin\theta\sin 2\omega t}{II} \quad (\text{II.5.})$$

Por lo que, tenemos la potencia descompuesta en 2 componentes (marcados con I y II en la figura II.4.b.): la primera pulsando alrededor del mismo valor promedio como el anterior, pero nunca va negativa, y la segunda tiene un valor promedio de cero.

Definimos las siguientes 2 cantidades:

$$\begin{aligned} P_A &= |V| |I| \cos \theta && \text{Potencia real o activa} \\ Q_A &= |V| |I| \sin \theta && \text{Potencia reactiva} \end{aligned} \quad (\text{II.6.})$$

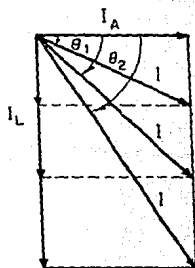
y podemos escribir la ecuación (II.5.) más compactamente:

$$p = P(1 - \cos 2\omega t) - Q \sin 2\omega t \quad (\text{II.7.})$$

Los conceptos anteriormente definidos, son de importancia fundamental, por lo que podemos decir de su significado, lo siguiente:

1. La potencia real P está definida, como el valor promedio de p y por lo tanto, físicamente, representa la potencia útil que está siendo transmitida. Su magnitud, en mucho dependerá del factor de potencia, $\cos \theta$.
2. La potencia reactiva Q es por definición igual al valor pico de la componente de potencia que viaja de ida y vuelta sobre la línea resultando su valor promedio en cero, y por consiguiente no tiene la capacidad de producir trabajo útil.

Utilizando el triángulo de corrientes, llamemos θ al ángulo formado por la corriente activa I_A con la corriente resultante I (como se muestra en la figura II.5.), al coseno de dicho ángulo se le llama "Factor de potencia".



θ	f p	I_L / I_A
0°	1.0	0/1
10°	0.9848	0.176/1
20°	0.9396	0.363/1
30°	0.8660	0.577/1
40°	0.7660	0.839/1
50°	0.6427	1.191/1
60°	0.5000	1.732/1

Fig II.5. Relación de corrientes reactivas y corriente activa para diferentes factores de potencia.

En la figura II.5. puede verse que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L mayor será el ángulo θ y por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Un bajo factor de potencia en una instalación eléctrica, implica un consumo alto de corrientes reactivas y por lo tanto, un riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en el equipo eléctrico y líneas de transmisión y distribución.

Bajo el punto de vista económico, esto puede traducirse en la necesidad de cables de transporte de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos ya existentes.

En la práctica, cuando se resuelven casos de bajo factor de potencia, suele operarse con consumos de potencia en -

lugar de corrientes.

En la figura II.6. se muestra el paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias más usado en la práctica, ambos triángulos son semejantes, puesto que el segundo se obtiene de multiplicar las magnitudes que forman los tres lados del primero por la tensión de operación medida en kilo Volts (incluido el factor $\sqrt{3}$ cuando se trata de corrientes trifásicas).

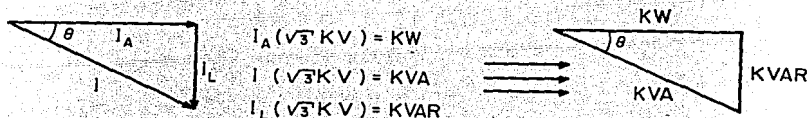


Fig II. 6. Triángulos de corrientes y de potencias.

Las compañías eléctricas de distribución tienen una cláusula en su estructura de tarifas, que reconoce un cargo por bajo factor de potencia, además de los cargos usuales por la utilización y demanda máxima de energía. Un valor típico mínimo de factor de potencia en muchas compañías es de 0.85.

La relación del factor de potencia especificado al factor de potencia medido es un factor usado para modificar la demanda medida en kW de la carga, para obtener la demanda de

tencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Mejorar también la estabilidad de las líneas de transmisión, en los regímenes transitorios. Sin embargo son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

- c) Una forma sencilla y económica de resolver los inconvenientes del bajo factor de potencia y de obtener un ahorro considerable en la mayoría de los casos, es el instalar capacitores de potencia ya sea en alta o baja tensión.

Los capacitores de potencia conectados en paralelo a un equipo especial o a la carga que supone una instalación industrial completa, representan una carga reactiva de tipo capacitivo. Las corrientes que toman, al hallarse en oposición de fase con respecto a las corrientes reactivas de tipo inductivo, tienen por efecto el reducir la corriente reactiva total que consume la instalación eléctrica en cuestión.

En la figura II.7. se muestra la misma planta industrial representada en la fig. II.2., pero con un banco de capacitores de potencia, de una reactancia X_C , instalado en paralelo con la carga global de la planta.

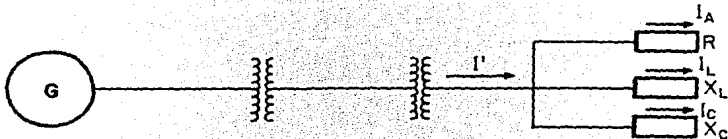


Fig II.7. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores de potencia.

En la figura II.8. se representan la tensión y las corrientes en su forma vectorial y sinusoidal, mostrándose la corriente reactiva capacitiva I_C , la nueva corriente reactiva resultante I'_L que sigue siendo de tipo inductivo y la nueva corriente total I' ; resultante de la línea de alimentación. Puede verse como I_L y por tanto, también I , se han reducido considerablemente.

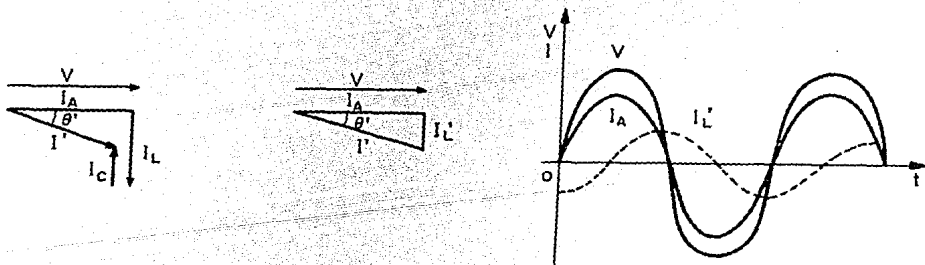


Fig II. 8. Corriente reactiva y total de la línea, resultantes al instalar un banco de capacitores de potencia.

Físicamente no se han anulado la corriente capacitiva I_C , ni tampoco la parte equivalente $I_L - I'_L$, de corriente inductiva, lo que ocurre es que ahora, la corriente $I_L - I'_L = I_C$ -- fluye del banco de capacitores en lugar de provenir de la línea; es decir, existe un flujo local de corriente entre los capacitores y la carga X_L .

De la misma figura se desprende que variando la carga - capacitiva instalada X_C (a lo que es lo mismo, la potencia -- del banco de capacitores), el ángulo θ' , puede reducirse tanto como se quiera y por consiguiente el factor de potencia - puede aproximarse al valor de uno tanto como sea conveniente.

II.4. APLICACION DE BANCOS DE CAPACITORES EN SISTEMAS ELEC- TRICOS.

Al instalar bancos de capacitores en un sistema eléctrico se mejora el factor de potencia de la carga lográndose los siguientes beneficios:

- a) Liberar una cierta capacidad (en kVA) del sistema.
- b) Reducir las pérdidas por efecto Joule, principalmente en las líneas.
- c) Elevar los niveles de tensión y mejorar la regulación consecuentemente.

a) Liberación de capacidad

Cuando en un circuito eléctrico se instala un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia, se define a la "capacidad liberada" de la siguiente manera:

Capacidad Liberada, es la cantidad de carga (en kVA) que se puede agregar con el factor de potencia original, de tal manera que la magnitud de la carga -- (en kVA) sea la misma antes y después de que se han instalado los capacitores. Esto se aprecia en la - figura II.9.

facturación esto se representa en la siguiente ecuación:

$$\text{Demanda de facturación} = \frac{\text{F.P. especificado}}{\text{F.P. medido}} \times \text{Demanda medida}$$

Un factor de potencia medido menor que el especificado, ocasiona un incremento en la demanda de facturación y un factor de potencia medido mayor que el especificado, resulta en una reducción de la demanda de facturación. Normalmente el factor de potencia que permite una reducción en la demanda de facturación es de 0.95 a 1.0.

No se concede ninguna ventaja económica al usuario que tenga un factor de potencia adelantado.

II.3. METODOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA.

Para realizar la compensación de la potencia reactiva - en los sistemas eléctricos se emplean tres métodos, los cuales se enumeran y describen a continuación:

- a) Utilización de motores síncronos
 - b) Utilización de condensadores síncronos
 - c) Utilización de bancos de capacitores
- a) Los motores síncronos son capaces de proporcionar - trabajo mecánico y al mismo tiempo actuar como carga capacitiva en caso de operar sobre-excitados. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el factor de potencia, no constituyen una forma de - compensación fácilmente controlable.
 - b) Los condensadores síncronos son motores diseñados ex - clusivamente para cumplir con la función de contro - llar el factor de potencia, suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de po

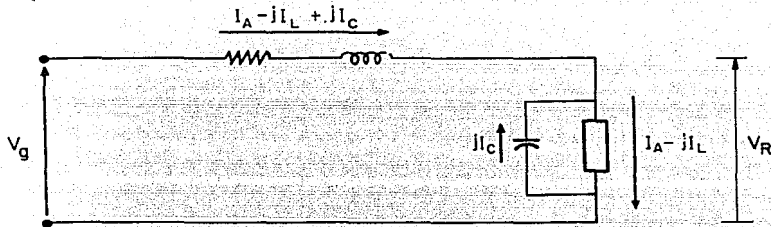


Fig II. 10. Corrientes en una línea corta con capacitores y carga R-L en su extremo.

De la figura II.10. se observa que las pérdidas iniciales (sin capacitores) son:

$$per = R (I_A^2 + I_L^2) \quad (II.9.)$$

Al conectar el banco de capacitores a la línea, las pérdidas disminuyen, teniéndose:

$$per = R [I_A^2 + (I_L - I_C)^2] \quad (II.10.)$$

en donde I_C es la magnitud de la corriente del banco.

Al reducirse la magnitud de la corriente reactiva, se reduce por consiguiente la magnitud de las pérdidas por efecto Joule en la línea. Asimismo, se aprecia que las pérdidas por la componente activa permanecen constantes.

Para conocer de una manera aproximada la disminución de las pérdidas por efecto Joule en la línea, cuando se mejora el factor de potencia de un valor inicial $\cos \theta_1$ a otro final $\cos \theta_2$, se supone que cuando se instalan los capacitores, la

potencia aparente S no cambia, así como la tensión V ; bajo esta suposición, las corrientes de línea I_1 e I_2 son iguales, más no $I_1 \cos \theta_1$ e $I_2 \cos \theta_2$; despreciando los términos $I_1 \sin \theta_1$ e $I_2 \sin \theta_2$ se tiene:

$$Per_1 = R (I_1 \cos \theta_1)^2 \quad (II.11.)$$

$$Per_2 = R (I_2 \cos \theta_2)^2 \quad (II.12.)$$

Además, la reducción de pérdidas en por ciento se puede expresar así:

$$per\% = \frac{per_1 - per_2}{per_1} \times 100 \quad (II.13.)$$

Sustituyendo las ecuaciones (II.11.) y (II.12.) en esta última expresión y tomando en cuenta que para este caso $I_1 = I_2$, se tiene la siguiente ecuación aproximada:

$$per\% = \left[1 - \frac{\cos^2 \theta_2}{\cos^2 \theta_1} \right] \times 100 \quad (II.14.)$$

Que permite conocer la reducción de pérdidas por efecto Joule en una línea con carga concentrada en su extremo final.

c) Elevación de tensión

La caída de tensión en un circuito $R - L$ se puede determinar en forma muy aproximada por la siguiente expresión:

$$\Delta V = RI \cos \theta + XI \sin \theta \quad (II.15.)$$

en donde:

R = Resistencia de la línea, en ohms.

X = Reactancia de la líneas en ohms

$I \cos \theta$ = Componente activa del vector corriente
(en fase con el vector tensión V_f), en amperes.

$I \sin \theta$ = Componente reactiva del vector corriente
(atrasada 90° del vector tensión V_f), en amperes.

Haciendo $I \cos \theta = I_A$ e $I \sin \theta = I_L$ la expresión (II.15.) queda:

$$\Delta V = R I_A + X I_L \quad (\text{II.16.})$$

Al conectar un banco de capacitores cuya corriente sea I_C , se puede aproximar la caída de tensión " ΔV " por la siguiente ecuación:

$$\Delta V = R I_A + X I_L - X I_C \quad (\text{II.17.})$$

De esto, se observa que la caída de tensión disminuye - al agregar el banco de capacitores en el circuito. La elevación de tensión es la diferencia entre las ecuaciones (II.16.) y (II.17.):

$$\Delta V = X I_C \quad (\text{II.18.})$$

La que expresada en por ciento:

$$\% \Delta V = \frac{X I_C}{V_n} \times 100 \quad (\text{II.19.})$$

en donde V_n es la tensión nominal de fase a neutro, en volts.

Cuando la tensión al neutro se da en kiloVolts, tenemos:

$$\% \Delta V = \frac{XI_c}{10 (kV_n)} \quad (II.20.)$$

Como $kV_f = \sqrt{3} kV_n$, entonces:

$$\% \Delta V = \frac{\sqrt{3} XI_c}{10 (kV_f)} \quad (II.21.)$$

en donde kV_f es la tensión nominal entre fases, en kiloVolts.

Además, la corriente del banco es:

$$I_c = \frac{kVAR}{\sqrt{3} kV_f} \quad (II.22.)$$

sustituyendo esta última expresión en la ecuación (II.21.), - queda:

$$\% \Delta V = \frac{X (kVAR)}{10 (kV_f)^2} \quad (II.23.)$$

que es la ecuación más conocida para calcular el por ciento - de elevación de tensión.

II.5. AHORROS MONETARIOS.

El mejoramiento obtenido en la operación de un sistema de distribución, al compensar la potencia reactiva, se puede cuantificar para conocer el valor óptimo de la capacidad del banco que se desea instalar.

Dado que al instalar bancos de capacitores se reducen las pérdidas de energía por efecto Joule y se libera una cierta capacidad, se puede asignar un valor al costo del kWh y --del kVA liberado, de tal manera que se conviertan las unidades eléctricas en unidades monetarias. Asimismo, como el costo de los capacitores representa un desembolso, este se puede considerar con signo negativo con respecto a los ahorros por los otros conceptos. Así entonces, la ecuación que determina los ahorros es:

$$S = k_e (\text{kWh}) + k_p (\text{kVA}) - k_c (\text{kVAR}) \quad (\text{II.24.})$$

en donde:

- S = Ahorro en unidades monetarias
- kWh = Reducción de pérdidas de energía por efecto Joule, en kWh/año.
- kVA = Capacidad liberada, en kVA.
- kVAR = Magnitud de la potencia reactiva instalada
- k_e = Constante que convierte la reducción de pérdidas de energía por efecto Joule en unidades monetarias.
- k_p = Constante que convierte la capacidad liberada en kVA en unidades monetarias.
De hecho es el costo de cada kVA de capacidad instalada.
- k_c = Constante que convierte la capacidad de los bancos de capacitores en unidades monetarias.
Es el costo de los capacitores.

Dado que la inversión para adquirir los capacitores se hace en un momento dado y los ahorros obtenidos se repiten durante todos los años en que se compone la vida útil -

de los capacitores, se debe utilizar una técnica de comparación de ingeniería económica que permita convertir la inversión inicial en una serie de pagos anuales de manera que - - estos se puedan comparar con los ahorros obtenidos anualmente. La ecuación que permite realizar este cambio del dinero en el tiempo esta dada por:

$$R = p \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (\text{II.25.})$$

en donde:

- P = Cantidad de dinero necesario para hacer la inversión al inicio del periodo de estudio.
- R = Desembolso anual de una serie de pagos iguales en "n" años; en donde la serie de pagos es - - equivalente a "p" a una tasa de interés "i".
- n = Número de periodos en que se divide el tiempo total de estudio. Normalmente está dado en - años.
- i = Tasa de interés

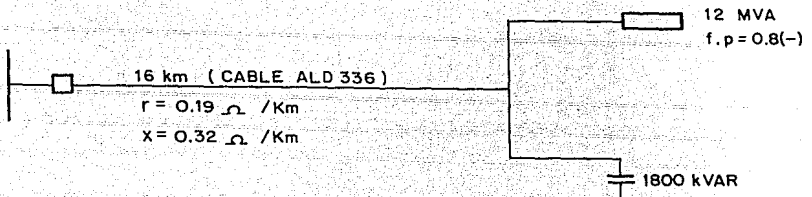
Asimismo, al factor $i(1+i)^n / [(1+i)^n - 1]$ se le conoce - como "factor de recuperación del capital".

Ejemplo:

El alimentador de 23 kV de la siguiente figura, tiene - una carga de 12 MVA con un factor de potencia de 0.8 (-) y un factor de carga igual a uno. Con el objeto de reducir las -- pérdidas en la línea, se decide instalar un banco de capacitores de 1800 kVAR. Determinar:

- a) La tensión en la carga V_r , antes de instalar los capacitores.
- b) Las pérdidas en la línea sin los capacitores

- c) El nuevo factor de potencia al aplicar los capacitores.
- d) La liberación de capacidad.
- e) El valor de la potencia aparente al aplicar los capacitores.
- f) La elevación de la tensión al aplicar los capacitores.
- g) Las pérdidas en la línea con los capacitores.
- h) La reducción de las pérdidas al mejorar el factor de potencia.
- i) Calcular el ahorro anual, cuantificando y sin cuantificar la capacidad liberada, que se obtiene al -- instalar un banco de capacitores de 400, 800, 1200, 1600, 1800, 2000 y 2400 kVAR en el extremo de la carga; considere que el costo del kWh es de \$13.00, el costo de kVA liberado es de \$20 000.00, el costo de kVAR es de \$1 700.00, la tasa de interés es del 50% y el estudio se hace a 15 años. Utilice la técnica del costo anual para llevar a cabo la comparación.



Solución:

a) Para determinar la tensión V_{R_1} en el extremo de la carga, se aplica la ecuación:

$$V_{R_1} = \left[\left[(ZS_{R_1} \cos \alpha - \frac{V_g^2}{2})^2 - (ZS_{R_1})^2 \right]^{\frac{1}{2}} - \left(ZS_{R_1} \cos \alpha - \frac{V_g^2}{2} \right) \right]^{\frac{1}{2}}$$

En donde:

Z = Impedancia de la línea

V_g = Tensión de línea de la fuente

S_{R_1} = Potencia aparente de la carga

$$Z = (0.19)(16) + j(0.32)(16) = 3.04 + j5.12 = 5.954 \angle 59.30^\circ$$

$$\alpha = \phi - \theta_1$$

$$\phi = 59.30$$

$$\theta_1 = \text{Ang. Cos } (0.8) = 36.87^\circ$$

$$\rightarrow \alpha = 22.43^\circ$$

Sustituyendo valores en la expresión se tiene que:

$$V_{R_1} = \left[\left[(5.954(12 \times 10^6)(0.924) - \frac{(23 \times 10^3)^2}{2})^2 - ((5.954(12 \times 10^6))^2) \right]^{\frac{1}{2}} - \left[5.954(12 \times 10^6)(0.924) - \frac{(23 \times 10^3)^2}{2} \right] \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$V_{R_1} = 19.587 \text{ kV}$$

b) Pérdidas en la línea sin capacitores:

$$\text{per } 3\phi = 3RI^2$$

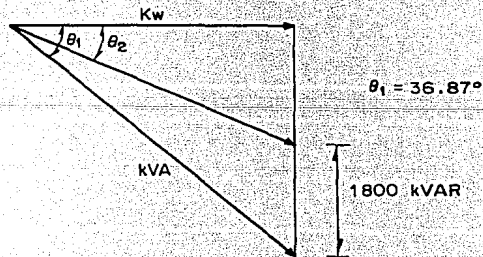
$$I = \frac{12\,000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} (19.587)} = 353.714 \text{ A}$$

$$\text{per } 3\phi_1 = 3(3.04)(353.714)^2 = 1141.038 \text{ kW.}$$

$$\text{per } 3\phi_2 = 1141.038 \text{ kW}$$

c) El nuevo factor de potencia:

Al conectar los capacitores, el triángulo de potencias cambia de la siguiente manera:



$$\text{kW} = 12\,000 \cos \theta_1 = 12\,000 \cos (36.87^\circ) = 9599.987 \text{ kW}$$

$$\text{kVAR}_1 = 12\,000 \sin \theta_1 = 12\,000 \sin (36.87^\circ) = 7200.017 \text{ kVAR}$$

$$\text{kVAR}_2 = 7200.017 - 1800 = 5400.017 \text{ kVAR}$$

$$\theta_2 = \text{Ang. tan} \frac{\text{kVAR}_2}{\text{kW}} = \text{Ang. tan} \frac{5400.017}{9599.987} = 29.36^\circ$$

El nuevo factor de potencia es:

$$\cos \theta_2 = \cos(29.36^\circ) = 0.87$$

d) Liberación de capacidad:

$$\Delta kVA = kVA_1 [-\cos \theta_1 (\cos \theta_1 + \sin \theta_1 \tan \theta_2) + \cos^2 \theta_1 [1 + 2 \tan \theta_1 \tan \theta_2 - \tan^2 \theta_2 + \frac{\tan^2 \theta_1}{\cos^2 \theta_1}]]$$

$$\cos^2 \theta_1 = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos(2\theta_1) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \cos(73.74^\circ) = 0.640$$

$$\tan^2 \theta_2 = 1 - \frac{2 \tan \theta_2}{\tan 2\theta_2} = 1 - \frac{2(0.562)}{1.646} = 0.316$$

$$\tan^2 \theta_1 = 1 - \frac{2 \tan \theta_1}{\tan 2\theta_1} = 1 - \frac{2(0.750)}{3.428} = 0.562$$

$$\Delta kVA = (12\ 000) [-(0.8) (0.8 + (0.6)(0.562))] + (0.640) [1 + 2(0.75)(0.652) - 0.316 + \frac{0.562}{0.640}]$$

$$\Delta kVA = 993.381 \text{ kVA}$$

e) Nuevo valor de la potencia aparente

$$kVA_2 = kVA_1 - \Delta kVA = 12\ 000 - 993.381$$

$$kVA_2 = 11\ 006.619 \text{ kVA}$$

f) Elevación de tensión con capacitores:

Empleando la ecuación del inciso a):

$$V_{R_2} = \left[\left[(ZS_{R_2} \cos \alpha - \frac{V^2}{2})^2 - (ZS_{R_2})^2 \right]^{\frac{1}{2}} - (ZS_{R_2} \cos \alpha - \frac{V^2}{2}) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\alpha = \phi - \theta$$

$$\phi = 59.30^\circ$$

$$\theta = 29.36^\circ$$

$$\alpha = 59.30^\circ - 29.36^\circ = 29.94^\circ$$

$$S_{R_2} = \text{kVA}_2 = 11\,006.619 \text{ kVA} = 11\,006.619 \text{ VA}$$

$$V_{R_2} = \left[\left[(5.954) (11,006.619) (0.866) - \frac{(23 \times 10^3)^2}{2} \right]^2 - (5.954 (11,006.619))^2 \right]^{\frac{1}{2}} \\ - \left[(5.954) (11,006.619) (0.866) - \frac{(23 \times 10^3)^2}{2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$V_{R_2} = 20.122 \text{ kv}$$

La elevación de tensión en por ciento es:

$$\Delta V = \frac{V_{R_2} - V_{R_1}}{V_{R_2}} \times 100 = \frac{20.122 - 19.587}{20.122} \times 100 = 2.658\%$$

$$\Delta V = 2.658\%$$

g) Pérdidas en la línea con capacitores:

$$\text{per } 3\phi_2 = 3RI^2$$

$$I = \frac{kVA_2}{\sqrt{3} (V_{R_2})} = \frac{11\,006.619}{\sqrt{3} (20.122)} = 315.807 \text{ Amp}$$

$$\text{per } 3\phi_2 = 3(3.04)(325.807)^2 = 909.574 \text{ kw}$$

$$\text{per } 3\phi_2 = 909.574 \text{ kw}$$

- h) Reducción de pérdidas al mejorar el factor de potencia.

$$\Delta \text{per}\% = \left[1 - \left(\frac{\cos \theta_2}{\cos \theta_1} \right)^2 \right] \times 100$$

$$= \left[1 - \left(\frac{0.871}{0.8} \right)^2 \right] \times 100$$

$$\Delta \text{per}\% = -18.69\%$$

En este resultado, el signo negativo significa una reducción de pérdidas.

La reducción de pérdidas en kw es:

$$\Delta \text{per} = \text{per}3\phi_1 - \text{per}3\phi_2 = 1\,141.038 - 909.574$$

$$\Delta \text{per} = 231.464 \text{ kw}$$

i) Ahorro monetario anual:

Para el caso de 1800 kVAR:

1) Los kw ahorrados en un año:

$$kw \frac{h}{año} = (kw \text{ ahorrados}) (\text{horas que tiene el año})$$

$$kwh/año = 231.464 (8760) = 2,027 624.6$$

El ahorro de la energía en pesos de acuerdo a la ecuación II.24 es:

$$kwh(ke) = 2,027 624.6 (13 \frac{\$}{kwh}) = \$26,359 120.00$$

2) Los kVA liberados:

$$kVA = 993.381$$

El ahorro por la capacidad liberada, en pesos, de acuerdo a la ecuación II.24 es:

$$kVA (kp) = 993.381 kVA (20,000 \frac{\$}{kVA}) = \$19,867 620.00$$

3) El costo anual del banco de capacitores.

Inversión inicial:

$$1,800 \text{ kVAR} (1,700 \frac{\$}{\text{kVAR}}) = \$3,060 000.00$$

El costo anual de esta inversión en 15 años a una tasa de interés del 50%, de acuerdo a la ecuación II.25 es:

$$kVAR (kc) = 3,060 000 \left[\frac{0.5(1.5)^{15}}{(1.5)^{15}-1} \right] = \$ 1 533,502.00$$

- 4) El ahorro anual total de acuerdo con la ecuación II.24 es:

$$S = 26,359\ 120.00 + 19,867\ 620.00 - 1\ 533\ 502.00$$

$$S = \$ 44,693\ 238.00$$

y sin cuantificar la capacidad liberada:

$$S = \$ 24,825\ 619.00$$

En las siguientes tablas, se tabulan los resultados para este y los demás bancos.

CAPACIDAD DEL BANCO (kVAR)	ANGULO DEL FACTOR DE POTENCIA (GRADOS)	CAPACIDAD LIBERADA (kVA)	VOLTAJE EN LA CARGA V_R (kV)	% DEL MEJORAMIENTO DEL VOLTAJE	REDUCCION DE PERDIDAS (kW)	% DE REDUCCION DE PERDIDAS
400	-35.31°	236.543	19.709	0.619	58.073	4.05
800	-33.69°	471.323	19.829	1.120	113.422	8.17
1200	-32.00°	672.0	19.944	1.790	160.294	12.37
1600	-30.25°	891.148	20.063	2.372	209.029	16.59
1800	-29.36°	993.381	20.122	2.658	231.464	18.69
2000	-28.44°	117.745	20.187	2.972	257.617	20.81
2400	-26.56°	1283.147	20.292	3.474	293.111	25.01

CAPACIDAD DEL BANCO (kVAR)	AHORROS ANUALES POR ENERGIA (\$)	AHORROS ANUALES POR CAPACIDAD (\$)	INVERSION ANUAL POR CAPACITORES (\$)	AHORRO ANUAL TOTAL CUANTIFICANDO LA CAPACIDAD LIBERADA (\$)	AHORRO ANUAL TOTAL SIN CUANTIFICAR LA CAPACIDAD LIBERADA (\$)
400	6 613 353	4 730 860	340 448	11 003 465	6 272 605
800	12 916 497	9 426 460	681 496	21 661 461	12 235 001
1 200	18 254 281	13 440 000	1 022 244	30 672 037	17 232 037
1 600	23 804 223	17 822 960	1 362 992	40 264 191	22 441 231
1 800	26 359 120	19 867 620	1 533 502	44 693 238	24 825 618
2 000	29 337 424	22 354 900	1 703 740	49 988 584	27 633 684
2 400	33 379 481	25 662 940	2 044 488	56 997 933	31 334 993

III. INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

CAPITULO III

- III.1. CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
 - III.1.1. GENERALIDADES
 - III.1.2. MODELO DE SCHMILL
 - III.1.3. APLICACIONES

- III.2. CAPACITORES EN SERIE EN ALIMENTADORES PRIMARIOS
 - III.2.1. GENERALIDADES
 - III.2.2. ANALISIS DEL PROBLEMA
 - III.2.3. METODOLOGIA DE SOLUCION
 - III.2.4. TEORIA BASICA DE APLICACION
 - III.2.5. DESCRIPCION DEL PROGRAMA CAPSER
 - III.2.6. APLICACIONES

- III.3. CAPACITORES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES
 - III.3.1. GENERALIDADES
 - III.3.2. DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACION INDUSTRIAL
 - III.3.3. SELECCION DE BANCOS DE CAPACITORES
 - III.3.4. CONSIDERACIONES SOBRE LA INSTALACION DE BANCOS
 - III.3.5. APLICACIONES

III.1 CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS. APLICACIONES

III.1.1 GENERALIDADES

La instalación de Bancos de Capacitores en Alimentadores Primarios se debe principalmente a la necesidad de mantener controlado el flujo de potencia reactiva que va de la fuente a la carga.

Sin olvidar que al instalar un banco de capacitores, también se obtienen otras ventajas entre las que se encuentran: mejor regulación del voltaje, liberación de capacidad, corrección del factor de potencia, etc. Dependiendo del arreglo del banco de capacitores en el alimentador se puede optimizar cualquiera de los puntos anteriores; ésto se logra conectando el banco de capacitores en serie o en paralelo con el alimentador.

Otro de los puntos importantes a considerar al instalar un banco de capacitores, es el costo, en el cual intervienen: costos fijos, variables, de operación y mantenimiento durante el ciclo de vida del banco.

Sin embargo, la instalación de un banco de capacitores en alimentadores primarios requiere de un estudio técnico-económico minucioso que determine la localización del banco a lo largo del alimentador, el tipo de conexión, capacidad óptima, así como el tiempo que permanecerá conectado al alimentador.

Todo lo anterior está en función de las condiciones existentes en el alimentador es decir, voltaje, densidad de carga, flujo de reactivos, factor de potencia, calibre del conductor, ya que en un alimentador podemos encontrar muy diferentes calibres con la consiguiente variación de resistencia por unidad de longitud.

Sabemos que el cálculo de un banco de capacitores no es tarea fácil, ya que se involucran muchas variables que deben considerarse, por lo cual a continuación exponemos el método desarrollado por el Ing. José V. Schmill, el cual se encarga de calcular óptimamente los bancos de capacitores desde dos puntos de vista; uno ideal mediante el cual se generan ecuaciones que representan un alimentador en condiciones ideales de voltaje, carga, resistencia del alimentador, corriente; - el otro y más importante que desarrolla ecuaciones que asemejan condiciones reales del alimentador es decir, voltaje variable, corriente variable, resistencia del alimentador variable y carga variable.

III.1.2 MODELO DE SCHMILL

Schmill en su método presenta los siguientes casos:

III.1 Caso Ideal

- a) Alimentador con carga uniformemente distribuida y calibre constante del conductor, - sin capacitores.
- b) Alimentador con carga uniformemente distribuida y calibre constante del conductor, - con un banco de capacitores.
- c) Alimentador con carga uniformemente distribuida y calibre constante del conductor, - con dos bancos de capacitores.
- d) Alimentador con carga uniformemente distribuida y calibre constante del conductor, -- con n bancos de capacitores.
- e) Alimentador con carga uniformemente distri-

buida y calibre constante del conductor, -- con un banco de capacitores fijo y uno desconectable, y efecto del tiempo de puesta en servicio de los capacitores desconectables.

III.2 Caso Real

- a) Alimentador con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, con un banco de capacitores.
- b) Alimentador con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, con dos bancos de capacitores.
- c) Alimentador con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, con n bancos de capacitores.
- d) Alimentador con carga distribuida al azar y calibre variable del conductor, con un banco de capacitores fijo y uno desconectable.

Deducción de las ecuaciones representativas de cada caso.

III.1.a. ALIMENTADOR CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA Y CALIBRE CONSTANTE DEL CONDUCTOR, SIN CAPACITORES.

La fig. III.1.1 representa el diagrama unifilar de un circuito trifásico con carga uniformemente distribuida y calibre constante (es decir resistencia uniforme); las pérdidas de potencia activa (dL) en un elemento de longitud dx , debido

a la componente reactiva de la corriente, están dadas por:

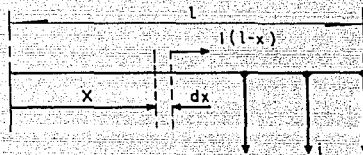


Fig III.1.1

$$dL = 3 \gamma dx (i)^2 (l-x)^2 \quad \text{III.1.1}$$

Donde:

- γ = resistencia por unidad de longitud
- i = componente reactiva de la corriente promedio por unidad de longitud.
- l = longitud del alimentador
- x = distancia de la fuente a dx

Las pérdidas totales se obtienen de:

$$\begin{aligned} L_{3\phi} &= 3\gamma i^2 \int_0^l (l-x)^2 dx = 3\gamma i^2 \left[-\frac{(l-x)^3}{3} \right]_0^l \\ &= \gamma i^2 [-(l-l)^3 + (l-0)^3] = \gamma i^2 l^3 \end{aligned}$$

pero:

$$\gamma l = R_T \quad ; \quad l^2 i^2 = I^2$$

$$L_{3\phi} = R_T I^2 \quad \text{III.1.2}$$

R_T = resistencia total del alimentador

I = corriente reactiva promedio total

Si las pérdidas de potencia de la ecuación (III.1.2) se integran con respecto al tiempo, cuando la carga sigue un ciclo, se obtienen las pérdidas de energía trifásica ($E_{3\phi}$).

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} dt = \int_0^T R_T I^2 dt = R_T I^2 T$$

como:

$$F.Per. = \frac{I^2}{I_{m\acute{a}x}^2} = \frac{i^2}{i_{m\acute{a}x}^2}$$

entonces:

$$E_{3\phi} = R_T I_{m\acute{a}x}^2 F.Per. T \quad \text{Watts-hora} \quad \text{III.1.3}$$

donde:

F.Per = Factor de pérdidas

I = corriente reactiva total promedio

$I_{m\acute{a}x}$ = corriente reactiva total máxima

i = corriente reactiva por unidad de longitud promedio

$i_{m\acute{a}x}$ = corriente reactiva por unidad de longitud máxima.

T = tiempo = un año = 8 760 horas

Por lo que la ecuación (III.1.3) se puede expresar así:

$$E_{3\phi} = 8.76 R_T I_{m\acute{a}x}^2 f.Per. \frac{\text{kilowatt-hora}}{\text{año}} \quad \text{III.1.4}$$

La ecuación (III.1.2) corrobora el conocido hecho, de que en un alimentador uniformemente cargado y calibre constante del conductor, las pérdidas de potencia totales son equivalentes a considerar a la carga total concentrada a un tercio de la longitud del alimentador.

III.1.b. ALIMENTADOR CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA Y CALIBRE CONSTANTE DEL CONDUCTOR, -- CON UN BANCO DE CAPACITORES.

La fig. III.1.2 muestra un alimentador como el de la fig. anterior, pero con un banco de capacitores instalado.

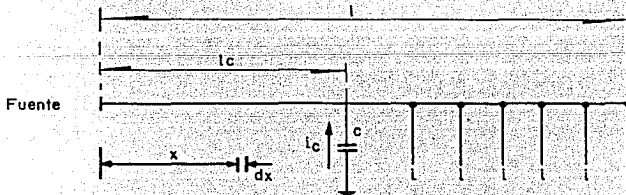


Fig III.1.2

La inserción de un banco de capacitores "C" a una distancia de la fuente l_c ; modifica las pérdidas de potencia de la siguiente manera:

$$L_{3\phi} = 3Y \left[\int_0^{\ell} i_c i(\ell-x) dx + \int_c^{\ell} [i(\ell-x)]^2 dx \right]$$

$$L_{3\phi} = 3Y \left[\int_0^{\ell} i_c [i^2(\ell-x) - 2i_c i(\ell-x) + i_c^2] dx + \int_c^{\ell} [i(\ell-x)]^2 dx \right]$$

$$L_{3\phi} = 3Y \left[\left[-\frac{1}{3} i^2 (\ell-x)^3 + \frac{2}{2} i_c i(\ell-x) + i_c^2 x \right]_0^{\ell} + \left[-\frac{1}{3} i^2 (\ell-x)^3 \right]_c^{\ell} \right]$$

$$L_{3\phi} = 3Y \left[-\frac{1}{3} i^2 (\ell-\ell_c)^3 + i_c i(\ell-\ell_c)^2 + i_c^2 \ell_c + \frac{1}{3} i^2 (\ell-0)^3 \right. \\ \left. - i_c i(\ell-0)^2 - i^2 (0) - \frac{1}{3} i^2 (\ell-\ell_c)^3 + \frac{1}{3} i^2 (\ell-\ell_c)^3 \right]$$

$$L_{3\phi} = 3Y \left[\frac{1}{3} i^2 \ell^3 - i_c i \ell^2 + i_c i (\ell-\ell_c)^2 + i_c^2 \ell_c \right]$$

$$L_{3\phi} = 3Y \left[\frac{\ell^3}{3} i^2 + i_c i (-\ell^2 + \ell^2 - 2\ell\ell_c + \ell_c^2) + i_c^2 \ell_c \right]$$

$$L_{3\phi} = 3Y \left[\frac{\ell^3}{3} i^2 + i_c i (\ell_c^2 - 2\ell\ell_c) + i_c^2 \ell_c \right] \quad \text{Watts} \quad \text{III.1.5}$$

Restando la ecuación (III.1.5) de la ecuación (III.1.2) se obtiene la reducción en las pérdidas de potencia.

$$\Delta L_{3\phi} = Y i^2 \ell^3 - [Y \ell^3 i^2 + 3Y i_c i (\ell_c^2 - 2\ell\ell_c) + 3Y i_c^2 \ell_c]$$

$$\Delta L_{3\phi} = -3Y (2\ell_c \ell - \ell_c^2) i_c i - 3Y i_c^2 \ell_c \quad \text{Watts} \quad \text{III.1.6}$$

Si las pérdidas instantáneas de la ecuación (III.1.5) son integradas con respecto al tiempo, cuando la carga sigue un ciclo, se obtienen las pérdidas de energía.

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} dt$$

$$E_{3\phi} = \int_0^T 3\gamma \left[\frac{1}{3} \ell^3 i^2 + i_c i (\ell_c^2 - 2\ell\ell_c) + i_c^2 \ell_c \right] dt$$

$$E_{3\phi} = 3\gamma \left[\frac{1}{3} \ell^3 i^2 + i_c i (\ell_c^2 - 2\ell\ell_c) + i_c^2 \ell_c \right] T \quad \text{III.1.7}$$

substituyendo a:

F.per. ya definido y al factor de carga F.C.

$$FC = \frac{I}{I_{\text{máx.}}} = \frac{i}{i_{\text{máx.}}}$$

Se obtiene que:

$$E_{3\phi} = \gamma \ell^3 i_{\text{máx.}}^2 \text{ F.Per. } T + 3\gamma (\ell_c^2 - 2\ell\ell_c) i_c i_{\text{máx.}} \text{ F.C.T. } T + 3\gamma i_c^2 \ell_c T$$

La reducción de las pérdidas de energía $\Delta E_{3\phi}$ es:

$$\Delta E_{3\phi} = \gamma \ell^3 i_{\text{máx.}}^2 \text{ F.Per. } T - [\gamma \ell^3 i_{\text{máx.}}^2 \text{ F.Per. } T + 3\gamma (\ell_c^2 - 2\ell\ell_c) i_c i_{\text{máx.}} \text{ F.C.T.} + 3\gamma i_c^2 \ell_c T]$$

$$\Delta E_{3\phi} = 3\gamma (2\ell\ell_c - \ell_c^2) i_c i_{\text{máx.}} \text{ F.C.T. } - 3\gamma i_c^2 \ell_c T \quad \text{III.1.8}$$

La reducción de las pérdidas de potencia y energía de -- una reducción en los costos de operación. Si los factores -- con los cuales se traducen ambas reducciones a un valor monetario son llamados K_1 y K_2 , como lo asentó en su estudio R.F. Cook, la reducción en los costos de operación ΔC_s , se obtiene de:

$$\Delta C_s = K_1 \Delta E_{3\phi} + K_2 \Delta L_{3\phi}$$

Substituyendo en la ecuación anterior las ecuaciones -- (III.1.6) y (III.1.8) se tiene:

$$\Delta C_s = K_1 [3\gamma (2\ell\ell_c - \ell_c^2) i_c i_{\text{máx.}} \text{ FCT} - 3\gamma i_c^2 \ell_c T] \\ + K_2 [3\gamma (2\ell\ell_c - \ell_c^2) i_c i_{\text{máx.}} - 3\gamma i_c^2 \ell_c]$$

$$\Delta C_s = [3\gamma (2\ell\ell_c - \ell_c^2) i_c i_{\text{máx.}} \text{ FCT} K_1 + 3\gamma (2\ell\ell_c - \ell_c^2) i_c \\ i_{\text{máx.}} K_2] + [-3\gamma i_c^2 \ell_c T K_1 - 3\gamma i_c^2 \ell_c K_2]$$

$$\Delta C_s = 3\gamma [(2\ell\ell_c - \ell_c^2) i_c i_{\text{máx.}} (T K_1 \text{ FC} + K_2) - 3\gamma i_c^2 \ell_c \\ (K_1 T + K_2)]$$

$$\Delta C_s = 3\gamma [(2\ell\ell_c - \ell_c^2) i_c i_{\text{máx.}} A - i_c^2 \ell_c B] \quad \text{III.1.9}$$

donde:

$$A = (TK_1 \cdot FC + K_2) \quad \text{III.1.10}$$

$$B = (K_1 \cdot T + K_2)$$

Notar que la ecuación (III.1.9) es general para calcular la reducción de los costos debido a la inserción de un banco de capacitores. Si K_2 es igual a cero la expresión da únicamente los ahorros por la reducción de las pérdidas de energía. Si K_1 es igual a cero se obtiene los ahorros por la reducción de las pérdidas de potencia.

Si se sustituye γ por la reactancia por unidad de longitud x , y K_1 se iguala a cero, se obtienen los ahorros por la reducción de las pérdidas de potencia reactiva. Se deben seleccionar valores apropiados para K_2 para evaluar la reducción de los kilovars pico del sistema, los cuales resultan de reducir las pérdidas por I^2X .

La ecuación (III.1.9) da a ΔC_s como una función de dos variables independientes, l_c e i_c . Para lograr la máxima reducción de los costos, se obtienen las derivadas parciales de ΔC_s con respecto a las dos variables independientes y se igualan a cero; así:

$$\frac{\partial \Delta C_s}{\partial i_c} = 0 = i_{c \text{ máx.}} (2l_c l_c - l_c^2) A - 2l_c i_c B \quad \text{III.1.11}$$

$$\frac{\partial \Delta C_s}{\partial l_c} = 0 = i_c i_{c \text{ máx.}} A (2l_c - l_c) - i_c^2 B \quad \text{III.1.12}$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (III.1.11) y (III.1.12) se tiene:

$$l_c = \frac{2}{3} l \quad \text{III.1.13}$$

$$i_c = \left[\frac{K_1 FC T + K_2}{K_1 T + K_2} \right] \frac{2}{3} l i_{\text{máx.}}$$

Que se puede escribir también de la siguiente forma:

$$i_c = \frac{2A}{3B} l i_{\text{máx.}}$$

$$\text{y como } l i_{\text{máx.}} = I_{\text{máx.}}$$

$$i_c = \frac{2}{3} \frac{A}{B} I_{\text{máx.}} \quad \text{III.1.14}$$

La ecuación (III.1.13) es la bien conocida regla de los dos tercios y el resultado indica que la localización es constante e independiente de: A o de B. La capacidad C del banco de capacitores si es función de A/B, o sea que depende de los valores de K_1 , K_2 , FC y T.

III.1.c. ALIMENTADOR CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA Y CALIBRE CONSTANTE DEL CONDUCTOR, CON DOS BANCOS DE CAPACITORES.

En la fig. III.1.3 se ilustra este caso, los bancos C_1 y C_2 se instalan a la distancia l_{c_1} y l_{c_2} respectivamente.

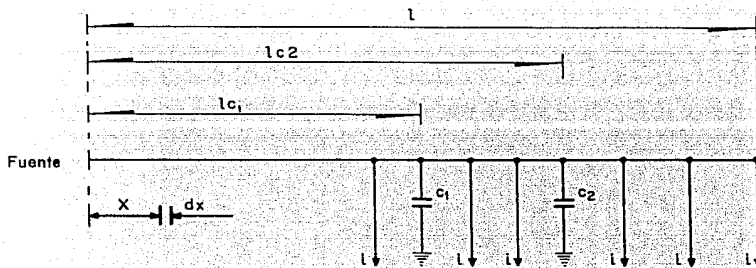


Fig III.1.3

Siguiendo el mismo procedimiento:

La inserción de dos bancos de capacitores C_1 y C_2 a las distancias lc_2 modifica las pérdidas de la siguiente manera:

$$L_{3\phi} = 3Y \left[\int_0^{lc_1} [i(l-x) - i_{C_1} - i_{C_2}]^2 dx + \int_{lc_1}^{lc_2} [i(l-x) - i_{C_2}]^2 dx + \int_{lc_2}^l [i(l-x)]^2 dx \right]$$

Como se puede observar se tienen 3 integrales en esta ecuación, resolviendo cada una de ellas por separado resulta:

$$\int_0^l i_{c_1} \{i(l-x) - i_{c_1} - i_{c_2}\}^2 dx = -\frac{1}{3} i^2 (l - l_{c_1})^3 + i_{c_1} i (l - l_{c_1})^2 + i i_{c_2} (l - l_{c_1})^2 + 2 i_{c_1} i_{c_2} l_{c_1} + i_{c_1}^2 l_{c_1} + i_{c_2}^2 l_{c_1} + \frac{1}{3} i^2 l^3 - i_{c_1} i l^2 - i_{c_2} i l^2 \quad (a)$$

$$\int_{l_{c_1}}^l i_{c_2} \{i(l-x) - i_{c_2}\}^2 dx = -\frac{1}{3} i^2 (l - l_{c_2})^3 + i_{c_2} i (l - l_{c_2})^2 + i_{c_2}^2 l_{c_2} + \frac{1}{3} i^2 (l - l_{c_1})^3 - i_{c_2} i (l - l_{c_1})^2 - i_{c_2}^2 l_{c_1} \quad (b)$$

$$\int_{l_{c_2}}^l i^2 (l-x)^2 dx = \frac{1}{3} i^2 (l - l_{c_2})^3 \quad (c)$$

Las pérdidas de potencia se obtienen sumando las ecuaciones a, b y c; por lo tanto:

$$I_{3\phi} = 3Y [i_{c_1} i (l - l_{c_1})^2 + 2 i_{c_1} i_{c_2} l_{c_1} + i_{c_1}^2 l_{c_1} + \frac{1}{3} i^2 l^3 - i_{c_1} i l^2 - i_{c_2} i l^2 + i_{c_2} i (l - l_{c_2})^2 + i_{c_2}^2 l_{c_2}] \quad \text{III.1.15}$$

La reducción de pérdidas de potencia se obtiene restando la ecuación (III.1.15) de la ecuación (III.1.2).

$$\Delta I_{3\phi} = -3Y [i \{i_{c_1} (l_{c_1}^2 - 2ll_{c_1}) + i_{c_2} (l_{c_2}^2 - 2ll_{c_2})\} + \{i_{c_1}^2 l_{c_1} + i_{c_2}^2 l_{c_2} + 2 i_{c_1} i_{c_2} l_{c_1}\}] \quad \text{III.1.16}$$

Si las pérdidas instantáneas de la ecuación (III.1.15) son integradas con respecto al tiempo cuando la carga sigue un ciclo de carga, entonces se obtienen las pérdidas de energía:

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} dt$$

Si el factor de pérdidas F.Per es igual a $i^2/i_{m\acute{a}x}^2$.

Y el factor de carga FC es igual $i/i_{m\acute{a}x}$.

Entonces:

$$i^2 = F.Per. i_{m\acute{a}x}^2 \quad i = FC i_{m\acute{a}x}$$

Por lo tanto:

$$E_{3\phi} = 3\gamma \left[i_{c_1} FC i_{m\acute{a}x} (\ell - \ell_{c_1})^2 + 2 i_{c_1} i_{c_2} \ell_{c_1} + i_{c_1}^2 \ell_{c_1} + \frac{1}{3} F.Per. i_{m\acute{a}x}^2 \ell^3 - i_{c_1} FC i_{m\acute{a}x} \ell^2 - i_{c_2} F.C i_{m\acute{a}x} \ell^2 + i_{c_2} F.C i_{m\acute{a}x} (\ell - \ell_{c_2})^2 + i_{c_2}^2 \ell_{c_2} \right] T \quad \text{III.1.17}$$

Y la reducción de pérdidas se obtiene restando la ecuación (III.1.17) de la (III.1.2)

$$\Delta E_{3\phi} = -3\gamma \left[T FC i_{m\acute{a}x} \left[i_{c_1} (\ell^2 - 2\ell_{c_1} \ell) + i_{c_2} (\ell^2 - 2\ell_{c_2} \ell) + T \left[i_{c_1}^2 \ell_{c_1} + i_{c_1}^2 \ell_{c_2} + 2 i_{c_1} i_{c_2} \ell_{c_1} \right] \right] \right] \quad \text{III.1.18}$$

Seguindo el mismo procedimiento que para el caso de un capacitor, el monto del ahorro ΔC_s que se obtiene es:

$$\Delta C_s = K_1 \Delta E_{3,\phi} + K_2 \Delta L_{3,\phi}$$

Sustituyendo las ecuaciones (III.1.16) y (III.1.18) en la anterior, agrupando términos y sacando factores comunes, se obtiene:

$$\begin{aligned} \Delta C_s = & -3\gamma [A [(l_{c_1}^2 - 2ll_{c_1}) i_{c_1} + (l_{c_2}^2 - 2ll_{c_2}) i_{c_2}] i_{\text{máx.}} \\ & + B [i_{c_1}^2 l_{c_1} + i_{c_2}^2 l_{c_2} + 2 i_{c_1} i_{c_2} l_{c_1}]] \end{aligned} \quad \text{III.1.19}$$

donde:

$$A = K_1 FC T + K_2$$

$$B = K_1 T + K_2$$

En este caso ΔC_s es una función de cuatro variables independientes: l_{c_1} , l_{c_2} , i_{c_1} e i_{c_2} . Si se deriva parcialmente la ecuación (III.1.19) con respecto a cada una de estas variables, se iguala a cero cada derivada y se resuelve el sistema de cuatro ecuaciones simultáneas, se logran las expresiones que proporcionan los valores de las cuatro variables para obtener los máximos ahorros.

$$\frac{\delta \Delta C_S}{\delta l_{c_1}} = 0 = 2A i_{\text{máx.}} i_{c_1} (l_{c_1} - l) + B[i_{c_1}^2 + 2 i_{c_1} i_{c_2}] \quad \text{"A"}$$

$$\frac{\delta \Delta C_S}{\delta l_{c_2}} = 0 = 2A i_{\text{máx.}} i_{c_2} (l_{c_2} - l) + B i_{c_2}^2 \quad \text{"B"}$$

$$\frac{\delta \Delta C_S}{\delta i_{c_1}} = 0 = A i_{\text{máx.}} (l_{c_1}^2 - 2ll_{c_1}) + 2l_{c_1} B (i_{c_1} + i_{c_2}) \quad \text{"C"}$$

$$\frac{\delta \Delta C_S}{\delta i_{c_2}} = 0 = A i_{\text{máx.}} (l_{c_2}^2 - 2ll_{c_2}) + 2B (i_{c_1} l_{c_1} + i_{c_2} l_{c_2}) \quad \text{"D"}$$

Al conjunto de ecuaciones "A, B, C y D" las llamaremos ecuación III.1.20., simplificando las ecuaciones (III.1.20), y resolviendo el sistema.

- 1o. Se multiplica la ecuación (A) por -1 y se suma a la ecuación (B) y resulta la ecuación (E).

$$2 A i_{\text{máx.}} (l_{c_2} - l_{c_1}) = B (i_{c_1} + i_{c_2}) \quad \text{"E"}$$

- 2o. Se divide la ecuación (E) entre la (C) y resulta:

$$l_{c_2} = \frac{3}{4} l_{c_1} + \frac{1}{2} l \quad \text{"F"}$$

- 3o. Se suman las ecuaciones (A) y (C)

$$i_{c_1} = \frac{A}{B} i_{\text{máx.}} l_{c_1} \quad \text{"G"}$$

4o. Se sustituye la ecuación (G) en la (C) y se obtiene:

$$i_{c_2} = \frac{A}{B} i_{\text{máx.}} \left(\ell - \frac{3}{2} \ell_{c_1} \right) \quad \text{"H"}$$

Sustituyendo las ecuaciones (F), (G) y (H) en la ecuación (D) da como resultado la siguiente ecuación cuadrática:

$$\ell_{c_1}^2 - \frac{12}{5} \ell \ell_{c_1} + \frac{4}{5} \ell^2 = 0$$

y resolviéndola se obtiene:

$$\ell_{c_1} = \frac{2}{5} \ell$$

y sustituyendo ésta en (F), resulta que:

$$\ell_{c_2} = \frac{4}{5} \ell \quad \text{III.1.20}$$

y sustituyendo a ésta en (G) y (H)

$$i_{c_1} = \frac{2}{5} \frac{A}{B} I_{\text{máx.}} \quad ; \quad i_{c_2} = \frac{2}{5} \frac{A}{B} I_{\text{máx.}} \quad \text{III.1.21}$$

Al conjunto de ecuaciones anteriores se les puede llamar la regla de las dos quintas. Como se puede observar - -
 $i_{c_1} = i_{c_2}$ por lo tanto:

$$i_{c_T} = i_{c_1} + i_{c_2} = \frac{4}{5} \frac{A}{B} I_{\text{máx.}} \quad \text{III.1.22}$$

III.1.d. ALIMENTADOR UNIFORMEMENTE CARGADO Y CALIBRE
CONSTANTE DEL CONDUCTOR, CON n BANCOS DE CA
PACITORES.

Para n bancos de capacitores $C_1, C_2, C_3, \dots, C_n$ instalados a $l_{c_1}, l_{c_2}, l_{c_3}, \dots, l_{c_n}$ respectivamente, se tiene el siguiente desarrollo. Ver Fig.ⁿ III.1.4

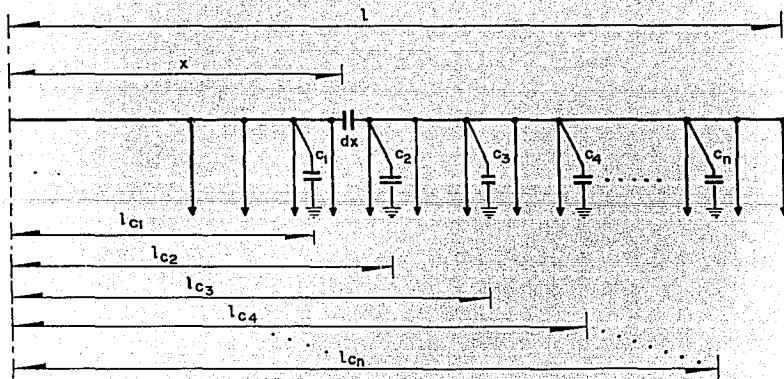


Fig III.1.4

Las pérdidas de potencia se obtienen de la siguiente manera:

$$L_3\phi = 3\gamma \left[\int_0^{\ell} i_{c_1}^2 [i(\ell-x) - i_{c_1} - i_{c_2} - i_{c_3} - \dots - i_{c_n}]^2 dx + \int_0^{\ell} i_{c_2}^2 [i(\ell-x) - i_{c_2} - i_{c_3} - i_{c_4} - \dots - i_{c_n}]^2 dx + \int_0^{\ell} i_{c_3}^2 [i(\ell-x) - i_{c_3} - i_{c_4} - i_{c_5} - \dots - i_{c_n}]^2 dx + \dots + \int_0^{\ell} i_{c_n}^2 [i(\ell-x)]^2 dx \right]$$

Resolviendo las n integrales de la ecuación anterior y sumando los resultados y ordenandolos, se obtiene:

$$L_3\phi = 3\gamma \left[\frac{1}{3} i^2 \ell^3 + i_{c_1}^2 i^2 (\ell - \ell_{c_1})^2 + i_{c_2}^2 i^2 (\ell - \ell_{c_2})^2 + i_{c_3}^2 i^2 (\ell - \ell_{c_3})^2 + \dots + i_{c_n}^2 i^2 (\ell - \ell_{c_n})^2 - i_{c_1}^2 i^2 \ell^2 - i_{c_2}^2 i^2 \ell^2 - i_{c_3}^2 i^2 \ell^2 - \dots - i_{c_n}^2 i^2 \ell^2 + 2 i_{c_1} i_{c_2} \ell_{c_1} + 2 i_{c_1} i_{c_3} \ell_{c_1} + \dots + 2 i_{c_1} i_{c_n} \ell_{c_1} + 2 i_{c_2} i_{c_3} \ell_{c_2} + \dots + 2 i_{c_2} i_{c_n} \ell_{c_2} + 2 i_{c_3} i_{c_4} \ell_{c_3} + \dots + 2 i_{c_3} i_{c_n} \ell_{c_3} + \dots + 2 i_{c_{n-1}} i_{c_n} \ell_{c_{n-1}} + i_{c_1}^2 \ell_{c_1} + i_{c_2}^2 \ell_{c_2} + i_{c_3}^2 \ell_{c_3} + \dots + i_{c_n}^2 \ell_{c_n} \right] \quad \text{III.1.23}$$

Para obtener la reducción en las pérdidas, debido a la - instalación de n bancos de capacitores, se resta la ecuación (III.1.23) de la (III.1.2) haciendo la sustracción, agrupando términos, simplificando y sacando como factor común a i, resulta:

$$\begin{aligned} \Delta L_{3\phi} = & -3\gamma [i_{c_1} (\ell_{c_1}^2 - 2\ell\ell_{c_1}) + i_{c_2} (\ell_{c_2}^2 - 2\ell\ell_{c_2}) + i_{c_3} (\ell_{c_3}^2 - 2\ell\ell_{c_3}) + \\ & + \dots + i_{c_n} (\ell_{c_n}^2 - 2\ell\ell_{c_n})] + [i_{c_1}^2 \ell_{c_1} + i_{c_2}^2 \ell_{c_2} + i_{c_3}^2 \ell_{c_3} + \dots + i_{c_n}^2 \ell_{c_n} + \\ & + 2i_{c_1} \ell_{c_1} (i_{c_2} + i_{c_3} + \dots + i_{c_n}) + 2i_{c_2} \ell_{c_2} (i_{c_3} + \dots + i_{c_n}) + 2i_{c_3} \ell_{c_3} \\ & (i_{c_4} + \dots + i_{c_n}) + \dots + 2i_{c_{n-1}} \ell_{c_{n-1}} i_{c_n}] \end{aligned} \quad \text{III.1.24}$$

Si las pérdidas instantáneas de la ecuación (III.1.23) - se integran con respecto al tiempo cuando la carga sigue un - ciclo, se obtienen las pérdidas de energía:

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} dt$$

Resolviendo la integral, sustituyendo límites y los factores de carga y pérdidas, agrupando y simplificando resulta:

$$\begin{aligned} E_{3\phi} = & 3\gamma \left[\frac{1}{3} F \cdot \text{Per } i_{\text{máx}}^2 \ell^3 + FC i_{\text{máx}} [i_{c_1} (\ell_{c_1}^2 - 2\ell\ell_{c_1}) + \right. \\ & \left. + i_{c_2} (\ell_{c_2}^2 - 2\ell\ell_{c_2}) + i_{c_3} (\ell_{c_3}^2 - 2\ell\ell_{c_3}) + \dots + i_{c_n} \right] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& (\ell_{c_n}^2 - 2\ell\ell_{c_n}) + [i_{c_1}^2 \ell_{c_1} + i_{c_2}^2 \ell_{c_2} + i_{c_3}^2 \ell_{c_3} + \dots + \\
& i_{c_n}^2 \ell_{c_n} + 2i_{c_1} \ell_{c_1} (i_{c_2} + i_{c_3} + \dots + i_{c_n}) + 2i_{c_2} \ell_{c_2} (i_{c_3} + \\
& + \dots + i_{c_n}) + 2i_{c_3} \ell_{c_3} (i_{c_4} + \dots + i_{c_n}) + \dots + 2i_{c_{n-1}} \ell_{c_{n-1}} i_{c_n}] T \quad \text{III.1.25}
\end{aligned}$$

Restando la ecuación anterior de la ecuación de pérdidas de energía sin capacitores (III.1.3), se obtiene la reducción de pérdidas de energía.

$$\begin{aligned}
\Delta E_{3\phi} = & -3Y [FC i_{\max} [i_{c_1} (\ell_{c_1}^2 - 2\ell\ell_{c_1}) + i_{c_2} (\ell_{c_2}^2 - 2\ell\ell_{c_2}) + i_{c_3} (\ell_{c_3}^2 - 2\ell\ell_{c_3}) + \\
& + \dots + i_{c_n} (\ell_{c_n}^2 - 2\ell\ell_{c_n})] + [i_{c_1}^2 \ell_{c_1} + i_{c_2}^2 \ell_{c_2} + i_{c_3}^2 \ell_{c_3} + \dots + i_{c_n}^2 \ell_{c_n} + 2i_{c_1} \ell_{c_1} \\
& (i_{c_2} + i_{c_3} + \dots + i_{c_n}) + 2i_{c_2} \ell_{c_2} (i_{c_3} + \dots + i_{c_n}) + 2i_{c_3} \ell_{c_3} (i_{c_4} + \dots + i_{c_n}) \\
& + \dots + \dots + 2i_{c_{n-1}} \ell_{c_{n-1}} i_{c_n}] T \quad \text{III.1.26}
\end{aligned}$$

Y la ecuación con la cual se obtiene el monto del ahorro debido a la instalación de los n bancos es la siguiente:

$$\begin{aligned}
\Delta C_s = & -3\gamma [A[i_{c_1}(\rho_{c_1}^2 - 2\lambda_{c_1}) + i_{c_2}(\rho_{c_2}^2 - 2\lambda_{c_2}) + i_{c_3}(\rho_{c_3}^2 - 2\lambda_{c_3}) + \\
& + \dots + i_{c_n}(\rho_{c_n}^2 - 2\lambda_{c_n})] i_{\max} + B [i_{c_1}^2 \ell_{c_1} + i_{c_2}^2 \ell_{c_2} + i_{c_3}^2 \ell_{c_3} + \\
& + \dots + i_{c_n}^2 \ell_{c_n} + 2i_{c_1} \ell_{c_1} (i_{c_2} + i_{c_3} + \dots + i_{c_n}) + 2i_{c_2} \ell_{c_2} (i_{c_3} + \dots + \\
& i_{c_n}) + 2i_{c_3} \ell_{c_3} (i_{c_4} + \dots + i_{c_n}) + \dots + \dots + 2i_{c_{n-1}} \ell_{c_{n-1}} i_{c_n}] \quad \text{III.1.27}
\end{aligned}$$

donde:

$$A = K_1 FC T + K_2$$

y

$$B = K_1 T + K_2$$

Para obtener los máximos ahorros se deriva parcialmente la ecuación (III.1.27) con respecto a cada una de sus variables y se igualan a cero, así:

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta \ell_{c_n}} = 0$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta i_{c_n}} = 0$$

donde n: 1, 2, 3,, n.

Y se obtienen $2n$ ecuaciones con $2n$ incógnitas. Y resolviéndolas simultáneamente se llega a que las localizaciones y capacidades que producen los máximos ahorros son:

$$l_{c_Y} = \frac{2\gamma}{2n+1} l$$

III.1.28

$$i_{c_Y} = \frac{2}{2n+1} \frac{A}{B} I_{\text{máx.}}$$

donde: $\gamma: 1, 2, 3, \dots, n$

$n: 1, 2, 3, \dots, n$

El grupo de ecuaciones anteriores puede ser llamado la regla de los $2/2n+1$ y es una generalización de las ecuaciones (III.1.13) y (III.1.14) y (III.1.21), e indica que para las condiciones impuestas, es decir alimentador uniformemente cargado, con calibre de conductor constante, las localizaciones son fijas e independientes de K_1 , K_2 , FC y T; y que las capacidades de todos los bancos son iguales para cada caso, pero varían con éstas constantes.

III.1.e. ALIMENTADOR CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA Y CALIBRE DE CONDUCTOR CONSTANTE, CON UN BANCO DE CAPACITORES FIJO Y UNO DESCONECTABLE.

Considerando que los capacitores desconectables permanecen unidos al circuito sólo durante un tiempo T_d , la fórmula puede ser derivada de la ecuación de n bancos de capacitores.

Se pueden diferenciar dos casos: primero cuando el banco

fijo está más cerca de la fuente, que el desconectable; y segundo cuando el banco desconectable está más cerca de la fuente que el fijo.

Considerando que i_{cf} es la corriente de los capacitores fijos; y que i_{cs} , es la corriente de los capacitores desconectables; y que $A = K_1 T FC + K_2$ y $B = K_1 T + K_2$ permanecen válidos para los condensadores fijos los cuales permanecen conectados al circuito durante todo el tiempo T y que para los capacitores desconectables serán dos nuevos coeficientes que son:

$$A_s = K_1 T_s FC_s + K_2$$

y

$$B_s = K_1 T_s + K_2$$

Por lo que se estudiará cada uno de los dos casos independientemente: primero los capacitores fijos están más cerca de la fuente que los capacitores desconectables.

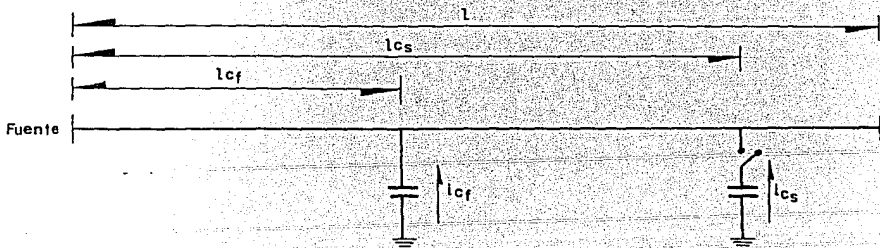


Fig III.1.5

Este primer caso se va a manejar inicialmente como si fueran dos bancos fijos. Entonces las pérdidas de potencia trifásicas se modifican de la siguiente manera:

$$L_{3\phi} = 3\gamma \left[\int_0^{\ell_{cf}} [i(\ell-x) - i_{cf} - i_{cs}]^2 dx + \int_{\ell_{cf}}^{\ell} [i(\ell-x) - i_{cs}]^2 dx + \int_0^{\ell_{cs}} [i(\ell-x)]^2 dx \right]$$

Resolviendo las tres integrales de $L_{3\phi}$, reduciendo términos y sumando sus resultados se obtiene:

$$L_{3\phi} = 3\gamma \left[i_{cf}^2 i(\ell - \ell_{cf})^2 + 2i_{cf} i_{cs} \ell_{cf} + i_{cf}^2 \ell_{cf} + \frac{1}{3} i^2 \ell^3 - i_{cf} i \ell^2 - i_{cs} i \ell^2 + i_{cs} i(\ell - \ell_{cs})^2 + i_{cs}^2 \ell_{cs} \right] \quad \text{III.1.29}$$

Las pérdidas de potencia trifásica dadas por la ecuación (III.1.29) se calcularon cuando están los dos bancos de capacitores conectados, es decir el banco fijo y el banco desconectable, que sería en las horas de máxima demanda; y como se puede observar si se hace a $i_{cf} = i_{c1}$ y $\ell_{cf} = \ell_{c1}$ y también a $i_{cf} = i_{c2}$ y $\ell_{cs} = \ell_{c2}$ y se substituyen en la ecuación --- (III.1.16) se obtiene el mismo resultado que cuando se considero el caso de dos bancos fijos; además, para corroborar que se está en lo cierto, en las horas diferentes a las de demanda máxima el banco desconectable no se encuentra conectado al circuito por lo tanto $i_{cs} = 0$ y la ecuación (III.1.29) se reduce a:

$$L_{3\phi} = 3\gamma \left[i_{cf}^2 i(\ell - \ell_{cf})^2 + i_{cf}^2 \ell_{cf} + \frac{1}{3} i^2 \ell^3 - i_{cf} i \ell^2 \right]$$

que comparandola con la ecuación (III.1.5) resultan idénticas.

La modificación en las pérdidas de potencia se obtiene - de la misma manera, restando la ecuación (III.1.29) de la - - (III.1.2).

$$\Delta L_{3\phi} = -3\gamma [i_{cf} i (\ell_{cf}^2 - 2\ell_{cf} \ell) + i_{cf}^2 \ell_{cf} + i_{cs} i (\ell_{cs}^2 - 2\ell_{cs} \ell) + i_{cs}^2 \ell_{cs} + 2i_{cf} i_{cs} \ell_{cf}] \quad \text{III.1.30}$$

Ahora se calculan las pérdidas de energía, diferenciando tiempos y factores de pérdidas y carga para cada banco, éstos es:

- T = Tiempo que permanece conectado al banco fijo
- T_s = tiempo que permanece conectado al banco desconectable
- FC = factor de carga para el banco fijo
- F.P = factor de pérdidas para el banco fijo
- FC_s = factor de carga para el banco desconectable
- F.P_s = factor de pérdidas para el banco desconectable

Entonces:

$$E_{3\phi} = \int_0^T L_{3\phi} dt$$

$$E_{3\phi} = 3\gamma \left[[i_{cf} FC i_{m\acute{a}x} (\ell_{cf}^2 - 2\ell_{cf} \ell) + i_{cf}^2 \ell_{cf} + \frac{1}{3} F.P. i_{m\acute{a}x}^2 \ell^3] T + [i_{cs} FC_s i_{m\acute{a}x} (\ell_{cs}^2 - 2\ell_{cs} \ell) + i_{cs}^2 \ell_{cs} + 2i_{cf} i_{cs} \ell_{cf}] T_s \right] \quad \text{III.1.31}$$

y la reducción de las pérdidas de energía es:

$$\Delta E_{3\phi} = -3\gamma \left[[i_{cf} FC i_{m\acute{a}x} (\ell_{cf}^2 - 2\ell_{cf} \ell) + i_{cf}^2 \ell_{cf}] T + \right. \\ \left. [i_{cs} FC i_{m\acute{a}x} (\ell_{cs}^2 - 2\ell_{cs} \ell) + i_{cs}^2 \ell_{cs} + 2i_{cf} i_{cs} \ell_{cf}] T_s \right] \quad \text{III.1.32}$$

La reducción en los costos es:

$$\Delta C_s = K_1 \Delta E_{3\phi} + K_2 \Delta L_{3\phi}$$

Considerando:

$$A = K_1 T FC + K_2 \quad ; \quad B = K_1 T + K_2$$

$$A_s = K_1 T_s FC_s + K_2 \quad ; \quad B_s = K_1 T_s + K_2$$

Agrupando términos y sacando factores comunes se obtiene:

$$\Delta C_s = -3\gamma \left[A i_{cf} i_{m\acute{a}x} (\ell_{cf}^2 - 2\ell_{cf} \ell) + B i_{cf}^2 \ell_{cf} \right. \\ \left. + A_s i_{cs} i_{m\acute{a}x} (\ell_{cs}^2 - 2\ell_{cs} \ell) + B_s (i_{cs}^2 \ell_{cs} + 2i_{cf} i_{cs} \ell_{cf}) \right] \quad \text{III.1.33}$$

2do.- Los condensadores desconectables están más cerca de la fuente que los condensadores fijos.

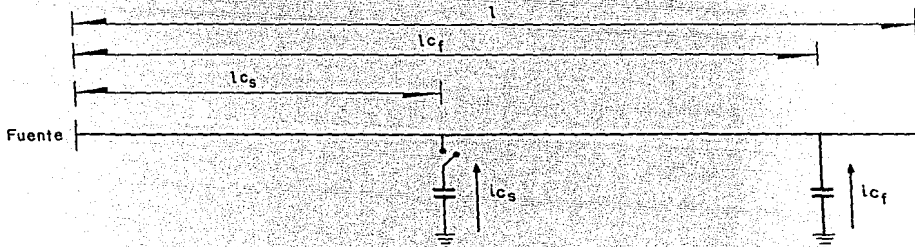


Fig III.1.6

Este caso se asemeja al caso anterior, llegándose a ecuaciones con la misma estructura; pero, habiéndose desarrollado completamente el primer caso, el segundo se va a derivar a partir de las ecuaciones de $\Delta L_{3\phi}$ y $\Delta E_{3\phi}$ del caso de dos bancos de condensadores fijos. Teniendo en cuenta que:

$$i_{c_1} = i_{cs}, \quad l_{c_1} = l_{cs}, \quad i_{c_2} = i_{cf} \text{ y } l_{c_2} = l_{cf}$$

Entonces:

$$\Delta L_{3\phi} = -3\gamma [i_{\text{máx}}^2 i_{cs}^2 (l_{cs}^2 - 2l_{cs} l) + i_{cf}^2 (l_{cf}^2 - 2l_{cf} l)] \\ + [i_{cs}^2 l_{cs}^2 + i_{cf}^2 l_{cf}^2 + 2i_{cs} i_{cf} l_{cs} l]$$

Agrupando términos:

$$\Delta L_{3\phi} = -3\gamma \left[i_{\text{máx}} i_{\text{cf}} (\ell_{\text{cf}}^2 - 2\ell_{\text{cf}} \ell) + i_{\text{cf}}^2 \ell_{\text{cf}} \right] +$$

$$\left[i_{\text{máx}} i_{\text{cs}} (\ell_{\text{cs}}^2 - 2\ell_{\text{cs}} \ell) + i_{\text{cs}}^2 \ell_{\text{cs}} + 2i_{\text{cs}} i_{\text{cf}} \ell_{\text{cs}} \right] \quad \text{III.1.34}$$

Y $\Delta E_{3\phi}$ es:

$$\Delta E_{3\phi} = -3\gamma \left[T \left(FC i_{\text{máx}} i_{\text{cf}} (\ell_{\text{cf}}^2 - 2\ell_{\text{cf}} \ell) + i_{\text{cf}}^2 \ell_{\text{cf}} \right) + T_s \right.$$

$$\left. \left[FC_s i_{\text{máx}} i_{\text{cs}} (\ell_{\text{cs}}^2 - 2\ell_{\text{cs}} \ell) + i_{\text{cs}}^2 \ell_{\text{cs}} + 2i_{\text{cs}} i_{\text{cf}} \ell_{\text{cs}} \right] \right] \quad \text{III.1.35}$$

sustituyendo las ecuaciones (III.1.34) y (III.1.35) en la ecuación de costos se tiene:

$$\Delta C_S = -3\gamma \left[A i_{\text{cf}} i_{\text{máx}} (\ell_{\text{cf}}^2 - 2\ell_{\text{cf}} \ell) + B i_{\text{cf}}^2 + A_s i_{\text{cs}} i_{\text{máx}} \right.$$

$$\left. (\ell_{\text{cs}}^2 - 2\ell_{\text{cs}} \ell) + B_s (i_{\text{cs}}^2 \ell_{\text{cs}} + 2i_{\text{cs}} i_{\text{cf}} \ell_{\text{cs}}) \right] \quad \text{III.1.36}$$

Utilizando de nuevo conceptos introducidos por Cook, dos nuevos términos se añaden a las ecuaciones (III.1.33) y -- (III.1.35), para considerar los costos de los capacitores fijos y desconectables.

$$- K_3 i_{\text{cs}} \quad \text{y} \quad - K_4 i_{\text{cf}} \quad \text{III.1.37}$$

Donde:

K_3 = constante que transforma los KVAR del banco desconectable a unidades monetarias.

K_4 = constante que transforma los KVAR del banco fijo a unidades monetarias.

En ambos casos nuevamente hay cuatro variables independientes, i_{cf} , i_{cs} , i_{cf} e i_{cs} con cuatro ecuaciones simultáneas que resultan de derivar parcialmente a ΔC_s con respecto a cada una de ellas. Pero además, el tiempo T_s durante el cual los capacitores desconectables estarán en servicio, influirá en los resultados de localización y capacidad óptimas. Por lo tanto, T_s es una quinta variable independiente; y una condición necesaria para lograr un máximo en los ahorros es - - $(\delta \Delta C_s / \delta T_s) = 0$, la cual proporcionará una quinta ecuación.

Efecto del tiempo de puesta en servicio de los capacitores desconectables.

Considerando la curva de duración de carga, para la corriente reactiva, mostrada en la fig. III.1.7

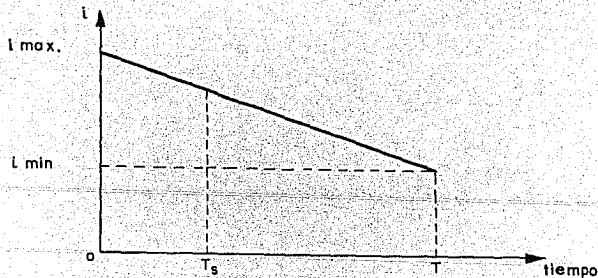


Fig III.1.7

La ecuación que describe la recta de la figura es:

$$i = i_{\text{máx}} - \frac{i_{\text{máx}} - i_{\text{min}}}{T} t \quad \text{III.1.38}$$

Donde todas las variables han sido usadas; sólo se insiste en que T_s es el tiempo en que los bancos desconectables permanecen unidos al circuito.

El factor de carga para el tiempo T_s es:

$$FC_s = \frac{i}{i_{\text{máx}}}$$

pero:

$$i = \frac{\int_0^{T_s} i \, dt}{T_s} = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} i \, dt$$

entonces:

$$FC_s = \frac{1}{T_s i_{\text{máx}}} \int_0^{T_s} i \, dt$$

Substituyendo (III.1.38) en la ecuación anterior:

$$FC_s = \frac{1}{T_s i_{\text{máx}}} \int_0^{T_s} i_{\text{máx}} \left(1 - \frac{1-\gamma_a}{T} t\right) dt$$

donde: $\gamma_a = i_{\text{min}} / i_{\text{máx}}$

Integrando:

$$FC_s = 1 - \frac{1-\gamma_a}{2T} T_s \gamma \quad FC_s T_s = T_s - \frac{1-\gamma_a}{2T} T_s^2 \quad \text{III.1.39}$$

Para completar el análisis, regresemos a la ecuación -- (III.1.36) complementada por los términos (III.1.37) y escribiendo.

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta l_{cf}} = 2A i_{\text{máx}} (l_{cf} - l) + B i_{cf} + 2B_s i_{cs} = 0 \quad \text{III.1.40}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta i_{cf}} = A i_{\text{máx}} l_{cf} (l_{cf} - 2l) + 2B i_{cf} l_{cf} + 2B_s i_{cs} l_{cf} + \frac{k}{Y} = 0 \quad \text{III.1.41}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta l_{cs}} = 2A_s i_{\text{máx}} (l_{cs} - l) + B_s i_{cs} = 0 \quad \text{III.1.42}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta i_{cs}} = A_s i_{\text{máx}} l_{cs} (l_{cs} - 2l) + 2B_s i_{cs} l_{cs} + 2B_s i_{cf} l_{cf} + \frac{K}{Y} = 0 \quad \text{III.1.43}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta T_s} = i_{cs} l_{cs} + 2i_{cf} l_{cf} + i_{\text{máx}} (l_{cs}^2 - 2ll_{cs}) \left(1 - \frac{1-\gamma_a}{T_s}\right) = 0 \quad \text{III.1.44}$$

Este grupo de ecuaciones es válido cuando los capacitores desconectables están instalados después de los capacitores fijos. El caso contrario conduce al siguiente grupo de ecuaciones:

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta l_{cf}} = 2A i_{\text{máx}} (l_{cf} - l) + B i_{cf} = 0 \quad \text{III.1.45}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta i_{cf}} = A i_{m\acute{a}x} l_{cf} (l_{cf} - 2l) + 2B i_{cf} l_{cf} + 2B_s i_{cs} l_{cs} + \frac{K}{Y} = 0 \quad \text{III.1.46}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta l_{cs}} = 2A_s i_{m\acute{a}x} (l_{cs} - l) + B_s i_{cs} + 2B_s i_{cf} = 0 \quad \text{III.1.47}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta i_{cs}} = A_s i_{m\acute{a}x} l_{cs} (l_{cs} - l) + 2B_s i_{cs} l_{cs} + 2B_s i_{cf} l_{cs} + \frac{K}{Y} = 0 \quad \text{III.1.48}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta T_s} = i_{cs} + 2i_{cf} + i_{m\acute{a}x} (l_{cs} - 2l) \left(1 - \frac{1-\gamma_a}{T} T_s\right) = 0 \quad \text{III.1.49}$$

Este grupo de cinco ecuaciones no lineales constituyen las condiciones necesarias para un ahorro máximo.

III.2.a.- ALIMENTADOR CON CARGA DISTRIBUIDA AL AZAR Y CALIBRE VARIABLE DEL CONDUCTOR, CON UN BANCO DE CAPACITORES.

La figura III.1.8 muestra el diagrama unifilar de un -- alimentador con las condiciones descritas, con N derivaciones. El nodo N_1 representa el punto en donde se instala el banco y S representa a cualquier nodo del alimentador.

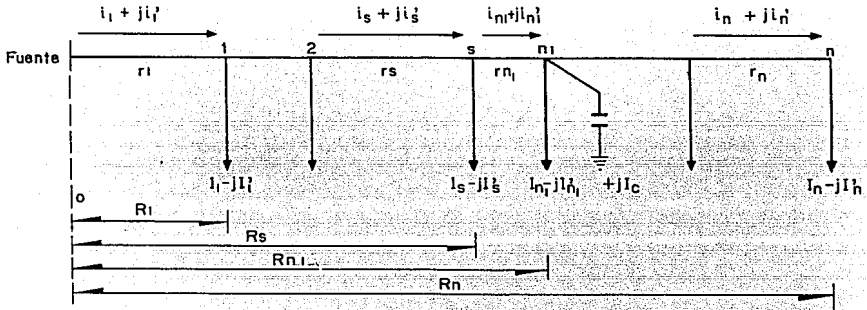


Fig III.1.8

La resistencia desde el inicio del alimentador a cada nodo es:

$$R_1 = Y_1 = \frac{1}{S=1} Y_s$$

$$R_2 = Y_1 + Y_2 = \sum_{S=1}^2 Y_s$$

⋮
⋮
⋮
⋮

$$R_N = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_5 + \dots + Y_n = \sum_{S=1}^n Y_s \quad \text{III.1.50}$$

Donde:

$Y_1, Y_2, \dots, Y_s, \dots, Y_n$, es la resistencia de cada uno de los tramos del alimentador (un tramo de un alimenta-

dor es aquella parte del mismo que esta entre dos nodos).

La corriente total en cada tramo del alimentador es la siguiente:

Para el tramo 1

$$\text{Corriente activa: } i_1 = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n = \sum_{s=1}^n I_s$$

$$\text{Corriente reactiva: } i'_1 = I'_1 + I'_2 + I'_3 + \dots + I'_n - I_c = \sum_{s=1}^n I'_s - I_c$$

Para el tramo 2

$$\text{Corriente activa: } i_2 = I_2 + I_3 + I_4 + \dots + I_n = \sum_{s=2}^n I_s$$

$$\text{Corriente reactiva: } i'_2 = I'_2 + I'_3 + I'_4 + \dots + I'_n - I_c = \sum_{s=2}^n I'_s - I_c$$

⋮
⋮
⋮
⋮
⋮
⋮

$$i_s = \sum_{s=s}^n I_s ; i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s ; i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s - I_c \text{ para } s < N_1$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s \text{ para } s > N_1 \quad \text{III.1.51}$$

Las pérdidas de potencia monofásicas que se tienen en cada tramo son:

$$L_1 = \gamma_1 |i_1|^2 = \gamma_1 \left[\left(\sum_{s=1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^n I'_s - I_c \right)^2 \right]$$

$$= \gamma_1 \left[\left(\sum_{s=1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^n I'_s \right)^2 - 2I_c \sum_{s=1}^n I'_s + I_c^2 \right]$$

$$L_2 = \gamma_2 |i_2|^2 = \gamma_2 \left[\left(\sum_{s=2}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=2}^n I'_s \right)^2 - 2I_c \sum_{s=2}^n I'_s + I_c^2 \right]$$

$$\dots$$

$$L_{n_1} = \gamma_{n_1} |i_{n_1}|^2 = \gamma_{n_1} \left[\left(\sum_{s=n_1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_1}^n I'_s \right)^2 - 2I_c \sum_{s=n_1}^n I'_s + I_c^2 \right]$$

$$L_{n_1+1} = \gamma_{n_1+1} |i_{n_1+1}|^2 = \gamma_{n_1+1} \left[\left(\sum_{s=n_1+1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_1+1}^n I'_s \right)^2 \right]$$

$$\dots$$

$$L_n = \gamma_n |i_n|^2 = \gamma_n \left[\left(\sum_{s=n}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n}^n I'_s \right)^2 \right]$$

III.1.52

La suma de las pérdidas monofásicas de cada tramo da -- como resultado las pérdidas monofásicas totales en el alimentador.

Como se puede observar, dentro del paréntesis de cada expresión de las pérdidas, los dos primeros términos corresponden a la corriente antes de instalar los capacitores y las demás representan la modificación en la corriente provocada por el banco instalado.

Los términos que contienen a I_c son los siguientes:

$$-2I_c Y_1 \sum_{s=1}^n I'_s + Y_1 I_c^2 = -2I_c (Y_1 I'_{1,1} + Y_1 I'_{1,2} + \dots + Y_1 I'_{1,n-1} + Y_1 I'_{1,n} + \dots + Y_1 I'_{1,n}) + Y_1 I_c^2$$

$$-2I_c Y_2 \sum_{s=2}^n I'_s + Y_2 I_c^2 = -2I_c (Y_2 I'_{2,2} + Y_2 I'_{2,3} + \dots + Y_2 I'_{2,n-1} + Y_2 I'_{2,n} + \dots + Y_2 I'_{2,n}) + Y_2 I_c^2$$

⋮

$$-2I_c Y_{n-1} \sum_{s=n-1}^n I'_s + Y_{n-1} I_c^2 = -2I_c (Y_{n-1} I'_{n-1,1} + Y_{n-1} I'_{n-1,2} + \dots + Y_{n-1} I'_{n-1,n}) + Y_{n-1} I_c^2$$

$$-2I_c Y_n \sum_{s=n}^n I'_s + Y_n I_c^2 = -2I_c (Y_n I'_{n,1} + \dots + Y_n I'_{n,n}) + Y_n I_c^2$$

Sumando todos estos términos, sacando factores comunes y agrupando términos se obtiene:

$$-2I_c Y_1 \sum_{s=1}^n I'_s + Y_1 I_c^2 - 2I_c Y_2 \sum_{s=2}^n I'_s + Y_2 I_c^2 - \dots - 2I_c Y_{n-1} \sum_{s=n-1}^n I'_s + Y_{n-1} I_c^2 +$$

$$Y_{n-1} I_c^2 - 2I_c Y_n \sum_{s=n}^n I'_s + Y_n I_c^2 = -2I_c [Y_1 I'_{1,1} + (Y_1 + Y_2) I'_{1,2} + \dots +$$

$$(Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{n-1}) I'_{1,n-1} + (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{n-1} + Y_n) I'_{1,n} + (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{n-1})$$

$$+ Y_n) I'_{n,1} + (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{n-1} + Y_n) I'_{n,2} + \dots + (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{n-1} + Y_n)$$

$$I'_n] + I_c^2 (Y_1 + Y_2 + \dots + Y_{n-1} + Y_n)$$

Y de acuerdo al grupo de ecuaciones (III.1.50), lo anterior se puede escribir de la siguiente forma:

$$-2I_c \sum_{s=1}^{n_1} Y_s \left(\sum_{s=1}^n I'_s \right) + I_c^2 \sum_{s=1}^{n_1} Y_s = (R_1 I'_1 + R_2 I'_2 + \dots + R_{n-1} I'_{n-1} + R_n I'_n) \\ + R_{n_1} I'_{n_1+1} + R_{n_1} I'_{n_1+2} + \dots + R_{n_1} I'_n (-2I_c) + R_{n_1} I_c^2 \quad \text{III.1.53}$$

Si se hace la siguiente modificación:

$$R_{n_1} I'_{n_1+1} = (R_{n_1} + Y_{n_1+1}) I'_{n_1+1} - Y_{n_1+1} I'_{n_1+1} \\ = R_{n_1+1} I'_{n_1+1} - Y_{n_1+1} I'_{n_1+1}$$

$$R_{n_1} I'_{n_1+2} = (R_{n_1} + Y_{n_1+1} + Y_{n_1+2}) I'_{n_1+2} - (Y_{n_1+1} + Y_{n_1+2}) I'_{n_1+2} \\ = R_{n_1+2} I'_{n_1+2} - (Y_{n_1+1} + Y_{n_1+2}) I'_{n_1+2}$$

⋮

$$R_{n_1} I'_n = R_n I'_n - (Y_{n_1+1} + Y_{n_1+2} + \dots + Y_n) I'_n$$

La ecuación (III.1.53) puede expresarse así:

$$\begin{aligned}
 -2I_c \sum_{s=1}^{n_1} \gamma_s \left(\sum_{s=1}^n I_s' \right) + I_c^2 \sum_{s=1}^n \gamma_s = & [R_1 I_1' + R_2 I_2' + \dots + R_{n_1-1} I_{n_1-1}' + R_{n_1} I_{n_1}' + \\
 & + R_{n_1+1} I_{n_1+1}' + R_{n_1+2} I_{n_1+2}' + \dots + R_n I_n' - (\gamma_{n_1+1} I_{n_1+1}' + (\gamma_{n_1+1} + \gamma_{n_1+2}) I_{n_1+2}' + \dots + \\
 & (\gamma_{n_1+1} + \gamma_{n_1+2} + \dots + \gamma_n) I_n'] (-2I_c) + R_{n_1} I_c^2
 \end{aligned}
 \tag{III.1.54}$$

Ahora, si $p_1 I_1'$, es el momento de la corriente reactiva I_1' con respecto al origen, con la distancia medida por la resistencia y la suma de los momentos para I_n' con respecto al origen es llamada M_0^n y la suma de momentos para I_n' con respecto al nodo n_1 es llamada $M_{n_1}^n$, entonces la ecuación con la que se obtienen las pérdidas totales monofásicas es la siguiente:

$$L = \sum_{s=1}^n L_s = M - 2I_c (M_0^n - I_{n_1}^n) + R_{n_1} I_c^2
 \tag{III.1.55}$$

Donde:

M = representa las pérdidas totales en el alimentador sin capacitores.

$$M = \sum_{s=1}^n \gamma_s \left[\left(\sum_{s=1}^n I_s' \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^n I_s' \right)^2 \right]$$

$$M_0^n = R_{11} I_1' + R_{22} I_2' + \dots + R_{n_1-1, n_1-1} I_{n_1-1}' + R_{n_1, n_1} I_{n_1}' + R_{n_1+1, n_1+1} I_{n_1+1}' + \dots + R_n I_n' \quad \text{III.1.56}$$

$$M_{n_1}^n = Y_{n_1+1} I_{n_1+1}' + (Y_{n_1+1} + Y_{n_1+2}) I_{n_1+2}' + \dots + (Y_{n_1+2} + Y_{n_1+3} + \dots + Y_n) I_n'$$

La reducción de las pérdidas de potencia se obtienen restando la ecuación (III.1.55) de la ecuación (III.1.56).

$$\Delta L = M - L = 2I_c (M_0^n - M_{n_1}^n) - R_{n_1} I_c^2$$

y para un circuito trifásico.

$$\Delta L_{3\phi} = 3 [2I_c (M_0^n - M_{n_1}^n) - R_{n_1} I_c^2] \quad \text{III.1.57}$$

Si la reducción en las pérdidas de potencia se integra con respecto al tiempo, cuando la carga sigue un ciclo, y se introduce el factor de carga, se obtiene la reducción en las pérdidas de energía.

$$\Delta E_{3\phi} = \int_0^T \Delta L_{3\phi} dt = 3 [2I_c FC T (M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx}} - R_{n_1} T I_c^2] \quad \text{III.1.58}$$

Si se sustituyen ambas reducciones en la ecuación de -- ahorros, agrupando términos y sacando factores comunes se obtiene la ecuación que da la reducción en los costos.

$$\Delta C_s = 3[2A I_c (M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx}} - B R_{n_1} I_c^2] \quad \text{III.1.59}$$

Donde:

$$A = k_1 FCT + k_2 Y \quad B = k_1 T + k_2$$

La primera ecuación para obtener los máximos ahorros es:

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_c} = 0 = 3[2A (M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx}} - 2B R_{n_1} I_c]$$

despejando a I_c

$$I_{c_{\text{óptimo}}} = \frac{A}{B} \frac{(M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx}}}{R_{n_1}} \quad \text{III.1.60}$$

Sustituyendo la ecuación anterior en la ecuación - - - (III.1.59) se obtienen los ahorros óptimos.

$$\Delta C_{s_{\text{ópt.}}} = 3 \frac{A^2}{B} \frac{(M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx}}^2}{R_{n_1}} \quad \text{III.1.61}$$

La segunda condición para obtener los máximos ahorros es la localización óptima. Esta se consigue calculando los ahorros en cada nodo por medio de la ecuación (III.1.61) y - en donde estos resulten mayores, es el punto en el cual los ahorros son máximos.

III.2.b.- ALIMENTADOR CON CARGA DISTRIBUIDA AL AZAR Y CALIBRE VARIABLE DEL CONDUCTOR, CON DOS BANCOS DE CAPACITORES.

En este caso los bancos C_1 y C_2 se encuentran localizados en los nodos N_1 y N_2 respectivamente, como lo indica la figura III.1.9.

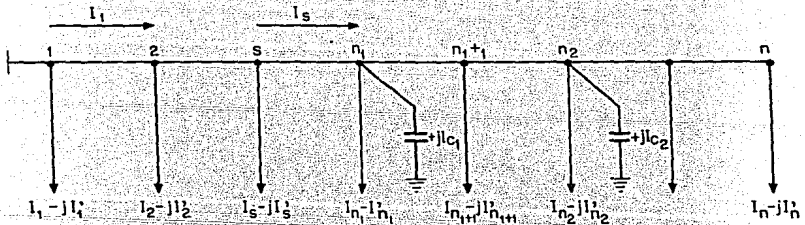


Fig. III.1.9

La corriente reactiva en los diferentes tramos es la siguiente:

$$i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s - (I_{c1} + I_{c2}) \quad \text{para} \quad s \leq N_1$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s - I_{c2} \quad \text{para} \quad N_1 < s \leq N_2$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s \quad \text{para} \quad s > N_2$$

Las pérdidas de potencia trifásicas que se tienen en cada tramo del alimentador son:

$$L_1 = 3\gamma_1 \left[\left(\sum_{s=1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^n I'_s \right)^2 - 2(I_{c_1} + I_{c_2}) \sum_{s=1}^n I'_s + (I_{c_1} + I_{c_2})^2 \right]$$

⋮

$$L_{n_1} = 3\gamma_{n_1} \left[\left(\sum_{s=n_1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_1}^n I'_s \right)^2 - 2(I_{c_1} + I_{c_2}) \sum_{s=n_1}^n I'_s + (I_{c_1} + I_{c_2})^2 \right]$$

$$L_{n_1+1} = 3\gamma_{n_1+1} \left[\left(\sum_{s=n_1+1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_1+1}^n I'_s \right)^2 - 2I_c \sum_{s=n_1+1}^n I'_s + I_c^2 \right]$$

⋮

$$L_{n_2} = 3\gamma_{n_2} \left[\left(\sum_{s=n_2}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_2}^n I'_s \right)^2 - 2I_{c_2} \sum_{s=n_2}^n I'_s + I_{c_2}^2 \right]$$

$$L_{n_2+1} = 3\gamma_{n_2+1} \left[\left(\sum_{s=n_2+1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_2+1}^n I'_s \right)^2 \right]$$

⋮

$$L_n = 3\gamma_n \left[\left(\sum_{s=n}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n}^n I'_s \right)^2 \right]$$

Si siguiendo el mismo procedimiento usado en el caso anterior, se llega a la expresión con la que se obtienen las pérdidas de potencia totales en el alimentador.

$$L_{3\phi} = \sum_{s=1}^n L_s = M + 3 \left[-2(I_{c_1} + I_{c_2}) (M_0^n - M_{n_1}^n) + R_{n_1} (I_{c_1} + I_{c_2})^2 - 2I_c (M_{n_1}^n - M_{n_2}^n) \right. \\ \left. + (R_{n_2} - R_{n_1}) I_{c_2}^2 \right] \quad \text{III.1.62}$$

y la reducción en las mismas pérdidas es:

$$\Delta L_{3\phi} = 3[2(I_{c_1} + I_{c_2})(M_o^n - M_{n_1}^n) - R_{n_1}(I_{c_1} + I_{c_2})^2 + 2I_{c_2}(M_{n_1}^n - M_{n_2}^n) - (R_{n_2} - R_{n_1})I_{c_2}^2] \quad \text{III.1.63}$$

Si la reducción en las pérdidas de potencia se integra con respecto al tiempo cuando la carga sigue un ciclo, se obtiene la reducción en las pérdidas de energía.

$$\Delta E_{3\phi} = 3T[2(I_{c_1} + I_{c_2}) FC (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} - R_{n_1}(I_{c_1} + I_{c_2})^2 + 2I_{c_2} FC (M_{n_1}^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}} - (R_{n_2} - R_{n_1}) I_{c_2}^2] \quad \text{III.1.64}$$

Y la ecuación con la que se calcula el monto del dinero ahorrado por la instalación de los dos bancos es:

$$\Delta C_{\$} = 3[2A[(I_{c_1} + I_{c_2})(M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} + I_{c_2}(M_{n_1}^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}] - B(R_{n_1} I_{c_1}^2 + R_{n_2} I_{c_2}^2 + 2R_{n_1} I_{c_1} I_{c_2})] \quad \text{III.1.65}$$

Donde:

$$A = K_1 T FC + K_2 \quad B = K_1 T + K_2$$

que se puede escribir así también:

$$\Delta C_S = 3[2A[I_{c_1} (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} + I_{c_2} (M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}] - B(R_{n_1} I_{c_1}^2 + R_{n_2} I_{c_2}^2 + 2R_{n_1} I_{c_1} I_{c_2})] \quad \text{III.1.66}$$

Siguiendo el mismo procedimiento, los máximos ahorros se obtienen cuando:

$$\frac{\delta \Delta C_S}{\delta I_{c_1}} = 0 = \frac{A}{B} \frac{(M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}}}{R_{n_1}} - I_{c_1} - I_{c_2}$$

$$\frac{\delta \Delta C_S}{\delta I_{c_2}} = 0 = \frac{A}{B} \frac{(M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}}{R_{n_2}} - \frac{R_{n_1}}{R_{n_2}} I_{c_1} - I_{c_2} \quad \text{III.1.67}$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (III.1.67) se encuentran las expresiones con las que se pueden conocer las capacidades óptimas de ambos bancos; y son:

$$I_{c_1}^{\text{ópt.}} = \frac{A}{B} \frac{R_{n_2} (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} - R_{n_1} (M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}}{R_{n_1} (R_{n_2} - R_{n_1})} \quad \text{III.1.68}$$

$$I_{c_2}^{\text{ópt.}} = \frac{A}{B} \frac{(M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}}{R_{n_2} - R_{n_1}} \quad \text{III.1.69}$$

Sustituyendo a $I_{c1 \text{ ópt.}}$ y a $I_{c2 \text{ ópt.}}$ en la ecuación - - - (III.1.66) se llega a la ecuación de ahorros óptimos. Por simplicidad se recomienda trabajar con:

$$I_{c1 \text{ ópt.}} = \frac{A}{B} \frac{(M_o^n - M_{n1}^n) \text{ máx.}}{R_{n1}} - I_{c2}$$

$$\Delta C_{s \text{ ópt.}} = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_o^n - M_{n1}^n)^2 \text{ máx.}}{R_{n1}} + \frac{(M_{n1}^n - M_{n2}^n)^2 \text{ máx.}}{R_{n2} - R_{n1}} \right] \quad \text{III.1.70}$$

III.2.c.- ALIMENTADOR CON CARGA DISTRIBUIDA AL AZAR Y CALIBRE VARIABLE DEL CONDUCTOR, CON "M" BANCOS DE CAPACITORES.

En la siguiente figura se ilustra este caso.

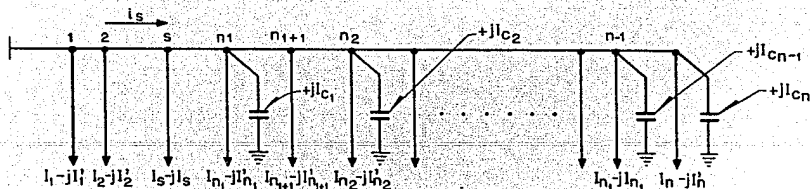


Fig III.1.10

La ecuación (III.1.66), que es:

$$\Delta C_S = 3[2A[I_1 (M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} + I_2 (M_0^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}] - B(R_{n_1} I_{c_1}^2 + R_{n_2} I_{c_2}^2 + 2R_{n_1} I_{c_1} I_{c_2})]$$

Se puede generalizar para m bancos de capacitores, de la siguiente manera:

$$\Delta C_S = 3[2A[I_{c_1} (M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} + I_{c_2} (M_0^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}} + \dots +$$

$$I_{c_m} (M_0^n - M_{n_m}^n)_{\text{máx.}}] - B[R_{n_1} I_{c_1}^2 + R_{n_2} I_{c_2}^2 + \dots + R_{n_m} I_{c_m}^2 + 2R_{n_1}$$

$$(I_{c_1} I_{c_2} + I_{c_1} I_{c_3} + \dots + I_{c_1} I_{c_m}) + 2R_{n_2} (I_{c_2} I_{c_3} + \dots + I_{c_2} I_{c_m}) + \dots$$

$$\dots + R_{n_{m-1}} (I_{c_{m-1}} I_{c_m})]$$

III.1.71

Para obtener las capacidades óptimas de cada uno de los m bancos, se deriva parcialmente la ecuación (III.1.55) con respecto a cada una de las I_c y se igualan a cero, resultando un sistema de m ecuaciones con m incógnitas.

$$\frac{\delta \Delta C_S}{\delta I_{c_1}} = 0 = 3[2A[(M_0^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}}] - B[2R_{n_1} I_{c_1} + 2R_{n_1} (I_{c_2} + I_{c_3} + \dots + I_{c_m})]]$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_{c_2}} = 0 = 3 [2A[(M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}] - B[2R_{n_2} I_{c_2} + 2R_{n_1} I_{c_1} + 2R_{n_2} (I_{c_3} + \dots + I_{c_m})]]$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_{c_3}} = 0 = 3 [2A[(M_o^n - M_{n_3}^n)_{\text{máx.}}] - B[2R_{n_3} I_{c_3} + 2R_{n_1} I_{c_1} + 2R_{n_2} I_{c_2}$$

$$+ 2R_{n_3} (I_{c_4} + \dots + I_{c_m})]]$$

⋮
⋮
⋮

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_{c_m}} = 0 = 3 [2A[(M_o^n - M_{n_m}^n)_{\text{máx.}}] - B[2R_{n_m} I_{c_m} + 2R_{n_1} I_{c_1} + 2R_{n_2} I_{c_2}$$

$$+ 2R_{n_3} I_{c_3} + \dots + 2R_{n_{m-1}} I_{c_{m-1}}]]$$

que puede escribirse así:

$$R_{n_1} I_{c_1} + R_{n_1} I_{c_2} + R_{n_1} I_{c_3} + R_{n_1} I_{c_4} + \dots + R_{n_1} I_{c_m} = \frac{A}{B} (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}}$$

$$R_{n_1} I_{c_1} + R_{n_2} I_{c_2} + R_{n_2} I_{c_3} + R_{n_2} I_{c_4} + \dots + R_{n_2} I_{c_m} = \frac{A}{B} (M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}$$

Y la ecuación matricial que proporciona las capacidades óptimas de los m bancos de capacitores es:

$$[I_{c_m}] = \frac{A}{B} [R]^{-1} [M_o^n - M_m^n]_{\text{máx.}} \quad \text{III.1.73}$$

Para obtener la ecuación con la que se puedan calcular los ahorros óptimos cuando se instalan m bancos de capacitores en un alimentador, partimos de la ecuación para calcular los ahorros óptimos al instalar tres bancos de capacitores.

La ecuación con la que se pueden conocer los ahorros debido a la instalación de tres bancos de capacitores es:

$$\Delta C_s = 3[2A[I_{c_1}(M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} + I_{c_2}(M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}} + I_{c_3}(M_o^n - M_{n_3}^n)_{\text{máx.}}]$$

$$-B[R_{n_1} I_{c_1}^2 + R_{n_2} I_{c_2}^2 + R_{n_3} I_{c_3}^2 + 2R_{n_1} (I_{c_1} I_{c_2} + I_{c_1} I_{c_3}) + 2R_{n_2} I_{c_2} I_{c_3}] \quad \text{III.1.74}$$

Derivando parcialmente la ecuación (III.1.74) con respecto a I_{c_1} , I_{c_2} , I_{c_3} e igualando a cero cada una, se obtiene un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas; que en este caso ya se va a obtener directamente de la ecuación matricial.

$$R_{n_1} I_{c_1} + R_{n_1} I_{c_2} + R_{n_1} I_{c_3} = \frac{A}{B} (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}}$$

$$R_{n_1} I_{c_1} + R_{n_2} I_{c_2} + R_{n_2} I_{c_3} = \frac{A}{B} (M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}$$

$$R_{n_1} I_{c_1} + R_{n_2} I_{c_2} + R_{n_3} I_{c_3} = \frac{A}{B} (M_0^n - M_{n_3}^n) \text{ máx.}$$

Y resolviendo simultáneamente se obtiene:

$$I_{c_1 \text{ ópt.}} = \frac{A}{B} \left[\frac{(M_0^n - M_{n_1}^n) \text{ máx.}}{R_{n_1}} - \frac{(M_{n_1}^n - M_{n_2}^n) \text{ máx.}}{R_{n_2} - R_{n_1}} \right]$$

$$I_{c_2 \text{ ópt.}} = \frac{A}{B} \left[\frac{(M_{n_1}^n - M_{n_2}^n) \text{ máx.}}{R_{n_2} - R_{n_1}} - \frac{(M_{n_2}^n - M_{n_3}^n) \text{ máx.}}{R_{n_3} - R_{n_2}} \right]$$

$$I_{c_3 \text{ ópt.}} = \frac{A}{B} \left[\frac{(M_{n_2}^n - M_{n_3}^n) \text{ máx.}}{R_{n_3} - R_{n_2}} \right]$$

III.1.75

Sustituyendo las ecuaciones (III.1.75) en (III.1.74) se obtiene la expresión de los ahorros máximos. Haciendo la sustitución, sacando factor común y reduciendo términos se tiene:

$$\Delta S_{\text{ópt.}} = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_0^n - M_{n_1}^n)^2 \text{ máx.}}{R_{n_1}} + \frac{(M_{n_1}^n - M_{n_2}^n)^2 \text{ máx.}}{R_{n_2} - R_{n_1}} + \frac{(M_{n_2}^n - M_{n_3}^n)^2 \text{ máx.}}{R_{n_3} - R_{n_2}} \right] \quad \text{III.1.76}$$

Ahora se puede concluir que para m bancos la expresión que da los máximos ahorros es:

$$\Delta C_{S_{\text{Opt.}}} = 3 \frac{A^2}{B} \left[\frac{(M_{0n_1}^n - M_{n_1}^n)^2}{R_{n_1}} \text{máx.} + \frac{(M_{n_1n_2}^n - M_{n_2}^n)^2}{R_{n_2} - R_{n_1}} \text{máx.} + \frac{(M_{n_2n_3}^n - M_{n_3}^n)^2}{R_{n_3} - R_{n_2}} \text{máx.} + \dots + \frac{(M_{n_{m-1}n_m}^n - M_{n_m}^n)^2}{R_{n_m} - R_{n_{m-1}}} \text{máx.} \right] \quad \text{III.1.77}$$

III.2.d.- ALIMENTADOR CON CARGA DISTRIBUIDA AL AZAR Y CALIBRE VARIABLE DEL CONDUCTOR, CON UN BANCO DE CAPACITORES FIJO Y UNO DESCONECTABLE.

Este caso es tratado de la misma manera que lo fue hecho el III.1.e.

lero.- Los capacitores desconectables están más lejos de la fuente que los fijos. Ver figura III.1.11

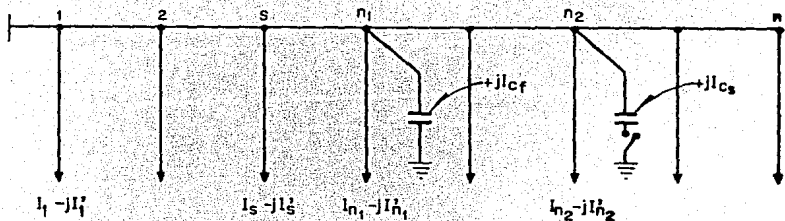


Fig III. 1.11

Siguiendo el mismo procedimiento usado en el caso de un alimentador con dos bancos se tiene.

La corriente reactiva en los distintos tramos es:

$$i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s - (I_{c_f} + I_{c_s}) \quad \text{para} \quad S \leq N_1$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s - I_{c_s} \quad \text{para} \quad N_1 < S \leq N_2$$

$$i'_s = \sum_{s=s}^n I'_s \quad \text{para} \quad S > N_2$$

y las pérdidas de potencia trifásicas en cada uno de los tramos del alimentador son:

$$L_1 = 3\gamma_1 \left[\left(\sum_{s=1}^n I'_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^n I'_s \right)^2 - 2(I_{c_f} + I_{c_s}) \sum_{s=1}^n I'_s + (I_{c_f} + I_{c_s})^2 \right]$$

$$L_{n_1} = 3\gamma_{n_1} \left[\left(\sum_{s=n_1}^n I'_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_1}^n I'_s \right)^2 - 2(I_{c_f} + I_{c_s}) \sum_{s=n_1}^n I'_s + (I_{c_f} + I_{c_s})^2 \right]$$

$$L_{n_2} = 3Y_{n_2} \left[\left(\sum_{s=n_2}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n_2}^n I'_s \right)^2 - 2I_{c_s} \sum_{s=n_2}^n I'_s + I_{c_s}^2 \right]$$

$$L_n = 3Y_n \left[\left(\sum_{s=n}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=n}^n I'_s \right)^2 \right]$$

Las pérdidas de potencia trifásicas totales se obtienen sumando las pérdidas de cada tramo. Sumando términos, agrupando, simplificando y uniformizando momentos se tiene que:

$$L_{3\phi} = \sum_{s=1}^n L_s = M + 3 \left[-2(I_{c_f} + I_{c_s}) (M_o^n - M_{n_1}^n) + R_{n_1} (I_{c_f} + I_{c_s})^2 - 2I_{c_s} \right]$$

$$(M_{n_1}^n - M_{n_2}^n) + (R_{n_2} - R_{n_1}) I_{c_s}^2 \quad \text{III.1.78}$$

donde:

$$M = 3 \sum_{s=1}^n Y_s \left[\left(\sum_{s=1}^n I_s \right)^2 + \left(\sum_{s=1}^n I'_s \right)^2 \right]$$

y representa las pérdidas de potencia antes de instalar los capacitores.

La reducción en las pérdidas de potencia triafásicas es la siguiente:

$$\Delta L_{3\phi} = 3[2(I_{c_f} + I_{c_s})(M_o^n - M_{n_1}^n) - R_{n_1}(I_{c_f} + I_{c_s})^2 + 2I_{c_s}(M_{n_1}^n - M_{n_2}^n) - (R_{n_2} - R_{n_1})I_{c_s}^2] \quad \text{III.1.79}$$

y la correspondiente de energía es la siguiente:

$$\Delta E_{3\phi} = 3T [2(I_{c_f} + I_{c_s}) FC (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} - R_{n_1}(I_{c_f} + I_{c_s})^2 + 2I_{c_s} FC (M_{n_1}^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}} - (R_{n_2} - R_{n_1}) I_{c_s}^2] \quad \text{III.1.80}$$

Sustituyendo las reducciones en las pérdidas de potencia y de energía en la ecuación de ahorros, aplicando las consideraciones, agrupando términos y sacando factores comunes se obtiene:

$$\Delta C_s = 3[2A I_{c_f} (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} - B R_{n_1} I_{c_f}^2 + 2A I_{c_s} (M_{n_1}^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}} - B R_{n_2} I_{c_s}^2 - 2B R_{n_1} I_{c_f} I_{c_s}] \quad \text{III.1.81}$$

$$A = K_1 FC T + K_2 \quad ; \quad B = K_1 T + K_2$$

donde:

$$A_s = K_1 FC_s T_s + K_2 \quad ; \quad B_s = K_1 T_s + K_2$$

Restando los costos de cada uno de los bancos a los ahorros por fase totales, se obtiene:

$$\Delta C_{s_1\phi} = 2A I_{c_f} (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} - BA_{n_1} I_{c_f}^2 + 2A_s I_{c_s} (M_o^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}}$$

$$- B_s R_{n_2} I_{c_s}^2 - 2B_s R_{n_1} I_{c_f} I_{c_s} - K_3 I_{c_s} - K_4 I_{c_f} \quad \text{III.1.82}$$

donde:

K_3 y K_4 son constantes para transformar los KVAR del banco desconectable y fijo respectivamente, en unidades monetarias.

Ahora se establecerán las ecuaciones con las cuales se podrán obtener los valores óptimos de T_s , I_{c_f} e I_{c_s} ; siguiendo el procedimiento que se ha venido usando:

Trabajando con la ecuación (III.1.82)

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta T_s} = 2K_1 \left(1 - \frac{1-\gamma_a}{T} T_s\right) I_{C_s} (M_o^n - M_{n2}^n) \text{ máx.} - K_1 R_{n2} I_{C_s}^2 - 2K_1 R_{n1} I_{C_f} I_{C_s} = 0$$

En la ecuación (III.1.39), del caso III.1.e. se estableció que:

$$FC_s T_s = T_s - \frac{1-\gamma_a}{2T} T_s^2$$

$$2 \left(1 - \frac{1-\gamma_a}{T} T_s\right) (M_o^n - M_{n2}^n) \text{ máx.} - R_{n2} I_{C_s} - 2R_{n1} I_{C_f} = 0 \quad \text{III.1.83}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_{C_f}} = 2A (M_o^n - M_{n1}^n) \text{ máx.} - B R_{n1} I_{C_f} - 2B_s R_{n1} I_{C_s} - K_4 = 0 \quad \text{III.1.84}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_{C_s}} = 2A_s (M_o^n - M_{n1}^n) \text{ máx.} - 2B_s R_{n2} I_{C_s} - 2B_s R_{n1} I_{C_f} - K_3 = 0 \quad \text{III.1.85}$$

Despejando de la ecuación (III.1.83) a T_s , se obtiene:

$$T_{s_{\text{opt.}}} = \frac{T}{1-\gamma_a} \left(\frac{2(M_o^n - M_{n2}^n) \text{ máx.} - (2M_{C_f} + M_{C_s})}{2(M_o^n - M_{n2}^n) \text{ máx.}} \right) \quad \text{III.1.86}$$

donde:

$$M_{c_f} = R_{n_1} I_{c_f} \quad \text{y} \quad M_{c_s} = R_{n_2} I_{c_s}$$

Y a partir de las ecuaciones (III.1.84) y (III.1.85) se llega a las expresiones para I_{c_f} e I_{c_s} óptimas, que son:

$$I_{c_s \text{ ópt.}} = \frac{-BK_3 + B_s K_4 + 2BA_s (M_{o_{n_2}}^n - M_{n_2}^n) \text{ máx.} - 2B A_s (M_{o_{n_1}}^n - M_{n_1}^n) \text{ máx.}}{2B_s (B R_{n_2} - B_s R_{n_1})} \quad \text{III.1.87}$$

$$I_{c_f \text{ ópt.}} = \frac{R_{n_1} K_3 - R_{n_2} K_4 - 2R_{n_1} A_s (M_{o_{n_2}}^n - M_{n_2}^n) \text{ máx.} + 2R_{n_2} A_s (M_{o_{n_1}}^n - M_{n_1}^n) \text{ máx.}}{2R_{n_1} (B R_{n_1} - B_s R_{n_2})} \quad \text{III.1.88}$$

2do.- El banco de capacitores desconectable está más cerca de la fuente, que el banco de capacitores fijo. Ver fig. III.1.12.

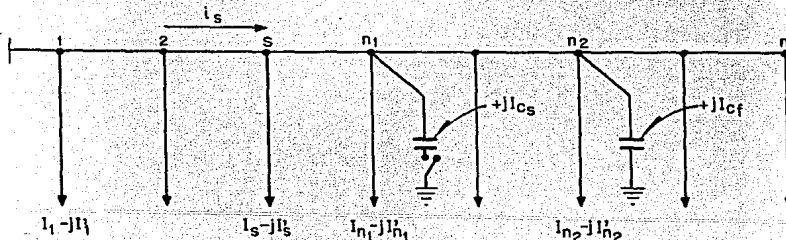


Fig III.1.12

Utilizando el mismo procedimiento se llega a las siguientes ecuaciones.

La reducción en las pérdidas de potencia es la siguiente:

$$\Delta L_{3\phi} = 3[2(I_{c_s} + I_{c_f}) (M_o^n - M_{n_1}^n) - R_{n_1} (I_{c_s} + I_{c_f})^2 + 2I_{c_f} (M_{n_1}^n - M_{n_2}^n) - (R_{n_2} - R_{n_1}) I_{c_f}^2] \quad \text{III.1.89}$$

La reducción en las pérdidas de energía es:

$$\Delta E_{3\phi} = 3T[2(I_{c_s} + I_{c_f}) FC (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} - R_{n_1} (I_{c_s} + I_{c_f})^2 + 2I_{c_f} FC (M_{n_1}^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}} - (R_{n_2} - R_{n_1}) I_{c_f}^2] \quad \text{III.1.90}$$

La reducción en los costos totales es:

$$\Delta C_{\S} = 3[2A_s I_{c_s} (M_o^n - M_{n_1}^n)_{\text{máx.}} - B_s R_{n_1} I_{c_s}^2 + 2AI_{c_f} (M_{n_1}^n - M_{n_2}^n)_{\text{máx.}} - B R_{n_2} I_{c_f}^2 - 2B_s R_{n_1} I_{c_s} I_{c_f}] \quad \text{III.1.91}$$

Y los ahorros totales por fase, descontando el costo, - tanto del banco desconectable como el fijo, son:

$$\Delta C_{S_1\phi} = 2A_s I_c (M_o^n - M_{n_1}^n) \text{ máx.} - B R_{s n_1} I_c^2 + 2A I_c (M_o^n - M_{n_2}^n) \text{ máx.}$$

$$- B R_{n_2} I_c^2 - 2B R_{s n_1} I_c I_c - K_3 I_c - K_4 I_c \quad \text{III.1.92}$$

Derivando la ecuación anterior con respecto a T_s , I_{c_f} e I_{c_s} igualándolas a cero se obtiene:

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta T_s} = 2K_1 \left(1 - \frac{1-\gamma}{T} T_s\right) I_{c_s} (M_o^n - M_{n_1}^n) \text{ máx.} - K_1 R_{n_1} I_c^2 - 2K_1 R_{n_1} I_c I_{c_f} = 0$$

$$2 \left(1 - \frac{1-\gamma}{T} T_s\right) (M_o^n - M_{n_1}^n) \text{ máx.} - R_{n_1} I_c - 2R_{n_1} I_c I_{c_f} = 0 \quad \text{III.1.93}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_{c_f}} = 2A (M_o^n - M_{n_2}^n) \text{ máx.} - 2B R_{n_2} I_c - 2B R_{s n_1} I_c I_{c_s} - K_4 = 0 \quad \text{III.1.94}$$

$$\frac{\delta \Delta C_s}{\delta I_{c_s}} = 2A_s (M_o^n - M_{n_1}^n) \text{ máx.} - 2B R_{s n_1} I_c - 2B R_{s n_1} I_c I_{c_f} - K_3 = 0 \quad \text{III.1.95}$$

De las ecuaciones anteriores se obtienen las siguientes expresiones:

$$T_{s_{\text{Opt.}}} = \frac{T}{1-\gamma_a} \left[1 - \frac{R_{n1} (I_{cs} + 2I_{cf})}{2(M_{n1}^n - M_{n1}^n)_{\text{máx.}}} \right] \quad \text{III.1.96}$$

$$I_{c_{f_{\text{Opt.}}}} = \frac{2(A-A_s) M_o^n - 2(A M_{n2}^n - A_s M_{n1}^n) + K - K_s}{2(B_s R_{n2} - B_s R_{n1})} \quad \text{III.1.97}$$

$$I_{c_{s_{\text{Opt.}}}} = \frac{B_s R_{n2} (-K_s + 2A_s (M_o^n - M_{n1}^n)_{\text{máx.}}) + B_s R_{n1} (K_s - 2A_s (M_o^n - M_{n1}^n)_{\text{máx.}})}{2B_s R_{n1} (B_s R_{n1} - B_s R_{n2})} \quad \text{III.1.98}$$

o de la ecuación (III.1.98) se tiene:

$$I_{c_{s_{\text{Opt.}}}} = \frac{2A_s (M_o^n - M_{n2}^n)_{\text{máx.}} - K_s - 2B_s R_{n2} I_{c_f}}{2B_s R_{n1}} \quad \text{III.1.99}$$

con los cuales se obtienen los parámetros con los que se logran los máximos ahorros.

Nomenclatura

C	=	Capacidad del banco de capacitores
E	=	Pérdidas de energía por conductor
$E_{3\phi}$	=	Pérdidas de energía en las tres fases
i	=	Componente reactiva inductiva de la corriente -- promedio por unidad de longitud.
$i_{m\acute{a}x.}$	=	Valor máximo de la componente reactiva de la corriente por unidad de longitud.
$i_{min.}$	=	Valor mínimo de la componente reactiva de la corriente durante el ciclo.
i_c	=	Corriente del banco de capacitores C .
i_{c_1}	=	Corriente del banco de capacitores 1.
i_{c_2}	=	Corriente del banco de capacitores 2.
i_{c_m}	=	Corriente del banco de capacitores m .
i_{c_f}	=	Corriente del banco de capacitores fijo.
i_{c_s}	=	Corriente del banco de capacitores desconectable
i'_s	=	Componente reactiva de la corriente de fase en la sección S de un alimentador real.
$I_{m\acute{a}x.}$	=	Corriente reactiva total máxima del alimentador.
$I_{T_{m\acute{a}x.}}$	=	Corriente total máxima
I_T	=	Corriente total

- K_1 = Constante para convertir la reducción en las pérdidas de energía en unidades monetarias.
- K_2 = Constante para convertir la reducción en las pérdidas de potencia en unidades monetarias.
- K_3 = Constante para convertir la capacidad del banco desconectable, en amperes, a unidades monetarias.
- K_4 = Constante para convertir la capacidad del banco fijo, en amperes, a unidades monetarias.
- l = Longitud total del alimentador
- l_c = Distancia al punto donde se encuentra instalado el banco de capacitores C.
- l_{c_1} = Distancia al punto donde se encuentra instalado el banco de capacitores 1.
- l_{c_2} = Distancia al punto donde se encuentra instalado el banco de capacitores 2.
- l_{c_f} = Distancia al punto donde se encuentra instalado el banco de capacitores fijo.
- l_{c_s} = Distancia al punto donde se encuentra instalado el banco de capacitores desconectable.
- L = Pérdidas de potencia por fase
- $L_{3\phi}$ = Pérdidas de potencia trifásicas.
- FC = Factor de carga de la corriente reactiva

FC_s = Factor de carga de la corriente reactiva durante el tiempo en el cual el banco desconectable permanece en operación.

F.Per = Factor de pérdidas

$M_o^n = \sum_{n=0}^n R_n I_n$ = Suma de momentos que produce la corriente de carga (con la distancia medida por la resistencia) desde el punto 0 hasta el punto N.

$M_{n_1}^n = \sum_{n=n_1}^n R_n I_n$ = Suma de momentos que produce la corriente de carga (con la distancia medida por la resistencia) desde el punto N_1 hasta N.

n = Cualquier punto sobre el alimentador

N = Punto en donde se deriva la última carga de un alimentador real.

N_1 = Punto en donde está instalado el banco de capacitores 1.

N_2 = Punto en donde está instalado el banco de capacitores 2.

γ = Resistencia por unidad de longitud, del conductor.

γ_a = Relación de $i_{\min.} / i_{\max.}$

γ_s = Resistencia del conductor en la sección S del alimentador.

- r_n = Resistencia del conductor en la sección N del alimentador (la última).
- R_T = Resistencia total del alimentador
- t = Tiempo
- T = Tiempo de duración del ciclo de carga
- T_s = Tiempo en el cual el banco de capacitores desconectable permanece en operación.
- x = Distancia a cualquier punto del alimentador.

III.1.3 APLICACIONES

En base a las ecuaciones generales obtenidas de los modelos matemáticos de J.V. Schmill se desarrollaron los siguientes programas de computadora:

Programa de Computadora "CAPAI"; este programa fuente se diseñó para calcular la instalación de bancos de capacitores en alimentadores primarios ideales.

Programa de Computadora "CAPAR"; este programa fuente se diseñó para calcular la instalación de bancos de capacitores en alimentadores reales.

A continuación se anexan los programas fuentes antes mencionados, así como los listados de las corridas de los --- ejemplos citados.

```

!=====
PROGRAM CAFAI          ! NOMBRE DEL PROGRAMA
!=====

IMPLICIT NONE          ! DESHABILITACION DE VARIABLES

! SECCION DE VARIABLES
! =====

      INTEGER*2

*       N                ! NUMERO DE BANCOS DE CAPACITORES

      CHARACTER

*       ARCHIVO*100,     ! NOMBRE DEL ARCHIVO DE SALIDA
*       RESPUESTA*1,    ! RESPUESTA DEL USUARIO PARA EJECUTAR
*       OPC*1           ! OPCION ESCOGIDA POR EL USUARIO

! PROGRAMA PRINCIPAL
! =====

TYPE 10, '$ ARCHIVO DE SALIDA => '
ACCEPT 10, ARCHIVO
OPEN(1, FILE=ARCHIVO, RECL=80, STATUS='NEW')
RESPUESTA='S'
DO WHILE ((RESPUESTA.EQ.'S').OR.(RESPUESTA.EQ.'s'))
  WRITE (5,4030)
  TYPE 10, '$                OPCION ? = '
  ACCEPT 10, OPC
  WRITE(1,4031)OPC
  IF (( OPC .EQ. 'A' ) .OR. (OPC .EQ. 'a')) THEN
    CALL IDEAL_A
  ELSE IF (( OPC .EQ. 'B' ) .OR. ( OPC .EQ. 'b')) THEN
    TYPE 10, ' '
    TYPE 10, ' '
    TYPE 10, '$                " N " ? = '
    ACCEPT 1, N
    CALL IDEAL_B(N)
  END IF
  TYPE 10, '$      DESEAS OTRA EJECUCION ? S/INJ '
  ACCEPT 10, RESPUESTA
END DO

! SECCION DE FORMATOS
! =====

10  FORMAT(A)
20  FORMAT(I3)

```

```

4030 FORMAT('1',////,T6,'INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ',
* 'ALIMENTADORES PRIMARIOS.',/,T6,66('='),////,T26,
* 'C A S O   I D E A L',//,T19,
* 'A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.',/,T19,
* 'B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.',/,T19,
* 'C) CON UNO FIJO Y OTRO DESCONECTABLE.',////)
4031 FORMAT('1',////,T6,'INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ',
* 'ALIMENTADORES PRIMARIOS.',/,T6,66('='),////,T26,
* 'C A S O   I D E A L',//,T19,
* 'A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.',/,T19,
* 'B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.',/,T19,
* 'C) CON UNO FIJO Y OTRO DESCONECTABLE.',////,T27,
* 'O P C I O N : ',A)

```

```

END      ! FIN DEL PROGRAMA PRINCIPAL
        ! =====

```

```

!=====
SUBROUTINE IDEAL_A
!=====

```

```

IMPLICIT NONE          ! DESHABILITACION DE VARIABLES

```

```

!SECCION DE VARIABLES
!=====

```

```

REAL*4

```

```

*   FP,                ! FACTOR DE PERDIDAS
*   L,                 ! LONGITUD TOTAL DEL ALIMENTADOR
*   RESIST.,           ! RESISTENCIA POR UNIDAD DE LONGITUD, -
                    ! DEL CONDUCTOR
*   IMAX,              ! CORRIENTE REACTIVA POR UNIDAD DE LON-
                    ! GITUD MAXIMA DEL ALIMENTADOR
*   T,                 ! TIEMPO DE DURACION DEL CICLO DE CARGA
*   L3F,               ! PERDIDAS DE POTENCIA TRIFASICA
*   E3F                ! PERDIDAS DE ENERGIA TRIFASICA

```

```

! MODULO PRINCIPAL
! =====

```

```

! LECTURA DE DATOS
! =====

```

```

TYPE 110,'$
ACCEPT *, T
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
ACCEPT *, FP
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
ACCEPT *, IMAX
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
ACCEPT *, RESIST
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$
ACCEPT *, L
TYPE 110,'$
TYPE 110,'$

```

```

! OPERACIONES
! =====

```

```

L3F=RESIST*IMAX**2*L**3
E3F=L3F*T*FP

```

```

! IMPRESION
! =====

```

```

WRITE(1,4110) IMAX,T,RESIST,FP,L
WRITE(1,4100) L3F,E3F
WRITE(6,4110) IMAX,T,RESIST,FP,L
WRITE(6,4100) L3F,E3F

```

```

! SECCION DE FORMATOS
! =====

```

```

110 FORMAT (A)
!120 FORMAT (F5.2)
! 140 FORMAT (F6.2)
! 150 FORMAT (F4.3)
! 160 FORMAT (F4.2)
4110 FORMAT (//////,T34,'* DATOS : *',////,T13,'IM = ',F10.4,T29,
* '[A/km]',T46,'T = ',F12.4,T63,' [hrs]',//,T13,'RES = ',F10.4,
* T29,' [^/km]',T46,'FP = ',F12.4,///,T13,'L = ',F10.4,
* T29,' [km]')
4100 FORMAT (////,T22,'* CASO IDEAL SIN BANCOS DE CAPACITORES *',/,T22,
* '20( '= ' ),////,T19,'* PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA *',
* //,T10,'L3F = ',F9.2,' [w]',T51,'E3F = ',F12.2,' [w-h/A]')
RETURN
END ! FIN DE IDEAL A
! =====

```

```

=====
SUBROUTINE IDEAL E(N)
=====

```

```

IMPLICIT NONE

```

```

! DESHABILITACION DE VARIABLES

```

```

! SECCION DE VARIABLES
=====

```

```

REAL*4

```

```

*   L,           ! LONGITUD TOTAL DEL ALIMENTADOR
*   RESIST,      ! RESISTENCIA POR UNIDAD DE LONGITUD, -
                ! DEL CONDUCTOR
*   IMAX,        ! CORRIENTE REACTIVA POR UNIDAD DE LONG-
                ! GITUD MAXIMA DEL ALIMENTADOR
*   T,           ! TIEMPO DE DURACION DEL CICLO DE CARGA
*   K1,          ! CTE PARA CONVERTIR LA REDUCCION EN LAS
                ! PERDIDAS DE ENERGIA EN DINERO
*   K2,          ! CTE PARA CONVERTIR LA REDUCCION EN LAS
                ! PERDIDAS DE POTENCIA EN DINERO
*   FC,          ! FACTOR DE CARGA
*   V,           ! VOLTAJE DE GENERACION
*   A,           ! OPERANDO
*   B,           ! OPERANDO
*   LC(1:100),  ! DISTANCIA AL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA
                ! INSTALADO EL BANCO DE CAPACITORES
                ! MAXIMO # DE CAPACITORES = 100
*   IC(1:100),  ! CORRIENTE DEL BANCO DE CAPACITORES
                ! MAXIMO # DE CAPACITORES = 100
*   IC_TOTAL,   ! CORRIENTE TOTAL DE LOS BANCOS DE CAPA
                ! CITORES
*   CAPACIDAD_DEL_BANCO_EN_KVAR(1:100), ! MAXIMO # DE CP = 100
*   OP1,        ! OPERANDO
*   OP2,        ! OPERANDO
*   OP3,        ! OPERANDO

```

```

*   OP4,           ! OPERANDO
*   INCL3F,        ! REDUCCION EN LAS PERDIDAS DE POTENCIA
                    ! TRIFACICA
*   INCE3F,        ! REDUCCION EN LAS PERDIDAS DE ENERGIA
*   INCCOST        ! REDUCCION EN LOS COSTOS DE OPERACION
                    !
INTEGER*2
*   R,             ! CONTADOR
*   I,             ! CONTADOR
*   N              ! NUMERO DE BANCOS DE CAPACITORES

```

```

! MODULO PRINCIPAL
! =====

```

```

! LECTURA DE DATOS
! =====

```

```

TYPE 210,'$
ACCEPT *,K1
TYPE 210,' '
TYPE 210,' '
TYPE 210,'$
ACCEPT *,K2
TYPE 210,' '
TYPE 210,' '
TYPE 210,' '
TYPE 210,'$
ACCEPT *,T
TYPE 210,' '
TYPE 210,' '
TYPE 210,'$
ACCEPT *,FC
TYPE 210,' '
TYPE 210,' '
TYPE 210,'$
ACCEPT *,IMAX
TYPE 210,' '
TYPE 210,' '
TYPE 210,'$
ACCEPT *,V
TYPE 210,' '
TYPE 210,' '
TYPE 210,'$
ACCEPT *,RESIST

```

```
K1 => *
```

```
K2 => *
```

```
T => *
```

```
FC => *
```

```
IMAX => *
```

```
V => *
```

```
RESIST => *
```

```

TYPE 210, ' '
TYPE 210, ' '
TYPE 210, '$
ACCEPT *,L
TYPE 210, ' '
TYPE 210, ' '

```

```
L =>
```

```

! OPERACIONES
! =====

```

```

A=K1*FC*T+K2
B=K1*T+K2
IC_TOTAL=(2*N*A*IMAX*L)/((2*N+1)*B)

```

```

DO R=1,N,1
  LC(R)=(2*R*L)/(2*N+1)
  IC(R)=(2*A*IMAX*L)/((2*N+1)*B)
ENDDO

```

```

DO I = 1,N,1
  CAPACIDAD_DEL_BANCO_EN_KVAR(I) = IC(I) * (3)**.5 * V
ENDDO

```

```

OP1=0.0
OP2=0.0
DO R=1,N,1
  OP1=IC(R)*((LC(R)**2)-(2*L*LC(R)))+OP1
  OP2=((IC(R)**2)*LC(R))+OP2
ENDDO

```

```

OP3=0.0
DO R=1,N-1,1
  OP4=0.0
  DO I=R+1,N,1
    OP4=OP4+IC(I)
  ENDDO
  OP3=OP3+(2*IC(R)*LC(R))*OP4
ENDDO

```

```

INCL3F=-3*RESIST*(IMAX*OP1+OP2+OP3)
INCE3F=-3*RESIST*T*(FC*IMAX*OP1+OP2+OP3)
INCCOST=-3*RESIST*(A*IMAX*OP1+R*(OP2+OP3))

```

```

! IMPRESION
! =====

```

```

WRITE(1,4270)K1,K2,IMAX,T,RESIST,FC,L,V
WRITE(6,4270)K1,K2,IMAX,T,RESIST,FC,L,V
WRITE(1,4230)N,INCL3F,INCE3F,INCCOST
WRITE(6,4230)N,INCL3F,INCE3F,INCCOST
DO R=1,N,1
  WRITE(6,4240) R, IC(R), R, LC(R)
END DO
DO R=1,N,1

```



```

        WRITE(1,4240) R, IC(R), R, LC(R)
    END DO
    WRITE (1,4250) IC_TOTAL
    WRITE (6,4250) IC_TOTAL
    DO I=1,N,1
        WRITE(6,4260) I,CAPACIDAD_DEL_BANCO_EN_KVAR(I)
    ENDDO
    DO I=1,N,1
        WRITE(1,4260) I,CAPACIDAD_DEL_BANCO_EN_KVAR(I)
    ENDDO

    ! SECCION DE FORMATOS
    ! =====

210  FORMAT (A)
220  FORMAT (F15.3)
4270  FORMAT (////////,T34,* DATOS : * ,////,T13,'K1 = ',F10.4,T29,
* '$/wh]',T46,'K2 = ',F12.4,T43,' [$/w]',//,T13,'IM = ',F10.4,
* T29,' [A/km]',T46,'T = ',F12.4,T43,' [hrs]',//,T13,'RES = ',
* F10.4,T29,' [^/km]',T46,'FC = ',F12.4,//,T13,'L = ',F10.4,
* T29,' [km]',T46,'V = ',F12.4,T43,' [kV]',//)
4230  FORMAT(////////,T17,* CASO IDEAL CON " ,I4, " BANCOS DE ',
* 'CAPACITORES * ,//,T17,25(' = ') ,////,T11,'REDUCCION EN LAS ',
* 'PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA ' ,//,T7,'INCLSF = ',
* F12.3,' [w]',T38,'INCE3F = ',F15.3,' [wh/a&o]',////,T21,
* 'REDUCCION EN LOS COSTOS DE OPERACION' ,//,T25,'INC_C = ',F15.3,
* ' [$/]',//,T19,'CORRIENTE DEL BANCO DE CAPACITORES Y ',//,T8,
* 'DISTANCIA AL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA EL BANCO DE CAPACITORES',
* //)
4240  FORMAT(T11,'IC (°,I3,°) = ',F8.3,' [A]',T39,'LC (°,I3,°) = ',
* F8.3,' [km]',//)
4250  FORMAT(//,T11,'CORRIENTE TOTAL DE LOS CAPACITORES IC_TOTAL = ',
* F8.3,////,T11,'CAPACIDAD DEL BANCO...')
4260  FORMAT (T38,I3,' = ',E11.3,' [KVAR]')

RETURN
END ! FIN DE IDEAL B
! =====

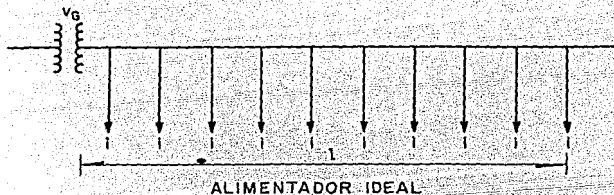
```

Ejemplo 1 Caso Ideal

Una compañía suministradora de energía eléctrica cuenta, -- dentro de su sistema de distribución, con un alimentador como el -- mostrado en la figura, y al cual se le requiere instalar bancos de capacitores con el objeto de reducir las pérdidas de potencia y -- energía trifásica .

Determine la capacidad y localización de los bancos que -- producirían la máxima reducción en los costos de operación, para -- los siguientes casos.

- a) Con 1 banco de capacitores
- b) Con 2 bancos de capacitores
- c) Con 3 bancos de capacitores
- d) Con 4 bancos de capacitores
- e) Con 5 bancos de capacitores



Características del alimentador

k_1	= 0.0225	[\$/wh]	k_2	= 180.000	[\$/w]
I_H	= 11.2500	[A/km]	T	= 8760.000	[hrs]
RES	= 0.1900	[%/km]	FC	= 0.450	
L	= 16.0000	[KM]	V_G	= 23.000	[kV]

Solución:

A continuación y a manera comparativa resolveremos este -- ejemplo para el caso en que el alimentador no tiene bancos de capacitores y los casos indicados en los incisos anteriores, utilizando el programa de computadora "CAPAI".

INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

=====

C A S O I D E A L

- A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.
 B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.
 C) CON UNO FIJO Y OTRO DESCONECTABLE.

O P C I O N : A

*** DATOS : ***

IM =	11.2500 [A/km]	T =	8760.0000 [hrs]
RES =	0.1900 ["/km]	FP =	0.2800
L =	16.0000 [km]		

*** CASO IDEAL SIN BANCOS DE CAPACITORES ***

=====

*** PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA ***

L3F = 98496.00 [w] E3F = 241500992.00 [w-h/A]

INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.
 =====

C A S O I D E A L

- A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.
 B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.
 C) CON UNO FIJO Y OTRO DESCONECTABLE.

O P C I O N : B

*** DATOS : ***

K1 =	0.0225 [\$/wh]	K2 =	180.0000 [\$/w]
IM =	11.2500 [A/km]	T =	8760.0000 [hrs]
RES =	0.1900 [^/km]	FC =	0.4500
L =	16.0000 [km]	V =	23.0000 [kV]

*** CASO IDEAL CON " 1 " BANCOS DE CAPACITORES ***
 =====

REDUCCION EN LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA

INCL3F = 80316.773 [w] INCE3F = 102448440.000 [wh/a&o]

REDUCCION EN LOS COSTOS DE OPERACION

INC_C = 16762109.000 [\$/a]

CORRIENTE DEL BANCO DE CAPACITORES Y
DISTANCIA AL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA EL BANCO DE CAPACITORES

IC (1) = 85.504 [A] LC (1) = 10.667 [km]

CORRIENTE TOTAL DE LOS CAPACITORES IC_TOTAL = 85.504

CAPACIDAD DEL BANCO...

1 = 0.341E+04 [kVAR]

INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

=====

C A S O I D E A L

- A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.
 B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.
 C) CON UNO FIJO Y OTRO DESCONECTABLE.

O P C I O N : B

* DATOS : *

K1 =	0.0225 [\$/wh]	K2 =	180.0000 [\$/w]
IM =	11.2500 [A/km]	T =	8760.0000 [hrs]
RES =	0.1900 [~/km]	FC =	0.4500
L =	16.0000 [km]	V =	23.0000 [kV]

* CASO IDEAL CON " 2 " BANCOS DE CAPAGITORES *

REDUCCION EN LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA

INCL3F = 86742.125 [w] INCE3F = 110644296.000 [wh/a&o]

REDUCCION EN LOS COSTOS DE OPERACION

INC_C = 18103078.000 [\$/a]

CORRIENTE DEL BANCO DE CAPACITORES Y
DISTANCIA AL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA EL BANCO DE CAPACITORES

IC (1) = 51.302 [A] LC (1) = 6.400 [km]
IC (2) = 51.302 [A] LC (2) = 12.800 [km]

CORRIENTE TOTAL DE LOS CAPACITORES IC_TOTAL = 102.604

CAPACIDAD DEL BANCO...

1 = 0.204E+04 [kVAR]
2 = 0.204E+04 [kVAR]

INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

=====

C A S O I D E A L

- A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.
 B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.
 C) CON UNO FIJO Y OTRO DESCONECTABLE.

O P C I O N : B

* DATOS : *

K1 =	0.0225 [\$/wh]	K2 =	180.0000 [\$/w]
IN =	11.2500 [A/km]	T =	8760.0000 [hrs]
RES =	0.1900 ["/km]	FC =	0.1500
L =	16.0000 [km]	V =	23.0000 [kV]

* CASO IDEAL CON " 3 " BANCOS DE CAPACITORES *

=====

REDUCCION EN LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA

INCL3F = 88512.375 [w] INCE3F = 112902352.000 [wh/a&o]

REDUCCION EN LOS COSTOS DE OPERACION

INC_C = 18472532.000 [\$]

CORRIENTE DEL BANCO DE CAPACITORES Y
DISTANCIA AL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA EL BANCO DE CAPACITORES

IC (1) =	36.644 [A]	LC (1) =	4.571 [km]
IC (2) =	36.644 [A]	LC (2) =	9.143 [km]
IC (3) =	36.644 [A]	LC (3) =	13.714 [km]

CORRIENTE TOTAL DE LOS CAPACITORES IC_TOTAL = 109.933

CAPACIDAD DEL BANCO...

1 =	0.146E+04 [kVAR]
2 =	0.146E+04 [kVAR]
3 =	0.146E+04 [kVAR]

INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

=====

C A S O I D E A L

- A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.
 B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.
 C) CON UNO FIJO Y OTRO DESCONECTABLE.

O P C I O N : B

* DATOS : *

K1 =	0.0225 [\$/wh]	K2 =	180.0000 [\$/w]
IM =	11.2500 [A/km]	T =	8760.0000 [hrs]
RES =	0.1900 [^/km]	FC =	0.4500
L =	16.0000 [km]	V =	23.0000 [kV]

* CASO IDEAL CON " 4 " BANCOS DE CAPACITORES *

=====

REDUCCION EN LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA

INCL3F = 89240.875 [w] INCE3F = 113831672.000 [wh/a&o]

REDUCCION EN LOS COSTOS DE OPERACION

INC_C = 18624570.000 [\$/a]

CORRIENTE DEL BANCO DE CAPACITORES Y
DISTANCIA AL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA EL BANCO DE CAPACITORES

IC (1)	=	28.501	[A]	LC (1)	=	3.556	[km]
IC (2)	=	28.501	[A]	LC (2)	=	7.111	[km]
IC (3)	=	28.501	[A]	LC (3)	=	10.667	[km]
IC (4)	=	28.501	[A]	LC (4)	=	14.222	[km]

CORRIENTE TOTAL DE LOS CAPACITORES IC_TOTAL = 114.005

CAPACIDAD DEL BANCO...

1	=	0.114E+04	[kVAR]
2	=	0.114E+04	[kVAR]
3	=	0.114E+04	[kVAR]
4	=	0.114E+04	[kVAR]

INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.

=====

C A S O I D E A L

- A) SIN BANCOS DE CAPACITORES.
 B) CON " N " BANCOS DE CAPACITORES.
 C) CON UNO FIJO Y OTRO DESGONECTABLE.

O P C I O N : B

* DATOS : *

K1 =	0.0225 [\$/wh]	K2 =	180.0000 [\$/w]
IM =	11.2500 [A/km]	T =	8760.0000 [hrs]
RES =	0.1900 [°/km]	FC =	0.4500
L =	16.0000 [km]	V =	23.0000 [kV]

* CASO IDEAL CON " 5 " BANCOS DE CAPACITORES *

=====

REDUCCION EN LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA TRIFASICA

INCL3F = 89609.648 [w] INCE3F = 114302048.000 [wh/a&o]

REDUCCION EN LOS COSTOS DE OPERACION

INC_C = 18701534.000 [\$/a]

**CORRIENTE DEL BANCO DE CAPACITORES Y
DISTANCIA AL PUNTO DONDE SE ENCUENTRA EL BANCO DE CAPACITORES**

IC (1) =	23.319	[A]	LC (1) =	2.909	[km]
IC (2) =	23.319	[A]	LC (2) =	5.818	[km]
IC (3) =	23.319	[A]	LC (3) =	8.727	[km]
IC (4) =	23.319	[A]	LC (4) =	11.636	[km]
IC (5) =	23.319	[A]	LC (5) =	14.545	[km]

CORRIENTE TOTAL DE LOS CAPACITORES IC_TOTAL = 116.596

CAPACIDAD DEL BANCO...

1 =	0.929E+03	[kVAR]
2 =	0.929E+03	[kVAR]
3 =	0.929E+03	[kVAR]
4 =	0.929E+03	[kVAR]
5 =	0.929E+03	[kVAR]

PROGRAM CAPAR

LA FUNCION DE ESTE PROGRAMA ES DETERMINA LA LOCALIZACION OPTIMA DE DETERMINADOS BANCOS DE CAPACITORES (1-5)

TYPE

```
ST70=STRINGL70J;
SS=ARRAY [1..50] OF REAL;
SS2=ARRAY [1..10,1..10] OF REAL;
AC = RECORD
  IX:SS;
  IND:ARRAY [1..10] OF 1..10;
  COP:REAL;
END;
```

VAR

```
MONI:ARRAY [1..50,1..50] OF REAL;
TEMP,KVAR,A,B,K1,K2,T,FC,MON,V:REAL;
DDD,BB,CC,DD,EE:REAL;
GGS,RO,CO,NUMR,Z,X,I,J,K,L,LL,M,N,CIB:INTEGER;
R,CARGA:SS;
OP,OPCION,OP20:CHAR;
RM, RMI :SS2;
ICM:ARRAY [1..30] OF AC;
```

```
PROCEDURE ESCRIBE(X,Y:INTEGER; S:ST70);
```

```
  BEGIN
    GOTCX(X,Y);
    WRITE(S);
  END;
```

```
PROCEDURE LIMPIA;
```

```
  BEGIN
    CLRSCR;
  END;
```

```
PROCEDURE ALTAS;
```

```
  VAR
    RO,CO,I:INTEGER;
  BEGIN
    LIMPIA;
    RO:=10;
    CO:=1;
    GOTCX(RO,CO);
    WRITE('Dese cuantos valores quiere de N --> ');
    RO:=55;
    GOTCX(RO,CO);
    READLN(N);
    CO:=CO+1;
```

```

RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE('Es constante la carga s/n ? -->');
REPEAT
  RO:=55;
  GOTOXY(RO,CO);
  READ(KBD,OP);
UNTIL OP IN ['S','s','N','n'];
WRITELN(OP);
CO:=CO+1;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
IF OP IN ['S','s'] THEN
BEGIN
  WRITE('Deme la carga -->');
  RO:=55;
  GOTOXY(RO,CO);
  READLN(CARGA1);
  FOR I := 2 TO N DO
    CARGA1:=CARGA1;
END
ELSE
  FOR I := 1 TO N DO
  BEGIN
    WRITE('Deme la carga (',I,' -->');
    RO:=55;
    GOTOXY(RO,CO);
    READLN(CARGA1);
    CO:=CO+1;
    RO:=10;
    GOTOXY(RO,CO);
  END;
CO:=CO+1;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE('Deme la K1 -->');
RO:=55;
GOTOXY(RO,CO);
READLN(K1);
CO:=CO+1;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE('Deme la K2 -->');
RO:=55;
GOTOXY(RO,CO);
READLN(K2);
CO:=CO+1;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE('Deme el tiempo -->');
RO:=55;
GOTOXY(RO,CO);
READLN(T);
CO:=CO+1;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE('Deme la FC -->');

```

```

RO:=55;
GOTOXY(RO,CO);
READLN(PC);
CO:=CO+1;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE('Deme el voltage -->');
RO:=55;
GOTOXY(RO,CO);
READLN(V);
IF CO > 15 THEN
  BEGIN
    CO:=4;
    LIMPIA;
  END;
CO:=CO+1;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
FOR I := 1 TO N DO
  BEGIN
    WRITE('Deme el valor de la resistencia ',I,' -->');
    RO:=60;
    GOTOXY(RO,CO);
    READLN(REI);
    CO:=CO+1;
    RO:=10;
    GOTOXY(RO,CO);
  END;
  LIMPIA;
END;

```

```

FUNCTION CUADRADO(A:REAL):REAL;
BEGIN
  CUADRADO:=A*A;
END;

```

```

procedure Matin-;

```

```

var error : boolean;
    I, h, J, K:integer;
    TEMP : real;

```

```

PROCEDURE MATIDEN;

```

```

VAR
  I,J:INTEGER;

```

```

BEGIN
  FOR I := 1 TO M DO
    FOR J := 1 TO M DO
      IF I = J THEN MATIDEN(I,J) := 1
      ELSE MATIDEN(I,J) := 0;
    END;
  END;

```



```

begin
  MATIDEN;
  FOR I:= 1 TO M DO
  BEGIN
    TEMP:=RMI1,1;
    FOR J:=1 TO M DO
    begin
      RMII,JI:=RMI1,JI*TEMP;
      RMI1,JI:=RMI1,JI/TEMP;
    end;
    FOR J:=1 TO M DO
      IF J <> I THEN
        BEGIN
          TEMP:=-RMIJ,II;
          RMICJ,II:= TEMP*RMI1,II+RMI1,II;
          RMIJ,II:= TEMP*RMI1,II+RMIJ,II;
          FOR K:=1 TO M DO
            BEGIN
              IF I<<K THEN
                BEGIN
                  RMII,KI:=RMI1,KI*TEMP+RMIJ,KI;
                  RMIJ,KI:=RMI1,KI*TEMP+RMIJ,KI;
                end;
            end;
          end;
        end;
    FOR I:=1 to M DO
      for J:=1 to M DO
        begin
          RMI1,JI:=RMI1,JI;
        end;
    end; {procedure hativn}

```

PROCEDURE CALCUCM;

```

VAR
  H,J:INTEGER;
  XAB:REAL;

```

BEGIN

XAB:=A/B;

MATINV;

FOR H := 1 TO M DO

FOR J := 1 TO M DO

RMIH,JI:=RMIH,JI*XAB;

FOR H := 1 TO M DO

BEGIN

ICMCH,ICMCI:=0;

FOR J := 1 TO M DO

BEGIN

IF J # I THEN

BEGIN

ICMCH,ICMCI:=ICMCH,ICMCI+RMIH,JI*(MGN-RMI1,II);

END;

```

IF J = 2 THEN
  BEGIN
    ICHCXJ.IXCHI:=ICHCXJ.IXCHI-RMEH,JI*(MON-MO+ICI,J-2+CIBI);
  END;
IF J = 3 THEN
  BEGIN
    ICHCXJ.IXCHI:=ICHCXJ.IXCHI+RMEH,JI*(MON-MONICI,KJ);
  END;
IF J = 4 THEN
  BEGIN
    ICHCXJ.IXCHI:=ICHCXJ.IXCHI+RMEH,JI*(MON-MONICI,LI);
  END;
IF J = 5 THEN
  BEGIN
    ICHCXJ.IXCHI:=ICHCXJ.IXCHI+RMEH,JI*(MON-MONICI,LLJ);
  END;
END;
END;
END;

```

```

PROCEDURE DELTAOP:
VAR
  AA,AJ:INTEGER;
  RR:REAL;

```

```

PROCEDURE RESIS;

```

```

VAR
  AA:INTEGER;

```

```

BEGIN
  SI:=0;
  FOR AA := 1 TO I DO
    BEGIN
      DD:=DD+RCAAJ;
    END;
  FOR AA := 1 TO CIB DO
    BEGIN
      BE:=BE+RCAAJ;
    END;
  FOR AA := 1 TO K DO
    BEGIN
      CC:=CC+RCAAJ;
    END;
  FOR AA := 1 TO L DO
    BEGIN
      DE:=DE+RCAAJ;
    END;
  FOR AA := 1 TO LL DO
    BEGIN
      EE:=EE+RCAAJ;
    END;
END;

```

```

END;

```

```

BEGIN
RR:=0;
DD:=0;
RESIS;
RR:=(MON-MONICI,LI)*(MON-MONICI,LI)/DD;
IF M > 1 THEN
  BEGIN
    EE:=0;
    DD:=0;
    RESIS;
    DD:=EE-DD;
    RR:=RR+((MONI1,LI-MONI1,CIBI)*(MONI1,LI-MONI1,CIBI))/DD;
  END;
IF M > 2 THEN
  BEGIN
    CC:=0;
    RR:=0;
    DD:=0;
    RESIS;
    DD:=CC-RR;
    RR:=RR+((MONI1,CIBI-MONI1,KI)*(MONI1,CIBI-MONI1,KI))/DD;
  END;
IF M > 3 THEN
  BEGIN
    DD:=0;
    CC:=0;
    RR:=0;
    DD:=0;
    RESIS;
    DD:=DD-CC;
    RR:=RR+((MONI1,KI-MONI1,LI)*(MONI1,KI-MONI1,LI))/DD;
  END;
IF M > 4 THEN
  BEGIN
    EE:=0;
    DD:=0;
    CC:=0;
    RR:=0;
    DD:=0;
    RESIS;
    DD:=EE-DD;
    RR:=RR+((MONI1,LI-MONI1,LLI)*(MONI1,LI-MONI1,LLI))/DD;
  END;

  ICHEXI.COP:=E*(AA)/B*RR;
END;

```

```
PROCEDURE VALIAN;
```

```
VAR
```

```
  LI,JI:INTEGER;
```

```
BEGIN
```

```
  FOR LI := 1 TO X DO
```

```
    WRITELN(' ICME',LI,'3.COP'--> ,ICMEI1.COP);
```

```
  WRITELN;
```

```

FOR I := 1 TO X DO
  FOR JJ := 1 TO N DO
    WRITELN('ICM',I,'D.IX',JJ,'D-->',ICM(I),IX(JJ));
  WRITELN;
END;

```

```

PROCEDURE CALCULAX(X,Y:INTEGER);

```

```

VAR

```

```

  I,J:INTEGER;

```

```

  RR:REAL;

```

```

BEGIN

```

```

  MONIX,YJ := 0;

```

```

  FOR I := Y+1 TO N DO

```

```

    BEGIN

```

```

      RR:=0;

```

```

      FOR J := Y+1 TO I DO

```

```

        RR:=RR+RCJJ;

```

```

        MONIX,YJ:=CARGA(I)*RR+MONIX,YJ;

```

```

      END;

```

```

  END;

```

```

PROCEDURE CALCUC;

```

```

VAR

```

```

  I,J:INTEGER;

```

```

BEGIN

```

```

  FOR I := 2 TO N DO

```

```

    FOR J := 1 TO N DO

```

```

      MONI(I,J):=MONI(I,J);

```

```

  END;

```

```

FUNCTION PERMUTACIONES(N,M:INTEGER):INTEGER;

```

```

VAR

```

```

  I:INTEGER;

```

```

  permutaciones:real;

```

```

FUNCTION FAC(N:INTEGER):INTEGER;

```

```

VAR

```

```

  XFAC,I:INTEGER;

```

```

BEGIN

```

```

  XFAC:=1;

```

```

  IF N = 0 THEN

```

```

    FAC:=1

```

```

  ELSE

```

```

    FOR I := 2 TO N DO

```

```

      XFAC:=XFAC*I;

```

```

  END;

```

```

BEGIN

```

```

  PERMUTACIONES:=FAC(N) DIV (FAC(N-M) * FAC(M));

```

```

  WRITELN(' ');

```

```

  WRITELN('PERMUTACIONES: ==> ',PERMUTACIONES);

```

```

  END;

```

```
PROCEDURE RMAT(Z,Y:INTEGER);
```

```
VAR
```

```
  I:INTEGER;
```

```
  RR:REAL;
```

```
BEGIN
```

```
  RR:=RC1J;
```

```
  FOR I:=2 TO Y DO
```

```
    BEGIN
```

```
      RR:=RC1J+RR;
```

```
    END;
```

```
  FOR I := Z TO H DO
```

```
    BEGIN
```

```
      RM2I,IJ:=RR;
```

```
      RM1I,ZJ:=RR;
```

```
    END;
```

```
END;
```

```
PROCEDURE INDICA(X,I,J,K,L,LL:INTEGER);
```

```
BEGIN
```

```
  IC(X).INDI1J:=I;
```

```
  IC(X).INDI2J:=J;
```

```
  IC(X).INDI3J:=K;
```

```
  IC(X).INDI4J:=L;
```

```
  IC(X).INDI5J:=LL;
```

```
END;
```

```
PROCEDURE REPORTE(X:INTEGER);
```

```
VAR
```

```
  I:INTEGER;
```

```
BEGIN
```

```
  LIRPTA;
```

```
  RO:=10;
```

```
  CO:=5;
```

```
  GOTOXY(RO,CO);
```

```
  WRITELN('Se encontro en la permutacion =====> ',X);
```

```
  RO:=10;
```

```
  CO:=CO+2;
```

```
  GOTOXY(RO,CO);
```

```
  WRITE('Los nodos "ptimos son: ');
```

```
  ro:=33;
```

```
  gotoxy(ro,co);
```

```
  FOR I := 1 TO N DO
```

```
    IF IC(X).INDI5<>0 THEN
```

```
      begin
```

```
        WRITE(IC(X).INDI1J, ' ');
```

```
        ro:=ro+3;
```

```
        gotoxy(ro,co);
```

```
      end;
```

```
  RO:=45;
```

```
  CO:=CO+1;
```

```
  GOTOXY(RO,CO);
```

```
  WRITELN(' AMPS.          KWAR          ');
```

```
  RO:=10;
```

```

CO:=CO+1;
GOTOXY(R0,CO);
WRITELN('Las corrientes optima son:');
CO:=CO+10;
R0:=40;
GOTOXY(R0,CO);
FOR I := 1 TO 5 DO
begin
WRITELN(ICHX3: '(X1)');
R0:=60;
GOTOXY(R0,CO);
WRITELN(ICHX3: '(X2)');
CO:=CO+1;
R0:=40;
GOTOXY(R0,CO);
end;
R0:=10;
CO:=CO+2;
GOTOXY(R0,CO);
WRITELN('La delta = optima es -->      + ', ICHX3, COP);
END;

```

```

PROCEDURE PROCESD1;

```

```

VAR

```

```

I:INTEGER;

```

```

R:REAL;

```

```

BEGIN

```

```

A:=K1*FC+K2;

```

```

B:=K1*G+K2;

```

```

MON:=0;

```

```

RR:=R+1;

```

```

FOR I := 1 TO N DO

```

```

BEGIN

```

```

MON:=MON+C*SGN(I)*RR;

```

```

RR:=R+1+RR;

```

```

END;

```

```

END;

```

```

PROCEDURE HAZLO;

```

```

BEGIN

```

```

IF GOS <> CHUCHO THEN

```

```

ALTAS;

```

```

LIMPIA;

```

```

X:=1;

```

```

PROCESD1;

```

```

R0:=10;

```

```

CO:=3;

```

```

GOTOXY(R0,CO);

```

```

WRITELN(' A) Para el caso de un capacitor ');

```

```

R0:=10;

```

```

CO:=CO+2;

```

```

GOTOXY(R0,CO);

```

```

WRITELN(' B) Para el caso de dos capacitores ');

```

```

R0:=10;

```

```

CO:=CO+2;

```

```

GOTOXY(R0,CO);

```

```

WRITELN(' C' ' Para el caso de tres superficies ');
RO:=10;
CO:=CO-2;
GOTOXY(RO,CO);
WRITELN(' B' Para el caso de cuatro superficies ');
NO:=10;
CO:=CO-2;
GOTOXY(RO,CO);
WRITELN(' E' Para el caso de cinco superficies ');
RO:=10;
CO:=CO+10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE(' Espera el usuario ');
REPEAT
  READ KBD,OPCION;
UNTIL OPCION IN ('A','E','C');
WRITELN(OPCION);
LIMPIA;
FOR I:= 1 TO N DO
  CALCULA(1,I);
  END;
I:=1;
COB:=1;
LI:=1;
KI:=1;
LI:=1;
LL:=1;
CASE OPCION OF
  'A','a' : BEGIN
    NI:=1;
    FOR I := 1 TO N DO
      BEGIN
        RNAT(1,I);
        CALCULA;
        INEICA(1,I,0,0,0);
        DELTAOP;
        NI:=NI+1;
      END;
    END;
  'B','b' : BEGIN
    NI:=1;
    FOR I := 1 TO N DO
      BEGIN
        FOR J := I+1 TO N DO
          BEGIN
            FOR Z := J TO N DO
              RNAT(1,Z);
            COB:=COB+1;
            RNAT(1,Z);
            CALCULA;
            INEICA(1,Z,0,0,0);
            DELTAOP;
            KI:=KI+1;
          END;
        END;
      END;
    END;
  'C','c' : BEGIN

```

```

M:=3;
FOR I := 1 TO N DO
  BEGIN
    FOR J := I+1 TO N DO
      BEGIN
        CIB:=J;
        FOR K := J+1 TO N DO
          BEGIN
            RMAT(1,J);
            RMAT(2,J);
            RMAT(3,K);
            CALCUCIB;
            INDICA(X,1,J,K,0,0);
            DELTASP;
            X:=X+1;
          END;
        END;
      END;
    END;
  END;
  BEGIN
    M:=4;
    FOR I := 1 TO N DO
      FOR J := I+1 TO N DO
        FOR K := J+1 TO N DO
          FOR L:= K+1 TO N DO
            BEGIN
              CIB:=J;
              RMAT(1,J);
              RMAT(2,J);
              RMAT(3,K);
              RMAT(4,L);
              CALCUCIB;
              INDICA(X,1,J,K,L,0);
              DELTASP;
              X:=X+1;
            END;
          END;
        END;
      END;
    END;
  BEGIN
    M:=5;
    FOR I := 1 TO N DO
      FOR J := I+1 TO N DO
        FOR K := J+1 TO N DO
          FOR L:= K+1 TO N DO
            FOR LL:= L+1 TO N DO
              BEGIN
                CIB:=J;
                RMAT(1,I);
                RMAT(2,J);
                RMAT(3,K);
                RMAT(4,L);
                RMAT(5,LL);
                CALCUCIB;
                INDICA(X,1,J,K,L,LL);
                DELTASP;
                X:=X+1;
              END;
            END;
          END;
        END;
      END;
    END;
  END;
END;

```



```

END;
J:=1;
TEMP:=ICMCL1.COP;
FOR I := 2 TO N-1 DO
BEGIN
  IF TEMP < ICMCL1.COP THEN
  BEGIN
    J:=I;
    TEMP:=ICMCL1.COP;
  END;
END;
END;
REPORTE(J);
CO:=24;
RO:=10;
GOTOXY(RO,CO);
WRITE('Desee probar con otra opci' n s/n ? -->');
REPEAT
  RO:=55;
  GOTOXY(RO,CO);
  READ(KBD,OP);
UNTIL OP IN ['S','s','N','n'];
WRITELN(OP);
IF OP IN ['N','n'] THEN cgs:=0;
IF OP IN ['S','s'] THEN
  begin
    cgs:=chucac;
    HAZLO;
  end;
END;
END;
BEGIN
  HAZLO;
END.
C>

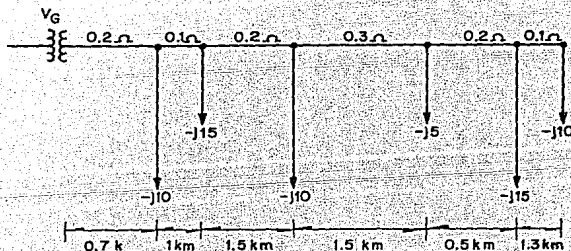
```

Ejemplo 2 Caso Real

Un alimentador de una compañía suministradora de energía eléctrica, presenta problemas de pérdidas de potencia y energía trifásica, por lo cual se le requiere instalar bancos de capacitores con el propósito de reducir estas pérdidas.

Calcular la capacidad, localización, así como la reducción en los costos de operación para 1, 2 y 3 bancos de capacitores, considerando los siguientes Factores de Carga:

- a) F.C. = 0.45
b) F.C. = 1.0



Características del alimentador

$$k_1 = 0.0225 \text{ [\$/wh]} \\ V_G = 23.0000 \text{ [kv]}$$

$$k_2 = 180.000 \text{ [\$/w]} \\ T = 8760.000 \text{ [h]}$$

Solución:

Utilizando el programa de computadora "CAPAR", se obtuvieron los resultados que a continuación se tabulan en las tablas siguientes.

a) CON F.C. = 0.45

No. DE BANCOS	No. DE NODOS OPTIMOS	Ic OPTIMA (A)	CAPACIDAD OPTIMA (KVAR)	REDUCCION DE COSTOS (\$)
1	5	28.86	1,149.60	942,093.35
2	2	21.55	858.31	1,052,377.23
	5	22.39	892.10	
3	2	15.44	615.01	1,064,192.63
	3	8.55	340.62	
	5	19.95	794.73	

b) CON F.C. = 1.0

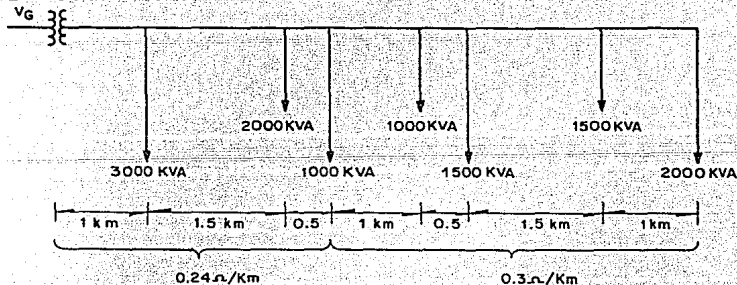
No. DE BANCOS	No. DE NODOS OPTIMOS	Ic OPTIMA (A)	CAPACIDAD OPTIMA (KVAR)	REDUCCION DE COSTOS (\$)
1	5	40.50	1,613.40	1,855,614.83
2	2	30.24	1,204.60	2,072,837.89
	5	31.43	1,252.02	
3	2	21.67	863.14	2,096,110.35
	3	11.99	478.05	
	5	28.00	1,115.44	

Ejemplo 3 Caso Real

En la siguiente figura se muestra un alimentador de energía eléctrica, al cual se le desea reducir las pérdidas de potencia y energía trifásica a causa de las cargas reactivas. Con el propósito de minimizar dichas pérdidas se pretende instalarle 1, 2, 3, 4 y 5 bancos de capacitores, dependiendo de las necesidades del alimentador.

Calcular la capacidad y localización de estos bancos, considerando los siguientes Factores de Carga:

- a) F.C. = 0.45
 b) F.C. = 0.75
 c) F.C. = 1.0



Características del alimentador

$$k_1 = 0.0225 \text{ [\$/wh]}$$

$$V_G = 23.0000 \text{ [kv]}$$

$$k_2 = 180.000 \text{ [\$/w]}$$

$$T = 8760.000 \text{ [h]}$$

Solución

Utilizando el programa de computadora "CAPAR", se obtuvieron los resultados que a continuación se tabulan en las tablas siguientes.

ad CON F.C. = 0.45

No DE BANCOS	No DE NODOS OPTIMOS	Tc OPTIMA (A)	CAPACIDAD OPTIMA (KVAR)	REDUCCION DE GOSTOS (\$)
1	5	145.11	5,793.92	27,998,331.06
2	2	95.30	3,799.76	31,362,276.70
	6	87.11	3,470.25	
3	2	76.06	3,029.86	32,219,547.34
	5	54.55	2,173.14	
	7	51.89	2,067.00	
4	1	53.65	2,137.40	32,664,443.40
	2	51.59	2,171.90	
	5	54.55	2,173.14	
	7	51.89	2,067.00	
5	1	53.65	2,137.40	32,811,373.66
	2	51.60	2,171.90	
	5	43.81	1,745.09	
	6	26.86	1,070.12	
	7	35.77	1,429.94	

b) CON F.C. = 0.75

No DE BANCOS	No DE NODOS OPTIMOS	Ic OPTIMA (A)	CAPACIDAD OPTIMA (KVAR)	REDUCCION DE COSTOS (\$)
1	5	177.45	7.060.95	41,677,063.75
2	2	11.64	4.635.94	46,684,482.81
	6	10.63	4,233.93	
3	2	92.79	3,693.63	47,924,742.18
	5	66.56	2,651.37	
	7	63.30	5,521.88	
4	1	65.46	2,607.77	48,622,815.92
	2	66.61	2,653.52	
	5	66.56	2,651.37	
	7	63.30	2,521.88	
5	1	65.46	2,607.77	48,841,543.77
	2	66.61	2,653.52	
	5	53.45	2,129.12	
	6	32.77	1,305.62	
	7	43.64	1,730.51	

c) CON F.C. = 1.0

No DE BANCOS	No DE NODOS OPTIMOS	Ic OPTIMA (A)	CAPACIDAD OPTIMA (KVAR)	REDUCCION DE COSTOS (\$)
1	5	204.12	8,131.48	55,147,926.67
2	2	133.86	5,332.77	61,773,395.94
	6	122.26	4,870.33	
3	2	106.74	4,252.26	63,414,520.00
	5	76.56	3,049.89	
	7	72.82	2,900.94	
4	1	75.30	2,999.74	64,338,218.59
	2	76.62	3,052.37	
	5	76.56	3,049.89	
	7	72.82	2,900.94	
5	1	75.30	2,999.74	64,627,641.55
	2	76.62	3,052.37	
	5	61.48	2,449.15	
	6	37.70	1,501.86	
	7	50.20	1,999.82	

**III.2 CAPACITORES EN SERIE EN ALIMENTADORES
PRIMARIOS. APLICACIONES**

III.2.1. GENERALIDADES

En principio, la instalación de capacitores serie en líneas de transmisión y distribución, se utiliza para compensar la reactancia inductiva. Podemos mencionar que en el caso de líneas de transmisión, el objeto de utilizar este tipo de instalación es el de aumentar la transferencia de potencia y estabilidad de la línea. Hablando de las líneas de distribución, este efecto de compensación tiende a reducir la regulación de tensión y el llamado parpadeo de las lámparas.

Como antecedente, en las líneas de transmisión, la capacidad de carga, así como su comportamiento y operación, pueden resultar satisfactorios mediante la instalación de capacitores serie.

El interés en la aplicación de capacitores serie en este tipo de líneas es debido a los siguientes factores.

- Debido al rápido crecimiento en la demanda de carga, en una gran ciudad.
- El poco costo que tiene la instalación de capacitores por kVA.
- El aumento en el costo de construcción de nuevas líneas de transmisión.

Algunas de las aplicaciones en líneas de transmisión son:

- Aumentar la estabilidad del circuito ante el problema de variaciones.
- Aumentar la capacidad de carga de una línea de transmisión, en magnitud nominal de 0-50%.

- Mejorar la regulación de tensión y el factor de potencia, para una condición de carga determinada, esto se dará al reducir el ángulo de operación de la línea.
- Proveer un aumento de la capacidad de la línea, de tal forma que el sistema pueda manejar cargas de emergencia en poco tiempo.
- Lograr una separación deseada de la carga, entre sistemas paralelos.

El capacitor serie resulta muy útil y provechoso - para este tipo de crecimiento de sistemas, ya que dicho crecimiento no justifica el cambio de tensión en el sistema, ni la construcción de otro circuito paralelo.

En los sistemas de distribución de energía eléctrica, se tienen problemas por variaciones bruscas de tensión originadas por arranques de motores de gran capacidad.

Estas variaciones bruscas de tensión causan, entre otros, los siguientes problemas:

- a) Parpadeo. En lámparas incandescentes se manifiesta como variaciones de intensidad luminosa.
- b) Reducción en la vida del equipo eléctrico.
- c) Fallas en los equipos electrónicos.
- d) Fallas en los equipos de control electromagnéticos; debido a que las fuerzas de cierre en los relevadores son insuficientes durante los períodos de disminución de la tensión.
- e) Degradación en la recepción de imagen en la pantalla de televisión.

Las caídas de tensión se presentan en circuitos donde

la capacidad del alimentador es suficiente para las condiciones normales de carga, pero insuficiente, para la sobrecorriente que se presenta durante el arranque de grandes motores de inducción. Así mismo, una situación similar de caída de tensión se presenta en algunos equipos de ciclo de carga variable cuando está alcanza su máximo.

Esta caída de tensión se presenta en lugares donde la carga normal más la carga adicional durante el arranque o momento de mayor esfuerzo de la maquinaria exceden la capacidad del circuito alimentador.

LAS SOLUCIONES TECNICAMENTE FACTIBLES AL PROBLEMA DE LAS CAIDAS DE TENSION TRANSITORIAS DURANTE EL ARRANQUE DE MOTORES DE INDUCCION SON:

- Arranque a tensión reducida. Aún empleando este tipo de arranque puede persistir este problema, ya que las necesidades de arranque limitan a un valor mínimo la tensión que puede emplearse para dicho propósito.
- Empleo de motores especiales como el de rotor devanado. Esta solución y otras similares implican mayores costos iniciales de equipo y problemas de operación.
- Reforzar el alimentador. Solución que implica una erogación económica generalmente alta.
- Condensadores Síncronos. Esta solución tiene altos costos iniciales y de operación.
- Motogeneradores. Esta solución se justifica económicamente si la instalación del motogenerador soluciona algún problema adicional, como el de control de velocidad en elevadores de tensión para equipo electrónico.

- Capacitores en Derivación. Para evitar la sobretensión que produce una vez pasado el transitorio de arranque y desconexión, requieren de equipo costoso que no se justifica en equipos de distribución.
- Capacitores en Serie. Esta solución presenta factores técnicos y económicos favorables que se analizarán.

A continuación se describen los problemas técnicos - de selección y operación de los bancos de capacitores serie.

Es necesario seleccionar la capacitancia adecuada -- para el banco serie y así evitar que se presenten los problemas de ferresonancia y resonancia subsíncrona.

El capacitor serie puede elevar la tensión en el primario del transformador que se encuentra más próximo al banco (ver figura III.2.1), saturarlo al bajar su reactancia y formar un circuito tanque que permita la circulación de altas corrientes.

La resonancia subsíncrona se produce por razones - similares. Al bajar la impedancia del sistema, las frecuencias naturales del sistema pueden dar origen a tensiones y - frecuencias subsíncronas, que a veces provocan que el motor no alcance su velocidad óptima.

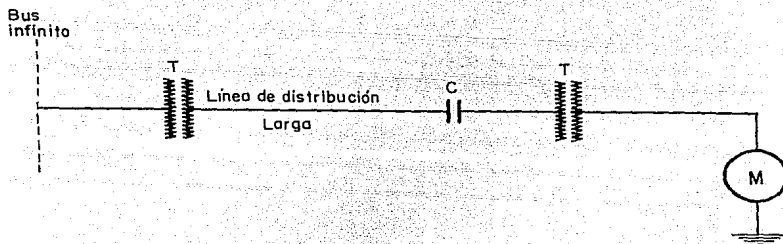


Fig III.2.1 Diagrama unifilar de una instalación de capacitores serie (de distribución)

III.2.2. ANALISIS DEL PROBLEMA

Uno de los factores para determinar la calidad del servicio eléctrico de un sistema de distribución es la regulación de tensión, es decir, la capacidad del sistema para mantener una determinada tensión nominal con un mínimo de variación.

En los últimos años las tensiones de los sistemas han aumentado según la necesidad de compensar la caída de tensión, y por lo tanto los equipos más cercanos a la fuente se especifican para tensiones más elevadas.

Las variaciones de tensión o caídas pueden ocurrir de una manera gradual a lo largo de un día, pudiéndose observar esto, en un ciclo de carga de un circuito alimentador típico.

Estas variaciones se deben al flujo de la corriente, en condiciones normales a través de componentes del alimentador como barras, transformadores, conductores, etc.

Los efectos de variaciones de tensión tienen gran influencia en la duración de la vida útil del equipo y en su funcionamiento, hay casos en los cuales, se pueden tolerar variaciones, teniéndose que llegar a un equilibrio entre la vida del equipo y su buena operación.

Al presentarse una variación de tensión, podemos decir que en un motor de inducción el solenoide de corriente alterna es afectado, al cuadrado de su tensión. No existe una normalización respecto al diseño de la tensión de operación y tiempo correspondiente para solenoides que se emplean en el equipo de control de motores.

Uno de los problemas que existen cuando la duración de las variaciones de tensión son cortas, de unos cuantos segundos o ciclos, es el parpadeo, y es uno de los efectos más notorios y frecuentes de esta condición en la tensión y se puede manifestar como el parpadeo de luces, en la variación de velocidad del motor, en la recepción de imagen en las pantallas de T.V., por mencionar algunos ejemplos. Hace algunos años este problema se debía principalmente a perturbaciones en la alimentación del sistema, hoy en día la importancia -- del problema ha aumentado considerablemente debido a las consecuencias económicas que resultan y al aumento de incidencia de este problema. La mayoría del equipo industrial moderno se mueve y se controla eléctricamente, por lo que se requiere de una estricta regulación de tensión. Por ejemplo, muchos de estos equipos se conectan a cargas que cambian rápidamente conduciendo a variaciones en tensión y corriente; los aparatos electrónicos y magnéticos son los más sensibles

a las caídas de tensión.

En el caso del equipo electrónico, normalmente se di seña con alguna protección para asegurar la operación normal durante variaciones breves en la tensión.

Se ha encontrado en la mayoría de los casos, que las pérdidas se deben a fallas en operación, al caer la tensión, lo cual resulta en una salida de motores u otro equipo de -- producción. Los aparatos como relevadores, válvulas eléctric cas, mordazas magnéticas, etc., detectan la caída de tensión como si fuera una interrupción en su alimentación y dependien do de la duración y magnitud del cambio, el aparato regresa a su posición normal.

Los cortos circuitos y las maniobras de interrupción producen parpadeo. El diseño general del sistema determinará la magnitud de la caída y la coordinación de protecciones.

El parpadeo que se origina en las plantas de generación o en el sistema de transmisión afecta la regulación en distribución, pero es en el nivel de distribución donde se origina la mayoría del parpadeo debido a las cargas conectadas. Frecuentemente los equipos que causan parpadeo son:

Horno eléctrico de arco, soldadoras eléctricas, pa- las eléctricas grandes, equipo pesado de rodillos, cargas in termitentes impulsadas por motores eléctricos, como en aserra deros, cortadoras, prensas, compresoras, bombas y arranques de motores.

Los efectos relacionados con estas variaciones rápi- das de tensión sumadas a la caída debido a la variación gra- dual en la carga pueden limitar la capacidad del circuito an

tes de llegar a los límites térmicos del equipo.

Se señala que los motores del tipo de jaula de ardilla con potencia entre 10 y 1500 HP que se conectan a alimentadores trifásicos radiales y operan dentro de los límites de tensión, resultan muy débiles durante los momentos de alta demanda momentánea. Esta situación se presenta en lugares apartados, tales como: estaciones de bombeo, minas y plantas industriales situadas en comunidades rurales o en las orillas de las poblaciones donde las líneas son largas y los transformadores no se instalaron con la capacidad adecuada para alimentar cargas que se conectarían posteriormente.

En adelante se desarrollará la metodología y recomendaciones para la aplicación de capacitores serie en distribución, con el fin de reducir la caída momentánea al arrancar motores de inducción a tensión plena.

III.2.3. METODOLOGIA DE SOLUCION

Con objeto de resolver los problemas mencionados anteriormente en lo que se refiere a las fluctuaciones momentáneas de tensión, producidas por los arranques frecuentes de grandes motores de inducción; se tomó en cuenta una solución técnica y económicamente factible, que es el empleo de capacitores serie en la red de distribución.

Uno de los parámetros para medir la calidad del servicio eléctrico de un sistema de distribución, es la regulación de tensión, es decir; la capacidad del sistema para mantener una determinada tensión nominal con un mínimo de variación.

Para tratar el tema de regulación de tensión, podemos observar que en el transcurso del tiempo los sistemas se han incrementado según la necesidad de compensar la caída de tensión, por lo que los equipos más cercanos a la fuente se especifican para tensiones más elevadas. Al referirse al equipo, se usa la tensión de placa, la tensión del sistema se emplea para identificar la tensión nominal del circuito dentro del sistema. La tabla III.2.1, es un resumen de tensiones de sistemas y equipos generalmente aceptados en sistemas de distribución.

Tensiones de equipos				
Tensión nominal del sistema	Tensión del generador	Tensión del secundario de transformadores	Tensión del primario del transformador	Tensión del motor y control*
Sistema monofásico				
120 o 120/24	120 o 120/240	120 o 120/240	120	115
240 o 120/240	240 o 120/240	240 o 120/24	240	300
208V/120	208V/120	208V/120	120	115
Sistema trifásico				
208V/120	208V/120	208V/120	208 o 120	220 o 208
240	240	240	240	220
480	480	480	480	440
600	600	600	600	550
2 400	2 400	2 400	2 400	2 300
4 160	4 160	4 160	4 160	4 160
4 800	4 800	4 800	4 800	4 600
6 900	6 900	6 900	6 900	6 900
12 000	12 000	12 000	12 000	11 000
13 200	13 200	13 200	13 200	13 200
13 800	13 800	13 800	13 800	13 200
23 800	--	--	--	23 800
34 500	--	--	--	34 500
46 000	--	--	--	43 800
69 000	--	--	--	67 000
115 000	--	--	--	110 000

* La tensión del control debe ser igual a la del motor.

TABLA III.2.1.

Las variaciones de tensión o caídas pueden ocurrir - de una manera gradual a lo largo del día, en el cual la máxima tensión es en el madrugada, se reduce y se mantiene baja durante las horas de trabajo, de las 8 horas a las 17 horas aproximadamente, baja a un mínimo durante las horas pico de las 19 horas a las 20 horas y después vuelve a subir. Estas variaciones se deben al flujo de corriente, bajo condiciones normales a través de componentes del alimentador, como transformadores, conductores, barras, etc. Las tablas III.2.2 y - - III.2.3. nos muestran los límites recomendados por NEMA para variaciones de tensión en equipos.

Límites de tensión para equipos

<i>Tensión nominal del sistema</i>	<i>Tensiones especificadas del equipo</i>	<i>Límites de tensión en las terminales</i>
208Y/120	115 o 120 - 1 fase 208 o 220 - 3 fases	197Y/114-217Y/125
240	220, 230	210-240
480	440, 460	420-480
600	550, 575	525-600

TABLA III.2.2.

Límites de variación de tensión para motores

<i>Tensión nominal del sistema</i>	<i>Tensión de placa del motor</i>	<i>Límites en las terminales del motor.</i>	
		<i>Min (-2%)</i>	<i>(+ 8% appr.)</i>
2 400	2 200	2 160	2 330
2 400	2 300	2 250	2 480
4 160	4 000	3 920	4 320
4 800	4 600	4 500	5 000
6 900	6 600	5 470	7 130

TABLA III.2.3.

Las consecuencias de exceder los límites señalados - dependen de las características y operación de los aparatos. Los efectos en la variación de la tensión tienen gran influencia en la duración de la vida útil del equipo y en su funcionamiento. En la tabla III.2.4. se muestran los efectos que ocurren en un motor de inducción al variar la tensión en un 10% aproximadamente sobre la tensión nominal de placa.

Efectos generales de variación de tensión en motores (Beeman 1955, p. 206)

	Variación de tensión		
	90% de tensión	Función/tensión	110% de tensión
Pares de arranque y máximo	reducción 19%	tensión 2	aumento 21%
Velocidad de sincronismo	no cambia	constante	no cambia
Porcentaje de deslizamiento	aumento 23%	1 (tensión) ²	reducción 17%
Deslizamiento a plena carga	reducción 1-1/2%	deslizamiento sinc.	aumento 1%
Eficiencia:			
Plena carga	reducción 2 puntos		aumento pequeño
3/4 carga	constante		constante
1/2 carga	aumento de 1 a 2 puntos		reducción de 1 a 2 puntos
Factor de potencia:			
Plena carga	aumento de 1 punto		reducción de 3 puntos
3/4 carga	aumento de 2 a 3 puntos		reducción de 4 puntos
1/2 carga	aumento de 4 a 5 puntos		reducción de 5 a 6 puntos
Corriente a plena carga	aumento 11%		reducción 7%
Corriente de arranque	reducción de 10 a 12%	voltaje	aumento de 10 a 12%
Aumento de temperatura a plena carga	aumento de 6 a 7 °C		reducción de 1 a 2 °C
Capacidad máxima de par	reducción de 19%	(voltaje) ²	aumento de 21%
Ruido magnético	reducción pequeña		aumento pequeño

TABLA III.2.4.

Debido a que el par del motor es directamente proporcional al cuadrado de la tensión, ésta puede ser muy significativa con respecto al tiempo y aceleración de cargas pesadas. Con baja tensión la corriente de arranque se reduce y

la corriente a plena carga aumenta, por lo que aumenta la temperatura y por lo tanto disminuye la vida del aislamiento. Por lo contrario, una tensión demasiado alta aumenta el par que requiere de una corriente de arranque más alta y a su vez produce mayores caídas de tensión en el sistema.

El parpadeo se describe como la duración de la variación de tensión de unos cuantos segundos, y se manifiesta -- como uno de los efectos más notorios, que es el parpadeo de luces. En la actualidad este problema ha aumentado debido a las consecuencias económicas, así como, al aumento de líneas de distribución e insuficiente potencia en alimentadores. La mayoría del equipo industrial moderno se opera y se controla eléctricamente, por lo que se requiere de una estricta regulación de tensión. Por ejemplo, muchos de estos equipos se -- conectan a cargas que cambian rápidamente, produciendo variaciones en tensión y corriente.

Esquemmatizando la ventaja que se tiene al colocar un banco de capacitores serie en una línea de distribución, se puede visualizar en las figuras III.2.2 y la figura III.2.3. Estas figuras se basan en la instalación de capacitores serie en una línea de distribución, la cual se muestra en la figura III.2.1.

En las figuras III.2.2. y III.2.3 podemos observar -- los cambios de tensión durante el arranque de motores antes y después de instalar el banco de capacitores serie.

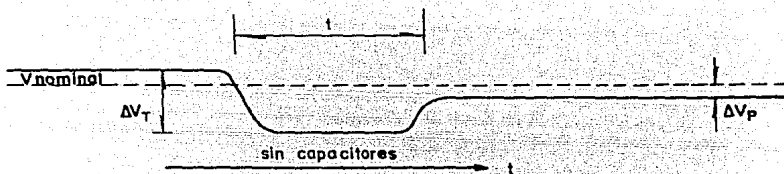


Fig III.2.2

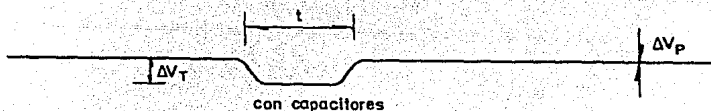


Fig III.2.3

Donde:

V_n = tensión nominal

ΔV_t = máxima caída durante el arranque

ΔV_p = caída permanente después del arranque

T = duración del transitorio

III.2.4. TEORIA BASICA DE APLICACION

Debido a que la reactancia capacitiva en serie produce un aumento de tensión desfasado 180° respecto de la caída de la reactancia inductiva del alimentador, los capacitores serie compensan efectivamente esta caída inductiva, dejando únicamente la caída resistiva del circuito. También se puede decir que la reactancia capacitiva cancela la reactancia inductiva. Demostrándose esto en las figuras III.2. 4, 5, 6 y 7.

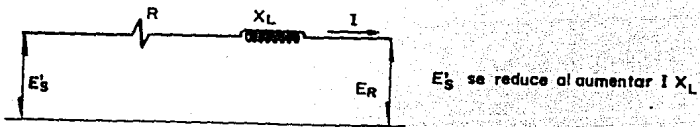


Fig III.2.4

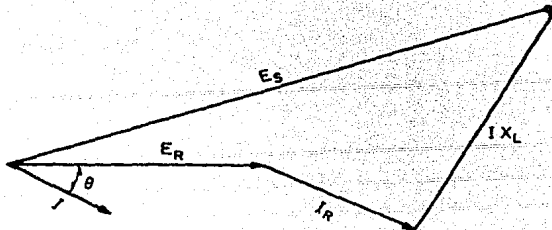


Fig III.2.5

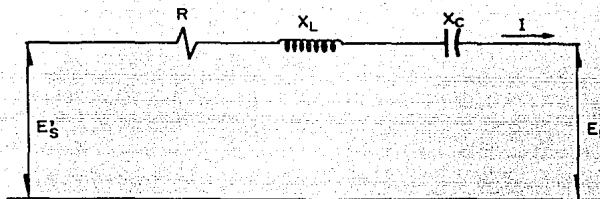


Fig III.2.6

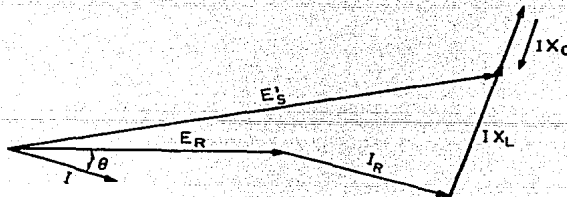


Fig III.2.7

La misma información la podemos obtener o deducir de la fórmula básica de la caída de tensión en un alimentador - con factor de potencia atrasado:

$$E_s - E_r = IR\cos\theta + IX_s\sin\theta + j(IX_c\cos\theta - IR\sin\theta) \quad \text{III.2.1.}$$

Simplificando esta ecuación al desprestigiar el término imaginario, ya que este término solo representa un desfasa--

miento entre las tensiones de la fuente y la carga y generalmente representa una caída muy pequeña, por lo que se tiene: (ver figura III.2.8.)

$$E's - E_r = IR\cos\theta + IXL\text{sen}\theta \quad \text{III.2.2.}$$

$$E's - E_r = IR\cos\theta + I(XL - Xc)\text{sen}\theta \quad \text{III.2.3.}$$

Pudiendo observar de estas dos ecuaciones que cuando $IXL\text{sen}\theta$ es mayor o igual al aumento de tensión deseado, el empleo de capacitores serie puede ser beneficioso. Con un factor de potencia bajo, el $\text{sen } \theta$ es grande, como en el arranque de un motor, y además en un alimentador de distribución la relación X/R tiene un valor en la gama de 3 a 10, lo cual significa que la mayoría de la caída de tensión se debe a la contribución del segundo término de la ecuación III.2.2.

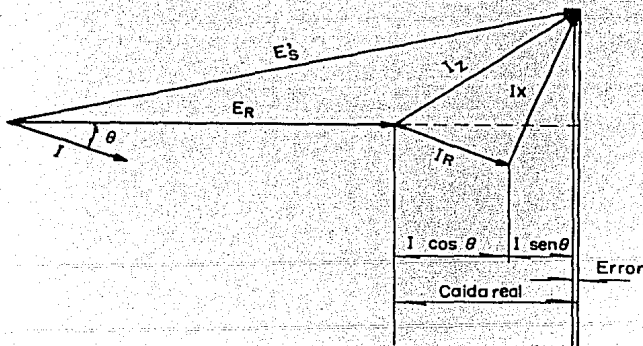


Fig III. 2. 8

Para que un banco de capacitores serie sea efectivo para el mejoramiento de las condiciones de tensión en un alimentador, generalmente la relación R/X debe ser menor que 1 y el factor de potencia debe ser menor que 0.90 y atrasado. Es posible emplear capacitores serie, aún fuera de estos límites, si se emplea la sobrecompensación. Durante el arranque de un motor, el ángulo del factor de potencia aumenta varias veces su valor bajo condiciones normales, ésto es dado que el factor de potencia es atrasado, el $\text{sen}\theta$ tiene un valor significativo en la ecuación III.2.3. por lo que el valor de E_R puede elevarse considerablemente; y la tensión en la carga puede ascender a un valor peligroso. Observando las figuras III.2.9 y III.2.10., podemos visualizar lo anteriormente explicado.

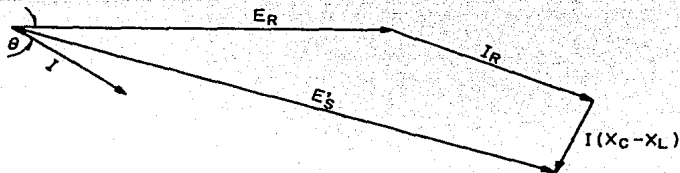


Fig III.2.9. Sobrecompensación de capacitores serie durante el arranque de un motor.

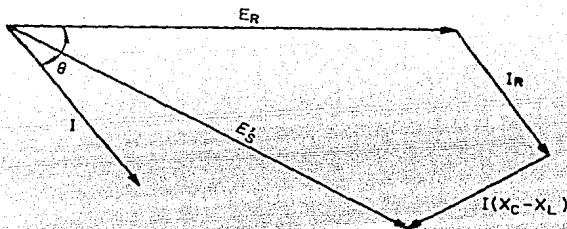


Fig. III.2.10. Sobrecompensación

El capacitor serie produce una tensión que es directamente proporcional a la magnitud y factor de potencia de la corriente de la línea, es decir, la tensión resultante cambia de acuerdo con las variaciones de carga; esta tensión es un aumento y no una caída. Por lo que, el mérito de los capacitores serie consiste en que su respuesta a las variaciones de las cargas es instantánea por estar en serie con ellas. Otras clases de equipo de regulación inician la acción correctiva una vez que aparece la caída de tensión, para conectar entonces, la potencia reactiva requerida. Hay un lapso de tiempo que impide que estos equipos corrijan satisfactoriamente las variaciones de tensión momentáneas. Los capacitores serie no tienen piezas móviles, lo que los hace libres de mantenimiento y muy confiables. Su eficiencia de operación es muy alta, ya que las pérdidas son proporcionales a la carga; pierden aproximadamente 0.3% de la potencia a plena carga.

Las figuras III.2.11. y III.2.12. nos muestran que - si el factor de potencia se encuentra adelantado, la tensión

en la carga se reduce con le empleo de capacitores serie.

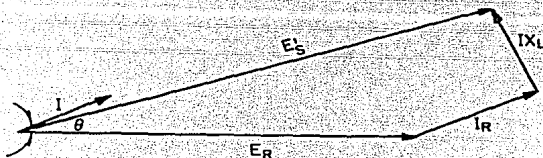


Fig III. 2.11

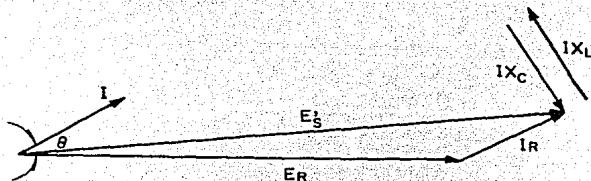


Fig III. 2.12

Otra ventaja que se obtiene con el uso de capacitores serie es que se incrementa la capacidad en kVA del alimentador, debido a que el aumento de tensión en la carga permite la transmisión de más potencia. Esto hace posible que

se pueda suprimir inversiones de capital que son necesarios para la ampliación de capacidad de los circuitos.

En las tensiones que se aproximan al nivel de sub-transmisión como en 69 KV, el beneficio de poder transmitir más potencia en el mismo circuito puede aprovecharse más aún, ya que los capacitores serie mejorán la estabilidad.

Los capacitores son efectivos en la corrección de -- las condiciones de tensión cuando el circuito es sumamente - reactivo en relación con la resistencia, cuando el factor de potencia es bajo y atrasado y cuando las variaciones de cargas son rápidas. También debe de recordarse que los capacitores serie no compensarán las variaciones que se originen en la alimentación, únicamente reducen la reactancia de la alimentación, tampoco pueden mantener un valor de tensión fijo.

Para está aplicación de capacitores serie en líneas de distribución, se desarrollo un programa de computadora -- que básicamente, simula la aceleración de un motor de inducción durante el arranque, desde la velocidad cero hasta la velocidad de operación normal.

El programa emplea los siguientes datos:

- a) Características del circuito
- b) Características de la carga
- c) Duración de la caída de tensión
- d) Valor de la caída de tensión
- e) Tensión normal

Obtiene los siguientes resultados:

- a) Curva de tensión - tiempo

- b) Valor de la reactancia capacitiva del banco óptima a instalar.

A continuación se hará una descripción del programa de computadora CAPSER.

III.2.5. DESCRIPCION DEL PROGRAMA CAPSER

El objetivo del programa de computadora CAPSER es el de determinar la reactancia capacitiva óptima del banco, como solución al problema de las fluctuaciones momentáneas de tensión (parpadeo) en el momento de arrancar grandes motores de inducción en alimentadores trifásicos radiales, así como precisar el perfil de tensión en las terminales del motor durante el arranque.

Básicamente, el programa simula la aceleración del motor durante el arranque, desde la velocidad cero hasta la velocidad de operación normal. El programa calcula la tensión, la corriente y el factor de potencia en las terminales del motor, así como el par del motor.

Mediante la integración numérica se calcula el tiempo que transcurre en tanto decrece el deslizamiento del motor a su valor de operación normal. Se repiten estos cálculos cuando varía la reactancia capacitiva en serie dentro de los límites de una gama y se selecciona un valor de reactancia capacitiva que proporcione un perfil de tensión durante el arranque, cuya curva resulte en un área mínima.

DATOS DE ENTRADA

Se requieren tres grupos de datos de entrada:

- a) Datos del motor de inducción (si se tienen varios motores se requiere los datos del de mayor capacidad).
- b) Datos del circuito alimentador.
- c) Tipo de carga mecánica

Datos del motor de inducción

1. Potencia trifásica del motor en HP.
2. Tensión nominal de fase a neutro en las terminales del motor.
3. Mínima tensión suministrada de fase a neutro en las terminales del motor. Durante el arranque del motor, se tiene una considerable caída de tensión en las terminales debido a las altas corrientes que toma el motor, si no es posible medir esta caída considérese una tensión del 10% abajo de la nominal.
4. Corriente a plena carga del motor. Se puede calcular con la siguiente fórmula, utilizando los datos de placa del motor.

$$I = \frac{\text{Potencia (HP)} \times 746}{\sqrt{3} \times \eta \times \text{f.p.} \times v}$$

donde:

v = voltaje nominal entre fases

η = eficiencia a plena carga, que aproximadamente sigue los valores dados en la siguiente tabla III.2.5.

f.p. = que se puede determinar de la siguiente tabla III.2.6.

HP	100-200	200-400	400-1000	1000-
Eficiencia	90%	92%	93.5%	95%

TABLA III.2.5

rpm HP	1800	1200	900	720	600	514
100	0.91	0.90	0.88	0.86	0.84	0.79
150	0.91	0.91	0.89	0.87	0.85	0.81
200	0.91	0.91	0.89	0.88	0.86	0.82
300	0.92	0.91	0.89	0.88	0.87	0.84
400	0.92	0.91	0.89	0.88	0.88	0.85
500	0.92	0.91	0.89	0.88	0.88	0.86

TABLA III.2.6

5. Velocidad sincrónica del motor, en rpm
6. Deslizamiento (slip) en fracción decimal

$$S = \frac{v - v_1}{v_1}$$

v_1 = velocidad sincrónica

v = velocidad del rotor

Si en los datos de placa no se tiene la información suficiente para calcular el deslizamiento, un valor de 0.025 es una aproximación razonable.

Datos del Circuito Alimentador

Se hace necesario determinar un punto en el circuito donde se tengan variaciones de tensión mínimas, es decir que se considere estable, un "bus infinito". Es posible que este punto sea la subestación, donde nace el circuito, se recomienda verificar que las variaciones de tensión no resulten considerables, de ser así se debe seleccionar otro punto más lejano.

Para ubicar el banco de capacitores, se aplica la siguiente regla con objeto de obtener un perfil de tensión lo más uniforme posible:

Se establece el banco en un punto donde la caída de tensión sea la tercera parte de la caída total, compensándose las dos terceras partes restantes, ya que la reactancia capacitiva en serie se concentra en un solo punto, se dará ahí un aumento de tensión brusco del lado de la carga del capacitor.

Es necesario reducir el circuito a la red equivalente que se muestra en la siguiente figura III.2.13

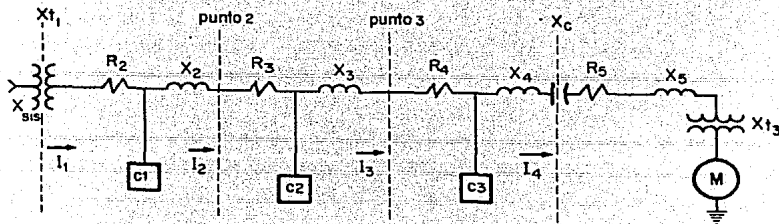


Fig III.2.13

El circuito alimentador que va desde el punto seleccionado como estable hasta el lugar donde se van a localizar los capacitores serie, se divide en 3 partes; en función de que se tienen cargas concentradas a lo largo de todo el circuito cuyo valor influye en el cálculo de la reactancia capacitiva óptima. Para localizar los puntos 2 y 3, las cargas concentradas C_1 , C_2 , C_3 deberán ser aproximadamente las mismas (cuando sea posible).

Se deberá alimentar al programa con los datos siguientes:

Los valores de la impedancia en cuatro diferentes -- tramos de la línea.

1. Resistencia y reactancia inductiva al punto 2 --
(R_2 y X_2)
2. Resistencia y reactancia inductiva al punto 3 --
(R_3 y X_3)
3. Resistencia y reactancia inductiva antes del capacitor (R_4 y X_4)
4. Resistencia y reactancia inductiva después del capacitor (R_5 y X_5).

Los valores de impedancia del punto 4 comprenden únicamente al tramo de la línea entre el banco de capacitores y el motor de inducción. Es decir, es probable que el circuito continúe todavía más allá del motor, pero no es necesario considerar esa impedancia.

Los que se refieren al transformador de distribución que alimentan al motor.

5. Capacidad del transformador por fase.

6. Porcentaje de la reactancia del transformador.

Asimismo se requieren 4 valores de corriente en diferentes puntos del circuito, para tomar en cuenta las cargas conectadas en el tramo comprendido entre el "Bus estable" y los capacitores.

7. Corriente máxima del circuito (I_1). La magnitud de corriente máxima que sale de la subestación -- alimentadora o del punto considerado como estable.
8. Corriente máxima en el punto 2 (I_2)
9. Corriente máxima en el punto 3 (I_3)
10. Corriente máxima que entra en el capacitor (I_4)

Finalmente los valores:

11. Tensión de fase a neutro del "bus estable"
12. Máxima reactancia capacitiva disponible. Con este límite superior trabajará el programa para seleccionar el valor óptimo de reactancia capacitiva, no es conveniente sobrecompensar la línea, por lo que esta reactancia está dada por:

$$X_{C_{m\acute{a}x}} = X_{sis} + X_{t_1} + X_2 + X_3 + X_4$$

Tipo de carga mecánica

Existen únicamente tres opciones de carga mecánica, que generalmente encuadran las cargas características de un motor de inducción y son:

- a) Ventilador, soplador o compresor axial.
- b) Bomba centrífuga
- c) Molino, laminadora o cinta transportadora (en general, cargas de alta fricción).

Salida del programa.

La salida consiste en 2 listados diferentes: en uno no se incluye la reactancia capacitiva seleccionada como óptima.

Cada uno de estos listados consta de cinco columnas con la siguiente información:

- a) Tiempo, en segundos, durante la aceleración del motor.
- b) Tensión (rms) en las terminales del motor
- c) Velocidad angular
- d) Magnitud de la corriente en las terminales del motor
- e) Angulo (en grados) de las corrientes

Existen 2 diagnósticos que pueden aparecer como salida del programa, éstos son:

- a) Máxima tensión excedida con la reactancia capacitiva disponible. El aumento de tensión que produce el capacitor puede alcanzar valores peligrosos y es probable que se presente el fenómeno de ferro resonancia. Es conveniente entonces, relocalizar el banco de transformador de distribución.
- b) Insuficiente reactancia capacitiva disponible. En este caso, se requiere reactancia capacitiva adicional a la máxima disponible, pero como existe el peligro de una posible sobrecompensación es conveniente reubicar el banco de capacitores en un punto más cercano al motor de inducción.

Se verá en seguida el Diagrama de Bloques, para un mejor entendimiento de la operación del programa CAPSER.

B L O Q U E

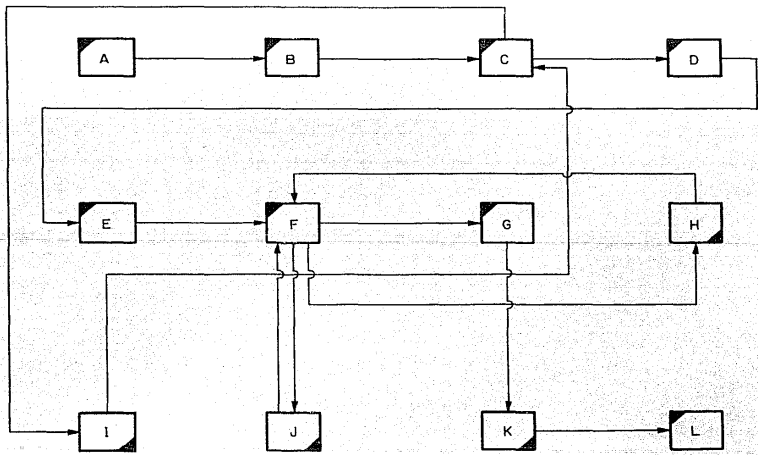
O P E R A C I O N

A	INICIO DE PROGRAMA
B	DATOS DEL MOTOR
C	DATOS DEL CIRCUITO
D	CALCULO DE RESISTENCIA Y REACTANCIAS REFERIDAS AL MOTOR
E	GENERACION DE VALORES DE REACTANCIA CAPACITIVA
F	CALCULO DE LA MAGNITUD Y ANGULO DE IMPEDANCIA
G	SE REALIZA EL PROCESO ITERATIVO PARA CALCULAR V_2 , I , T , ETC.
H	SUBROUTINA ECUACIONES PARA LA CARGA MECANICA (SEGUN TIPO)
I	SUBROUTINA: TIPO DE CARGA MECANICA
J	SUBROUTINA: PARA ENCONTRAR EL TIEMPO.
K	SUBROUTINA: PARA ENLISTAR RESULTADOS
L	FIN DE PROGRAMA

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROGRAMA

Enseguida, se hace referencia de la operación de cada bloque.

BLOQUE	DESCRIPCION
A	Iniciación del programa
B	Introducción de los valores del motor
C	Introducción de los valores necesarios del circuito.
D	Se realiza el cálculo de resistencias y reactancias referidas al motor.
E	Empieza la iteración del programa, comenzando a evaluar los valores de la reactancia capacitiva.
F	Se realizan cálculos de magnitud y ángulos de las impedancias, desde la línea hasta el motor y en general de todo el sistema.
G	En este bloque se realiza la parte del cálculo de todas las variables de salida, como son voltaje, tiempo, corriente, velocidad y ángulos.
H	En este bloque solo existen las ecuaciones de los diferentes tipos de carga mecánica que se analizan en este programa.
I	Subrutina para pedir alguna de las 3 alternativas de carga mecánica existentes.
J	Subrutina para encontrar el tiempo a partir de una integración, durante el proceso de simulación del arranque del motor.
K	Subrutina la cual sirve para enlistar los resultados finales de nuestro programa
L	Nos lleva al fin del programa.





-  PROGRAMA PRINCIPAL
-  SUBROUTINAS

DIAGRAMA OPERACIONAL DEL PROGRAMA

```

SYSTEM=DUAL OFF*
Dual Routing now OFF
IReady
XLIST
8 PRINT * ESTE PROGRAMA CALCULA LA REACTANCIA CAPACITIVA*
9 PRINT * EN SERIE, REQUERIDO PARA COMENZAR CAIDAS DE VOLTAJE*
10 PRINT * DEBIDAS AL ARRANQUE DE MOTORES DE INDUCCION*
11 PRINT * POR OTRA PARTE EL CIRCUITO ALIMENTADOR ES TRIFASICO*
12 PRINT * EL ANALISIS SE HA POR FASE Y SE UTILIZA EL SISTEMA DE*
13 PRINT * UNIDADES 'MKS' (VOLTS, AMPERE, OHMS, ETC.)*
14 DIM X4(50),I(25,25), V(25,25),I3(25), I4(25), Z4(25),Z7(25)
15 Q1=3.0
16 PRINT
17 PRINT *NOTA : TANTO LAS REACTANCIAS COMO *
18 PRINT *LAS RESISTENCIAS MEDIDAS SERAN EN OHMS.*
19 PRINT
20 PRINT * *** DATOS DEL MOTOR *** *
21 PRINT
22 INPUT *POTENCIA DEL MOTOR (HP.) :PHU
23 INPUT *VOLTAJE NOMINAL EN TERMINALES DEL MOTOR :V6
24 INPUT *MINIMO VOLTAJE EN TERMINALES DEL MOTOR :V5
25 INPUT *CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR * :I2
26 INPUT *VELOCIDAD SINCRONICA DEL MOTOR (RPM.) * :S1
27 W1 =S1*(3.1416/30.)
28 J5 = (H6*300./322)/V6
29 INPUT *DEGLAMIENTO (FRACCION DE 'HAL') :S3
30 S4=(1.-S3)/24
31 A=(H6*10.8/16)/J5*2)
32 R1 = A/2
33 R2 = R1 *RESISTENCIA DEL MOTOR Y CATOR
34 L= .4843*(R1+R2/S3)
35 X1 = L/2
41 PRINT :PRINT
42 PRINT * ***DATOS DEL CIRCUITO ***
43 X2=X1
44 X5=V6/(1.31J5)-X1

45 INPUT *RESISTENCIA DE LA LINEA AL PTO. 2 :IC1
46 INPUT *REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 2 :IC2
47 INPUT *RESISTENCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3 :IC3
48 INPUT *REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3 :IC8
49 INPUT *RESISTENCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR * :IC9
50 INPUT *REACTANCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR :IC8
51 INPUT *RESISTENCIA DE LA LINEA DESPUES DEL CAPACITOR :IC3
52 INPUT *REACTANCIA DE LA LINEA DESPUES DEL CAPACITOR :IC4
53 INPUT *CAPACIDAD POR FASE, TRANSFORMADOR DEL MOTOR EN 'KVA' :IC5

```

```

54 INPUT *REACTANCIA DEL TRANSFORMADOR (EN Z)*:C6
55 INPUT *CORRIENTE MAXIMA DEL CIRCUITO*:I7
57 INPUT *CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 2*:I6
58 INPUT *CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 3*:I5
59 INPUT *CORRIENTE MAXIMA QUE ENTRA AL CAPACITOR*:I8
68 INPUT *VOLTAJE DEL 'BUS' ESTABLE EN VOLTS*:B7
72 V1=V6
73 V7=1.1*V5
74 K2=V6*I2+.003
76 K1 = K2 / ((1.076E - 5 )*( S1^2))
B1 INPUT *MAXIMA REACTANCIA CAPACITIVA DISPONIBLE*:IX6
B2 GOSUB 500
B3 PRINT *NOTA:MAGNITUD DE VOLTAJE EN VOLTS.*
B4 PRINT *NOTA: CORRIENTE EN 'AMPS.';ANGULO EN GRADOS*
B5 X7=X6/24.0
B6 PRINT *NOTA :VELOCIDAD ANGULAR EN RAD/SEC.*
B7 X1=X7*(I8/I2)*(V6/B7) *REAC. CAP. Y REFERIDA AL MOTOR
B8 REM IMPEDANCIA DE LA LINEA COMPENSADA Y REFERIDA AL MOTOR
B9 C1=C1*(I7/I2)*(V6/B7) ' RESISTENCIA COMPENS. Y REFER. AL MOTOR
90 C2=C2*(I7/I2)*(V6/B7) ' REACT. COMPENS.Y REFER. AL MOTOR.
91 C7=C7*(I6/I2)*(V6/B7)' RESISTENCIA COMPENS. Y REFER. AL MOTOR
92 C8=C8*(I6/I2)*(V6/B7) ' REACT. COMPENS. Y REFER. AL MOTOR
93 C9=C9*(I5/I2)*(V6/B7) 'RESISTENCIA COMPENS. Y REFER. AL MOTOR
94 C8=C8*(I5/I2)*(V6/B7) ' REACT. COMPENS. Y REFER. AL MOTOR
95 C3=C3*(I8/I2)*(V6/B7) ' RES. TENCIA COMPENS.Y REFERIDA AL MOTOR
96 C4=C4*(I8/I2)*(V6/B7) ' REACT. COMPENS. Y REFER. AL MOTOR
97 C6=(((B7^2)/C5)*((I0*C5)/(I0^6)))/((V6/B7)^2) ' REACTANCIA DEL TRANSFORMADOR REFERIDA AL MOTOR
98 R3=C1+C3+C7*I7
99 X3=C2+C4+C6*C8+C9
100 J9=2)
105 J=L ' X4(ANG. REACT.) INDEX
110 X4(J)= 0.0
120 K=J 'GENERATING CAP.REACT. VALUES
125 J=J+1
130 X4 (J)=X4(K) + X7
135 IF J< J9 GOTO 120
140 J=L
145 R4=R3 + R1
150 I=L
155 S=1.0
156 T=0.0 ' INITIAL VAL. OF TIME
160 X9 =X3+ X1 - X4(J)
165 Y9= 0.0 : W2=1.0/W1
210 U1 =SQR (((R2*X5/S)^2 + (X2*X5)^2)/ ((R2/S)^2 + (X2+X5)^2 )) 'DEFINING Z TO I
211 Z1= ATN(-R2/(S*X2)) - ATN((X2+X5)/(R2/S))
212 R6 =U1*ABS( COS(Z1) ) 'RES AIR FIELD GAP
213 U2= SQR (R4^2 + X9 ^2)
214 Z2= ATN(X9/R4)
215 U3= U1*ABS( COS(Z1) ) + U2*ABS( COS(Z2) )
216 U4= U1*ABS( SIN(Z1) ) + U2*ABS( SIN(Z2) )
217 U9= SQR (W3^2+ U4^2): Z3= ATN (U4/U3) ' ABS VALUE LINE MOTOR IMPD AND ANGLE

```



```

218 ED= U1*ABS(SIN(Z1)) + X1
219 I1= V1/U5 : I3(I1)=(I1*E7-R6 +R1) Z8= ATN(E8/E7)'ANGULO EN EL MOTOR
220 P1= COS(Z3) 'FACTOR DE POTENCIA DE P. LINEA- MOTOR
221 U6=SQR ((R3^2+(X3-X4(J))^2))/U5
222 Z4= ATN( (X3-X4(J)) / R3) - Z3
223 Z5= ATN( (-U6*ABS( SIN(Z4)))/(I1*U6*ABS( COS(Z4))) )
224 P2= COS(Z5) 'FACTOR DE POTENCIA TERM. MOTOR
225 V2(I,J)= V1*(SQR(1.0 +U6*(U6-2.0)*ABS( COS(Z4)) ))
226 Z6(I)= Z5+ (108./Z3.1416) ' ANGULO DE LA CORRIENTE MOTOR
240 T1= .92*Q1*(I1^2)+H6*H2
242 IF I1 > 1.50 GO TO 250
243 IF J < 1 GO TO 250
244 T6 = T1
250 W= (1.0-S)* W1
251 W3=W/H1
260 IF ASC(A*)=47 THEN GO SUB 500
270 IF ASC(A*)=50 THEN GO SUB 505
274 IF ASC(A*)=51 THEN GO SUB 515
275 T2=T1*T5
278 IF (T1-T2) = 0.0 GO TO 290
280 DEF FNT4(W)= 1.0/(T1-T2)
290 GOSUB 700
305 IF J = 1 GO TO 340
310 IF V2(I,J) < V7 GO TO 340
321 PRINT*MAX. VOLTAJE EXCEDIDO CON REAC. CAP. DISPONIBLE *
322 GO TO 455
340 IF V2(I,J) >= V2 GO TO 360
345 IF J < J2 GO TO 445
346 X4(J)= X4(J7)
347 IF X4(J) >= X3 GO TO 455 'POSIBLE SIN COMPENSACION
351 PRINT* INSUFICIENTE REACTANCIA CAPACITIVA DISPONIBLE *
350 STOP
360 V3= ABS(V2(I,J)-V6)
365 V4= V3*V2
366 V9=V4
370 IF I = 25 GO TO 385
375 I=I+1 : S=S - .54
380 GO TO 210
385 IF J < 1 GO TO 425
390 J2= J
391 FOR I= 1 TO 25
392 A(I)= I3(I) : Z7(I) = Z6(I)
393 NEXT I
400 GOSUB 900
405 M5= V4
410 IF J = J2 GO TO 455
415 J= J+1
420 GO TO 150
425 IF V4 > M5 GO TO 440
430 J2= J
435 M5= V4

```

```

436 FOR I = 1 TO 25
437 J4(I)=I3(I) : Z7(I)= Z6(I)
438 NEXT I
440 IF J= J9 GOTO 455
445 J=J + 1
450 GOTO 150
455 GOSUB 900
460 STOP
900 REM SUBROUTINA 'VENTILADOR '
902 DEF FNV(X)=.15*X*(-.5+(3X-.1)*(2.80*(X-.4)*(-.42*(X-.6)*(-1.64 + 1.24*(X-.8))))
903 TS=FNV (W3)
904 RETURN
905 REM SUBROUTINA 'BOMBA'
910 DEF FNB(X)=-.30*X*(-1.5+(X-12)*(4.+(X-.4)*(-4.98 + (X-.6)*(7.29 -7.29*(X-.8))))
911 TS= FNB (W3)
912 RETURN
915 REM SUBROUTINA 'MOLINO'
920 DEF FNM(X)=1.+(X+(-1.9+(X-.2)*(4.5+(X-.4)*(-6.667*(X-.6)*(8.59-10.42*(X-.8))))))
921 TS = FNM(W3)
922 RETURN
600 REM SUBROUTINA PARA SOLICITAR TIPO DE CARGA MECANICA
605 PRINT : PRINT
610 PRINT * *** TIPO DE CARGA MECANICA *** *
612 PRINT: PRINT "ALTERNATIVAS : "
613 PRINT * 1). VENTILADOR, SOPLADOR O COMPRESOR AXIAL. "
614 PRINT * 2). BOMBA CENTRIFUGA. "
615 PRINT * 3). MOLINO, LAMINADORA O CINTA TRANSPORTADORA. "
616 PRINT * [EN GENERAL, CARGAS DE ALTA FRICCION. ] *
617 PRINT :PRINT
640 PRINT *SELECCIONE UNA DE LAS TRES ALTERNATIVAS ANTERIORES. *
650 PRINT *Y ACONTINUACION ESCRIBA VENTILADOR, BOMBA, O MOLINO.*
660 PRINT
670 PRINT* T(IP) DE CARGA MECANICA:*
680 INPUT A$
690 PRINT :PRINT:PRINT:PRINT:PRINT
695 RETURN
700 REM --M.M. INTLG. SUBRT. TO FINE TIME
701 IF (T1-T2)= 0.0 GOTO 740
710 IF I=1 GOTO 746
715 G= ((W1*FNT4(W)))/2)*S4*W1
740 T=T+G
745 T(L,D)=T*K1
746 B1= FNT4(W)
747 GOTO 750
748 B1 = 0.0
750 RETURN
900 REM -- PLOT SUBRT. HERE; MEANWHILE LIST RESULTS
902 PRINT:PRINT:PRINT
903 S= 1.
905 PRINT "TIEMPO", "VOLTAJE", "VELOCIDAD", "CORRIENTE", "ANGULO",
906 PRINT "(SEC)", "MOTOR", "ANGULAR", "MOTOR", "GRADOS"

```

```
907 PRINT
908 PRINT
910 FOR I = 1 TO 25
911 W = (1-S)*#I
915 PRINT T(1,J2),V2(1,J2),W,I4(I),Z7(I)
916 S= S : S4
920 NEXT I
921 IF J21 GOTO 930
922 PRINT "REACTANCIA CAPACITIVA =0,0"
923 GOTO 932
930 X4(J2)= X4(J2)*((12/18)*(87/V6)) ' CAPACIT. REFERIDA A LA LINEA
931 PRINT " REACT. CAP.=",X4(J2);" OHMS "
932 RETURN
1450 END
XRead1
2
```

ESTAS SON LAS VARIABLES USADAS EN EL PROGRAMA 'CAPSER'

A.....HP*746*(1-n) / 2*n*3*(I)*(I)
 A\$.....CARACTER ALFANUMERICO PARA CARACTERIZAR LA CARGA MECAN.
 B1.....FNT4(W) = 1/T1-T2)
 B7.....TENSION DEL 'BUS INFINITO'
 C1.....RESISTENCIA DE LA LINEA AL PUNTO 2
 C2.....REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 2
 C3.....RESISTENCIA DE LA LINEA DESPUES DEL CAPACITOR
 C4.....REACTANCIA DE LINEA DESPUES DEL CAPACITOR
 C5.....CAPACIDAD, POR FASE , DEL TRANSFORMADOR DEL MOTOR(KVA)
 C6.....% X DEL TRANSFORMADOR
 C7.....RESISTENCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3
 C8.....REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3
 C9.....RESISTENCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR
 C0.....REACTANCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR
 E8.....REACTANCIA DEL ROTOR (REAC. MAGNETIZANTE + REAC. ROTOR)
 E9.....RESISTENCIA DEL ESTATOR + RESISTENCIA DEL air gap
 FNV(X).....FUNCION QUE DESCRIBE LA CURVA NORMALIZADA, CARGA VENTILADOR
 FNM(X).....FUNCION QUE DESCRIBE LA CURVA NORMALIZADA, CARGA MOLINO
 FNB(X).....FUNCION QUE DESCRIBE LA CURVA NORMALIZADA, CARGA BOMBA
 FNT4(W).....B1
 G.....TIEMPO
 H8.....POTENCIA DEL MOTOR EN HP
 I1.....CORRIENTE DEL MOTOR
 12.....CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR
 13.....CORRIENTE DEL MOTOR
 14.....13=I1
 15.....CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 3
 16.....CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 2
 17.....CORRIENTE MAXIMA DEL CIRCUITO
 18.....CORRIENTE MAXIMA QUE ENTRA AL CAPACITOR
 I.....I93)=I(1) CORPIENTE EN LAS TERMINALES DEL MOTOR
 J2.....J VARIABLE DE INTERACION
 J5.....CORRIENTE NOMINAL DEL MOTOR, CALCULADA A PARTIR DE LA POTENCIA
 J9.....25
 J.....J2
 K1.....MOMENTO DE INERCIA DEL MOTOR
 K2.....POTENCIA DE ENTRADA AL MOTOR
 K.....VARIABLE DE INTERACION
 L.....0.4843(R1 + R2/ S3)
 M5.....V4 = V9 TENSIONES PARA IR CONFORMANDO EL PERFIL DE TENSION
 P1.....FACTOR DE POTENCIA DE LA LINEA
 P2.....FACTOR DE POTENCIA EN LAS TERMINALES DEL MOTOR
 Q1.....3 (= DE FASES)
 R1.....RESISTENCIA DEL ESTATOR
 R2.....RESISTENCIA DEL ROTOR
 R3.....RESISTENCIA EQUIVALENTE DE LA LINEA
 R4.....RESISTENCIA EQUIVALENTE DEL ESTATOR Y LA LINEA
 R6.....RESISTENCIA DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE (U1) DEL MOTOR
 S1.....VELOCIDAD SINCRONICA DEL MOTOR (RPM)

S3.....DESLIZAMIENTO
 S4.....24 FRACCIONES DEL SLIP ENTRE 1 Y S3
 S.....VALOR DEL SLIP EN CADA PUNTO DESDE EL ARRANQUE HASTA LA OPERACION NORMAL
 T1.....PAR MECANICO DEL MOTOR (N-n)
 T2.....PAR DE LA CARGA
 T5.....PAR DE LA CARGA EN POR UNIDAD
 T6.....T1
 T8.....T8 (I) VALOR DEL PAR DE CARGA
 T.....VALORES DE TIEMPO DURANTE LA ITERACION
 U1.....IMPEDANCIA EQUIVALENTE (ROTOR Y REAC. MAGNETIZANTE)
 U2.....MAGNITUD DE LA IMPEDANCIA EQUIVALENTE DE ESTATOR Y LINEA
 U3.....PARTE REAL DE LA IMPEDANCIA U1 y U2
 U4.....PARTE IMAGINARIA DE LA IMPEDANCIA U1 y U2
 U5.....MAGNITUD DE LA IMPEDANCIA TOTAL
 U6.....MAGNITUD DE LA IMPEDANCIA DE LA LINEA YA COMPENSADA ENTRE U5
 V1.....TENSION NOMINAL EN LAS TERMINALES DEL MOTOR
 V2.....V2 (I,J) TENSION EN LAS TERMINALES DEL MOTOR DURANTE LA ITERACION
 V3.....V2 (I,J) TENSION NOMINAL EN LAS TERMINALES DEL MOTOR (VALOR ABSOLUTO)
 V4.....M5
 V5.....TENSION MINIMA EN LAS TERMINALES DEL MOTOR
 V6.....V1
 V7.....TENSION MAXIMA EN LAS TERMINALES DEL MOTOR
 V8.....V7
 V9.....V4
 W1.....VELOCIDAD SINCRONICA DEL MOTOR (1/W2) EN RAD/SEG
 W2.....1/W1
 W3.....VELOCIDAD DEL ROTOR EN P.U. DE LA VELOCIDAD SINCRONA
 W4.....W4 (I) VELOCIDAD CORRESPONDIENTE A T8 (I)
 X1.....REACTANCIA DEL ESTATOR
 X2.....REACTANCIA DEL ROTOR
 X3.....REACTANCIA DE LA LINEA Y DEL TRANSFORMADOR
 X4.....INCREMENTOS DE LA REACTANCIA CAPACITIVA, REFERIDA AL MOTOR
 X5.....REACTANCIA MAGNETIZANTE DEL MOTOR
 X6.....MAXIMA REACTANCIA CAPACITIVA DISPONIBLE
 X7.....X4
 X9.....REACTANCIA EQUIVALENTE DEL ESTATOR, LINEA Y TRANSFORMADOR
 X.....VARIABLE DUMMY EN LAS CURVAS DE CARGA MECANICA
 Z1.....ANGULO DE LA IMPEDANCIA U1
 Z2.....ANGULO DE LA IMPEDANCIA U2
 Z3.....ANGULO DE LA IMPEDANCIA U5
 Z4.....ANGULO DE LA IMPEDANCIA U6- ANGULO DE LA IMPEDANCIA TOTAL
 Z5.....ANGULO DE LA IMPEDANCIA U6

III.2.6. APLICACIONES

Ejemplo 1. Se tiene un alimentador rural con las características que se muestran en la figura, se desea eliminar la fluctuación momentánea de tensión en todas las cargas, cuando se arranca el motor de inducción. Figura III.2.14.

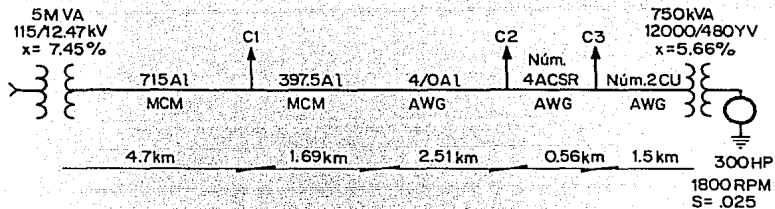
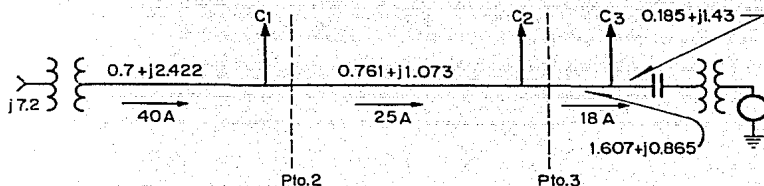


Fig III.2.14

Solución:

Si se colocan los capacitores serie a 300 m del transformador de distribución, se seleccionan los puntos 2 y 3, y se miden las corrientes correspondientes, el circuito queda representando, así:



Se utilizó el programa CAPSER y la reactancia capacitiva seleccionada como óptima es de 13Ω x, en las gráficas de tensión durante el arranque puede apreciarse el beneficio del uso de los capacitores serie. A continuación se muestran los resultados obtenidos de la corrida.

Ejemplo 2. Aplicación para un alimentador real. Se tiene un alimentador que presenta problemas de caídas momentáneas de tensión; este circuito tiene una longitud de 26km, el calibre del conductor es de 3/0 ACSR hasta una cierta población, a partir de ahí, es de 1/0 ACSR. La tensión nominal de la línea es de 13.8 kV y la demanda máxima es de 2500 kVA. Este alimentador da servicio principalmente a comunidades rurales y en el remate del circuito se tiene un sistema de bombeo de agua de 875 HP, el motor de mayor capacidad es de 100HP, ver figura III.2.15.

*** DATOS DEL MOTOR ***

POTENCIA DEL MOTOR (HP.) ? 380
VOLTAJE NOMINAL EN TERMINALES DEL MOTOR? 277.4
MINIMO VOLTAJE EN TERMINALES DEL MOTOR ? 249.7
CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR ? 344
VELOCIDAD SINCRONICA DEL MOTOR (RPM.) ? 1800
DESPLAZAMIENTO (FRACCION DECIMAL)? .825

***DATOS DEL CIRCUITO ***

RESISTENCIA DE LA LINEA AL PTO. 2? .7
REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 2? 2.422
RESISTENCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3? .761
REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3? 1.873
RESISTENCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR ? 1.687
REACTANCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR? .865
RESISTENCIA DE LA LINEA DESPUES DEL CAPACITOR? .185
REACTANCIA DE LA LINEA DESPUES DEL CAPACITOR? .143
CAPACIDAD POR FASE, TRANSFORMADOR DEL MOTOR EN "KVA"? 250
REACTANCIA DEL TRANSFORMADOR (EN X)? 5.66
CORRIENTE MAXIMA DEL CIRCUITO? 48
CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 2? 25
CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 3? 18
CORRIENTE MAXIMA QUE ENTRA AL CAPACITOR? 13
VOLTAJE DEL 'BUS' ESTABLE EN VOLTS? 734.1
MAXIMA REACTANCIA CAPACITIVA DISPONIBLE? 13

*** TIPO DE CARGA MECANICA ***ALTERNATIVAS :

- 1). VENTILADOR, SOPLADOR O COMPRESOR AXIAL.
 - 2). BOMBA CENTRIFUGA .
 - 3). MOLINO, LAMINADORA O CINTA TRANSPORTADORA.
- (EN GENERAL, CARGAS DE ALTA FRICCION.)

SELECCIONE UNA DE LAS TRES ALTERNATIVAS ANTERIORES.
Y A CONTINUACION ESCRIBA VENTILADOR, BOMBA, O MOLINO.

TIPO DE CARGA MECANICA:
? BOMBA

NOTA: MAGNITUD DE VOLTAJE EN VOLTS.

NOTA: CORRIENTE EN "AMPS." ; ANGLAO EN GRADOS

NOTA: VELOCIDAD ANGULAR EN RAD/SEC.

TIEMPO (SEC)	VOLTAJE MOTOR	VELOCIDAD ANGULAR	CORRIENTE MOTOR	ANGULO GRADOS
0	249.303	0	034.958	04.3986
.438396	249.301	7.65765	034.775	04.2074
.843138	249.3	15.3153	034.571	04.1664
1.23823	249.299	22.9729	034.345	04.0343
1.61567	249.297	30.6386	034.091	03.8895
1.97547	249.297	38.2982	033.805	03.7301
2.31764	249.296	45.9459	033.482	03.5536
2.64217	249.296	53.6035	033.112	03.3573
2.94989	249.297	61.2612	032.687	03.1376
3.23839	249.299	68.9188	032.193	02.8981
3.5101	249.303	76.5765	031.612	02.6091
3.76421	249.309	84.2341	030.923	02.2874
4.00076	249.317	91.8918	030.092	01.9156
4.21976	249.33	99.5494	029.076	01.4888
4.42124	249.35	107.207	027.907	00.9657
4.60524	249.38	114.865	026.491	00.3462
4.77179	249.425	122.522	024.873	79.3869
4.92097	249.495	130.18	021.206	70.6352
5.05287	249.607	137.838	017.161	77.4805
5.16763	249.776	145.495	011.139	75.7702
5.26546	250.136	153.153	001.314	73.478
5.34677	250.603	160.811	704.548	70.0647
5.41233	252.205	168.468	750.097	64.5386
5.46426	256.16	176.126	664.022	56.543
5.51321	264.777	183.784	392.474	37.1765

REACTANZA CAPACITIVA = 0.0

AC

Break in Z11

YReady

>CONTINUE

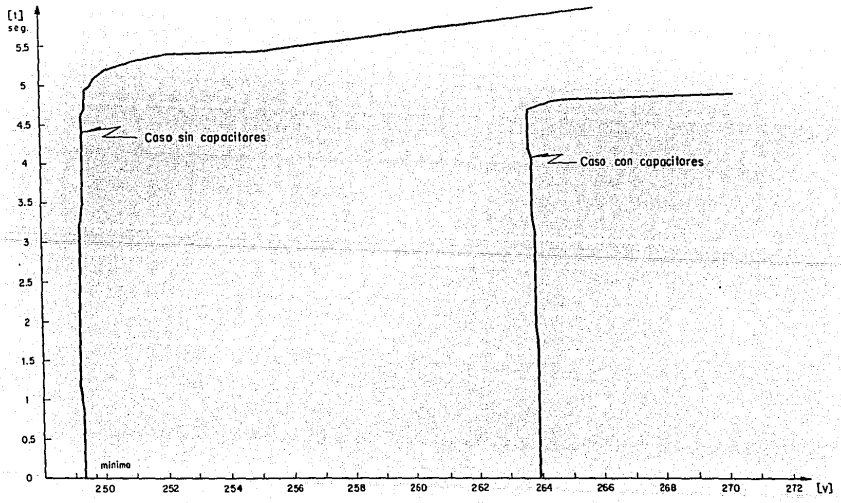
TIEMPO (SEC)	VOLTAJE MOTOR	VELOCIDAD ANGULAR	CORRIENTE MOTOR	ANGULO GRADOS
0	263.951	0	884.017	84.3986
.303862	263.942	7.65765	883.799	84.2874
.752194	263.933	15.3152	883.559	84.1664
1.1047	263.924	22.9729	883.292	84.0343
1.44140	263.913	30.6306	882.992	83.8975
1.78235	263.902	38.2832	882.656	83.7381
2.0677	263.89	45.9459	882.274	83.5536
2.35755	263.877	53.6035	881.838	83.3573
2.6315	263.862	61.2612	881.336	83.1376
2.88976	263.847	68.9188	880.754	82.8941
3.13235	263.83	76.5765	880.07	82.6241
3.57855	263.791	91.8918	878.281	81.9156
3.7662	263.769	99.5494	877.085	81.4808
3.94626	263.745	107.207	875.595	80.9657
4.11075	263.719	114.865	873.697	80.3462
4.25972	263.692	122.522	871.213	79.5869
4.39325	263.667	130.18	867.854	78.6352
4.51141	263.646	137.838	863.123	77.4885
4.61435	263.641	145.495	856.895	75.7782
4.70227	263.677	153.153	844.983	73.478
4.77557	263.824	160.811	825.279	70.0647
4.83584	264.3	168.468	705.82	64.5386
4.88275	265.895	176.126	689.256	54.543
4.92021	271.191	183.784	398.967	37.1765

REACT.CAP.= 13 OHMS

Break in 460

IReady

>



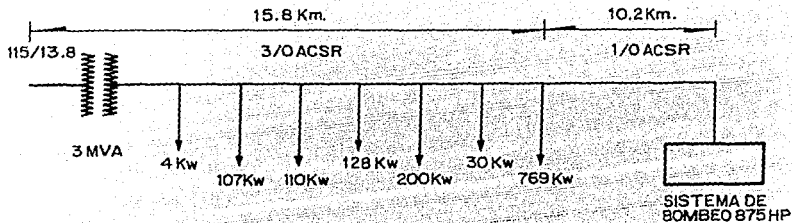


Fig III.2.15

El alimentador tiene una regulación del 16%.

Después de la población y antes de la zona de bombeo se tiene una caída de tensión de 12.4%, el factor de potencia en ese punto es de 0.865 y la corriente máxima medida es de 36.5 A (con todas las bombas en operación).

En la subestación se tiene una corriente máxima de 60 A.

Se consideró que el punto donde se encuentra la derivación al poblado es favorable para la instalación de los capacitores, debido a las siguientes razones:

- a) Este punto está lo suficientemente cerca eléctricamente del lugar donde existe el problema (zona de bombeo) es decir, que el aumento de tensión -- ocasionado por el banco no disminuye significati-

vamente en el tramo de línea entre poblado y la zona de bombeo.

- b) Por otro lado, las experiencias nos indican que la posibilidad de que se presente la ferresonancia se incrementa cuando se aplica a los transformadores 110% de la tensión nominal. En este punto el banco de capacitores no queda demasiado cerca de un transformador como para que exista peligro de una sobretensión que pueda llevar a la ferresonancia.
- c) Como se menciona anteriormente, el factor de potencia en este punto es menor que 0.9 por lo que el aumento de tensión debido a los capacitores, si es significativo (igualmente la relación X/R de la línea es mayor de 1).

Con la ayuda del programa de cómputo CAPSER para seleccionar la reactancia capacitiva óptima se analizaron dos puntos posibles de localización del banco, antes y después de la población.

Como puede observarse en las figuras III.2.16 y III.2.17 el aumento de tensión debido a los capacitores es mayor si se instalan antes de la derivación del pueblo, por lo que se decidió llevar a cabo la instalación en este punto.

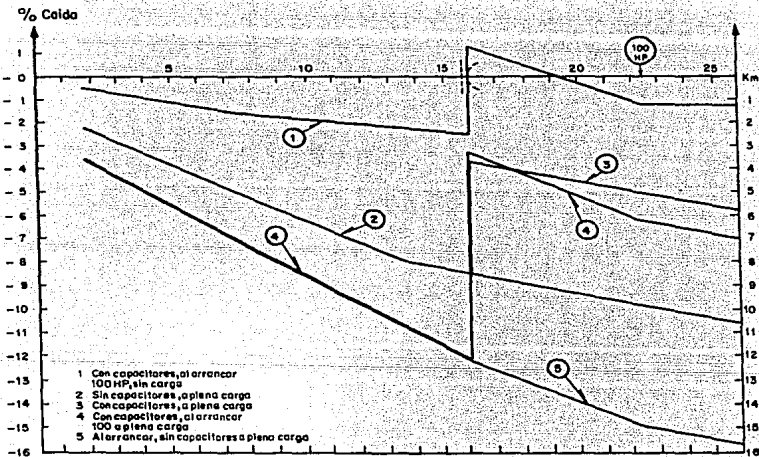


Fig III.2.16

El listado de computadora muestra los resultados de la corrida del programa CAPSER para este caso, se puede observar que la reactancia capacitiva seleccionada como óptima es de 13.3 ohms.

*** DATOS DEL MOTOR ***

POTENCIA DEL MOTOR (HP.) ? 100
VOLTAJE NOMINAL EN TERMINALES DEL MOTOR? 254
MINIMO VOLTAJE EN TERMINALES DEL MOTOR ? 222.6
CORRIENTE A PLENA CARGA DEL MOTOR ? 119.5
VELOCIDAD SINCRONICA DEL MOTOR (RPM.) ? 1800
DESALZAMIENTO (FRACCION DECIMAL) ? .025

***DATOS DEL CIRCUITO ***

RESISTENCIA DE LA LINEA AL PTO. 27 42.44
REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 27 3.16
RESISTENCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3? 2.19
REACTANCIA DE LA LINEA AL PUNTO 3? 2.85
RESISTENCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR ? .07
REACTANCIA DE LA LINEA ANTES DEL CAPACITOR? 1.13
RESISTENCIA DE LA LINEA DESPUES DEL CAPACITOR? 2.44
REACTANCIA DE LA LINEA DESPUES DEL CAPACITOR? 3.16
CAPACIDAD POR FASE, TRANSFORMADOR DEL MOTOR EN 'KVA'? 37.5
REACTANCIA DEL TRANSFORMADOR (EN X)? 1.75
CORRIENTE MAXIMA DEL CIRCUITO? 60
CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 27 55
CORRIENTE MAXIMA EN EL PUNTO 3? 48
CORRIENTE MAXIMA QUE ENTRA AL CAPACITOR? 36
VOLTAJE DEL 'BUS' ESTADLE EN VOLTS? 7967
MAXIMA REACTANCIA CAPACITIVA DISPONIBLE? 13.3

*** TIPO DE CARGA MECANICA ***ALTERNATIVAS :

- 1). VENTILADOR, SOPLADOR O COMPRESOR AXIAL.
 - 2). BOMBA CENTRIFUGA .
 - 3). MOLINO, LAMINADORA O CINTA TRANSPORTADORA.
- (EN GENERAL, CARGAS DE ALTA FRICCION.)

SELECCIONE UNA DE LAS TRES ALTERNATIVAS ANTERIORES.
Y ACONTINUACION ESCRIBA VENTILADOR, BOMBA, O MOLINO.

TIPO DE CARGA MECANICA:
? BOMBA

NOTA: MAGNITUD DE VOLTAJE EN VOLTS.
 NOTA: CORRIENTE EN AMPS. ; ANGLULO EN GRADOS
 NOTA : VELOCIDAD ANGULAR EN RAD/SEC.

TIEMPO (SEC)	VOLTAJE MOTOR	VELOCIDAD ANGULAR	CORRIENTE MOTOR	ANGULO GRADOS
0	204.648	0	272.501	84.3086
0.511051	204.626	7.65765	272.414	84.2874
1.09124	204.603	15.3153	272.318	84.1664
1.47857	204.578	22.9729	272.212	84.0343
1.71985	204.551	30.6306	272.095	83.8895
2.34669	204.522	38.2882	271.964	83.7301
2.75347	204.49	45.9459	271.817	83.5536
3.13762	204.456	53.6035	271.652	83.3573
3.59454	204.42	61.2612	271.463	83.1376
3.84884	204.38	68.9188	271.247	82.8901
4.17234	204.337	76.5765	270.997	82.6011
4.47504	204.29	84.2341	270.704	82.2074
4.75697	204.239	91.8918	270.356	81.9156
5.01013	204.184	99.5494	269.939	81.4680
5.25857	204.126	107.207	269.420	80.9657
5.47831	204.065	114.065	268.789	80.3462
5.6774	204.005	122.522	267.973	79.5069
5.85591	203.951	130.10	266.095	78.5352
6.01392	203.917	137.838	265.417	77.4005
6.15156	203.936	145.495	263.265	75.7702
6.26986	204.005	153.153	259.997	73.478
6.3660	204.574	160.811	254.425	70.0647
6.44555	206.059	168.468	243.579	64.5306
6.50736	211.006	176.126	217.465	54.563
6.56265	220.998	183.784	133.943	37.1765

REACTANCIA CAPACITIVA =0.0

TIEMPO (SEC)	VOLTAJE MOTOR	VELOCIDAD ANGULAR	CORRIENTE MOTOR	ANGULO GRADOS
0	236.339	0	314.7	84.3986
383225	236.289	7.65765	314.566	84.2074
758886	236.235	15.3153	314.42	84.1664
1.18299	236.177	22.9729	314.258	84.8343
1.43953	236.113	30.6386	314.879	83.8895
1.76852	236.043	38.2882	313.88	83.7381
2.06597	235.966	45.9497	313.656	83.5536
2.35588	235.881	53.625	313.484	83.3573
2.63826	235.787	61.2612	313.117	83.1376
2.88911	235.681	68.9188	312.789	82.8981
3.13246	235.563	76.5765	312.489	82.6491
3.3683	235.429	84.2341	311.965	82.2874
3.57266	235.276	91.8918	311.44	81.9156
3.76956	235.1	99.5494	310.81	81.4888
3.95182	234.895	107.207	310.84	80.9657
4.11788	234.655	114.865	309.882	80.3462
4.26778	234.37	122.522	307.852	79.5869
4.48318	234.824	130.18	306.252	78.6352
4.52337	233.687	137.838	305.86	77.4885
4.62847	233.888	145.495	305.921	75.7782
4.71871	232.446	153.153	295.129	73.478
4.79444	231.675	160.811	288.131	70.8647
4.85642	230.723	168.468	272.97	64.5335
4.98662	231.245	176.126	238.324	54.543
4.9551	230.844	183.784	139.782	37.1765

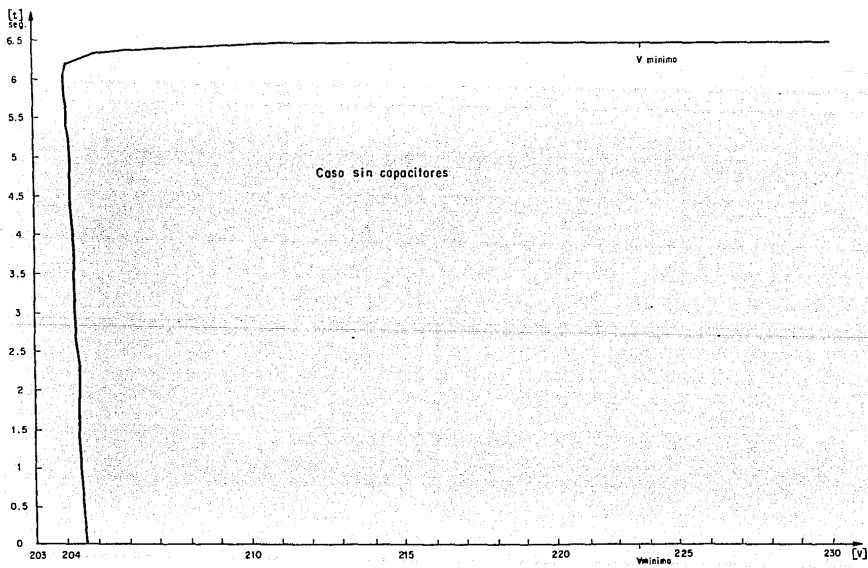
REACT. CAP. = 13.3 OHMS

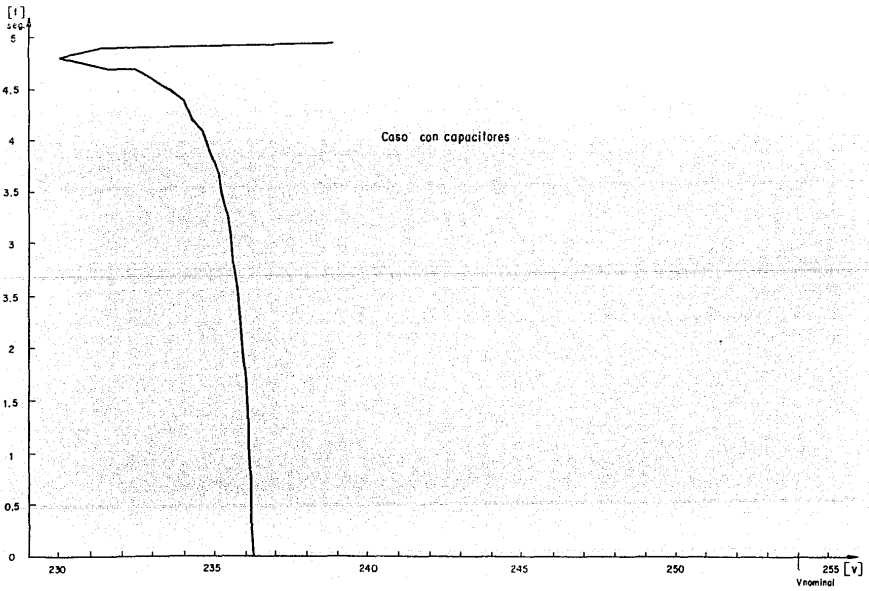
Break in 488

Restart

>SYSTEM *RUN OFF*

Dual Routing now OFF





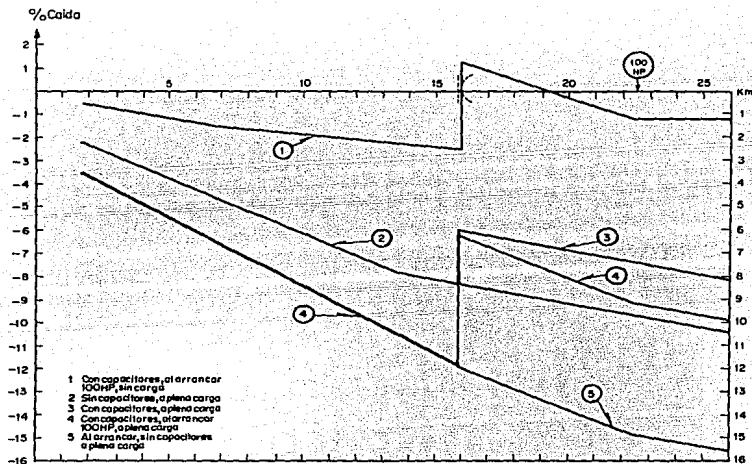


Fig III. 2.17

Las unidades con que se cuenta para esta instalación tienen las siguientes características:

38 unidades de 2898 V

125 kVAR

NBI de 75 kV

aislamiento de boquillas

al tanque de 8.67 kV, 60 Hz.

El banco de capacitores se encuentra aislado de tierra, montado sobre unos aisladores para 40 kv. En el resultado del programa CAPSER, se requiere una reactancia capacitiva de 13.3 ohms/fase. Cada unidad tiene una reactancia de:

$$\frac{(2.898)^2}{0.125} = 67.2 \text{ OHMS}$$

Si conectamos 5 unidades obtenemos una reactancia de:

$$\frac{67.2}{5} = 13.4 \text{ OHMS}$$

Este arreglo da un valor bastante cercano al calculado por el programa.

Las gráficas siguientes figuras III.2.18 y III.2.19 que se tomaron en el lado primario junto a los capacitores -- muestran claramente el beneficio de los capacitores serie -- para reducir las fluctuaciones momentáneas de tensión, así como el tiempo de arranque.

Lo que se observa mejor al realizar las pruebas de -- arranque y cuando se toman las gráficas de voltaje (III.2.20) en las mismas terminales del motor (B.T.)

Arranque del motor de 100 HP sin los capacitores (En el primario, junto al banco)

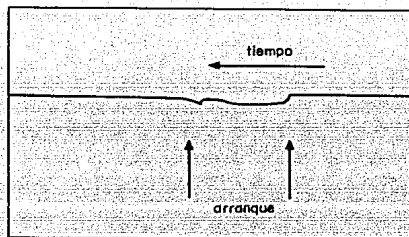


Fig III .2.18

Arranque del motor de 100 HP con los capacitores (En el primario, junto al banco)

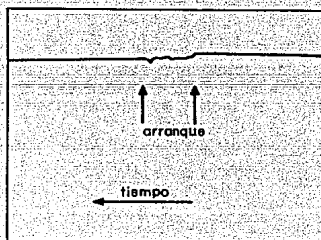


Fig III .2.19

Arranque del motor de 100 HP (En el secundario, en las terminales del motor)

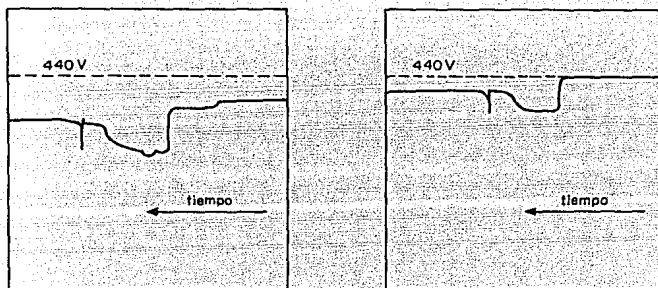


Fig III.2.20

El pico de tensión durante el arranque se redujó 60% con los capacitores serie. Igualmente el tiempo de arranque disminuyó de 8.5 a 7 segundos (mejoría del 17%); asimismo, - puede apreciarse una mejoría en el nivel de tensión después del arranque.

III.3. CAPACITORES EN INSTALACIONES INDUSTRIALES. APLICACIONES

III.3.1) GENERALIDADES

El uso de bancos de capacitores para mejorar el factor de potencia de la energía eléctrica demandada en plantas industriales, es una aplicación plenamente probada. La energía demandada por los capacitores compensa la carga reactiva requerida por motores, transformadores, balastras, etc. mejorando el factor de potencia. Entre las condiciones que provocan un bajo factor de potencia están: El uso de equipos para soldar y de descarga de gas. También el accionamiento de motores con poca carga ocasiona bajo factor de potencia; esto se debe a que la corriente de magnetización de estos -- equipos es casi constante para todo el rango de carga; en la figura III.3.1 se muestra la variación de la potencia reactiva con y sin capacitores. Aquí cabe aclarar que los motores de inducción pequeños tienen un menor factor de potencia que los de mayor capacidad; la razón de lo anterior es que el factor de potencia de este tipo de motores varía con el paso polar, teniéndose que los motores con gran paso polar tienen un mayor factor de potencia que los que poseen uno pequeño, característica de los motores menores de 5 hp. En las tablas III.3.1 y III.3.2 se dan los factores de potencia y características de operación para motores de distintas potencias, - del tipo jaula de ardilla y del tipo de rotor devanado, trifásicos. Otra causa que origina un factor de potencia bajo, se presenta cuando los equipos de velocidad ajustables, tales como los que usan reactores saturables, se operan a velocidades reducidas.

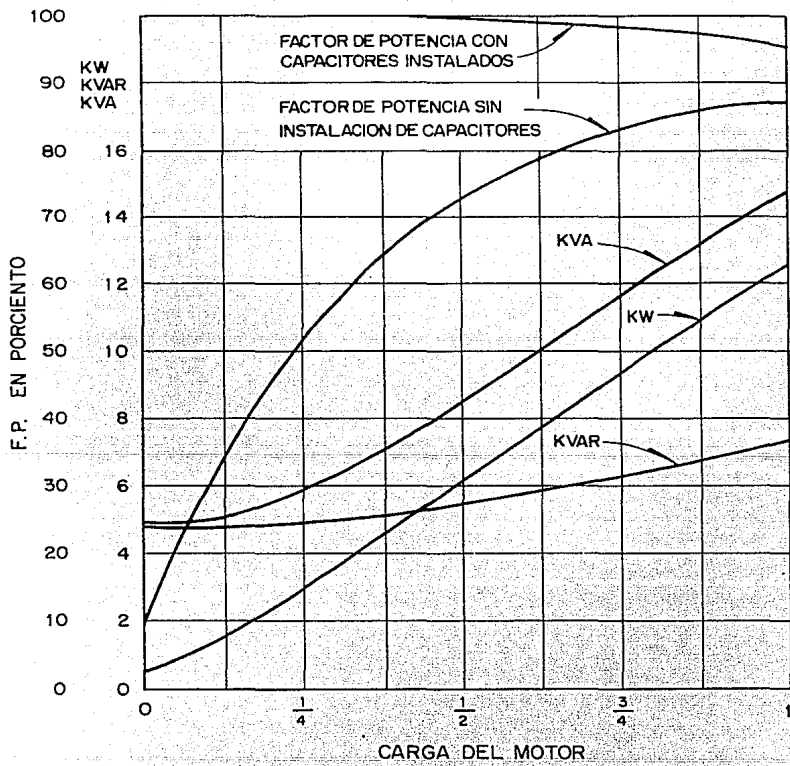


Fig III.3.1 Características de motores de inducción de mediana capacidad

TABLA III.3.1
MOTORES 3 FASES, 60 C/SEG. VELOCIDAD CONSTANTE
TIPO JAULA DE ARDILLA

H.P.	Velocidad rpm.		Eficiencia a carga plena	Factor de potencia a carga plena	Corriente en Amp. a 200 V.	
	Sincrona	Carga plena			Carga plena	Rotor bloqueado
1/2	1200	1120	73	85	2.07	11.0
	900	640	68	83	2.29	12
	1500	1735	78	78	2.41	15.0
3/4	1200	1140	77	72	2.85	15
	900	650	75	64	3.15	15
	1800	1720	78.5	79	3.16	24
1	1200	1145	78.5	74	3.38	24
	900	656	74.5	68	4.1	24
	3600	2475	79	81	4.60	35
1 1/2	1800	1730	82	81	4.43	35
	1200	1140	78.5	75	4.94	35
	900	860	79	68	5.48	35
2	3600	3490	81	81.5	5.93	45
	1800	1735	82	82	5.84	45
	1200	1140	81	76	6.36	45
3	900	860	82	69	6.94	45
	3600	3450	82	85	6.45	60
	1800	1725	82	85	6.45	60
3	1200	1145	82.5	78	9.14	60
	900	860	83	72	9.85	60
	3600	3460	83	83	14.2	90
5	1800	1735	84	85	13.7	90
	1200	1150	84	82	14.3	90
	900	865	84.5	72	16.1	90
7 1/2	3600	3500	85.5	87	19.8	120
	1800	1735	85	86.5	20.1	120
	1200	1160	85	82	21.2	120
10	900	865	85	75	22.8	120
	3600	2480	85	88	25.5	150
	1800	1740	85	86	25.4	150
10	1200	1160	85.5	85	27.6	150
	900	875	86	75	28.6	150
	3600	2480	88	89	37.6	220
15	1800	1745	87	86	38.2	220
	1200	1170	87	85	39.6	220
	900	875	87	78	43.4	220
20	3600	3490	88	90	49.5	290
	1800	1760	88	87	51.0	290
	1200	1170	88	86	52	290
20	900	875	88	80	55.8	290
	720	700	88	73	61	290
	600	580	86	70	65	290
25	3600	3540	88	89	62.6	365
	1800	1760	89.5	87.5	62.6	365
	1200	1170	89.0	87	63	365
25	900	875	88.5	82	67.8	365
	720	700	88.5	76	73.0	365
	600	580	89	70	79.2	365

H.P.	Velocidad rpm.		Eficiencia a carga plena	Factor de potencia a carga plena	Corriente en Amp. a 200 V.	
	Sincrona	Carga plena			Carga plena	Rotor bloqueado
30	1800	1760	90.0	88	74.2	435
	1200	1170	89.5	88	99.6	495
	900	875	89.0	83	78.6	435
	720	700	89	78	84.5	435
	600	580	88	78	88	435
40	1800	1765	90	88.5	88.6	580
	1200	1175	89.5	86	99.6	580
	900	875	89.5	84	102	580
	720	700	89.5	82	106.6	580
	600	580	88	76	112.8	580
50	1800	1765	90.5	89	120	725
	1200	1175	90.0	88	123	725
	900	875	90.0	86	127	725
	720	700	90	84	129.5	725
	600	580	88.0	77	145	725
60	1800	1770	90.5	89	146	870
	1200	1175	91	88	147	870
	900	875	90.5	89	148	870
	720	700	88.5	81	164	870
	600	580	85.5	77	175	870
75	1800	1770	91.0	89	182	1085
	1200	1175	92.0	88	182	1085
	900	875	90.0	85	190	1085
	720	700	89.0	82	201	1085
	600	580	89.0	80	207	1085
100	1800	1770	91.5	89	241	1450
	1200	1160	91.5	86	242	1450
	900	875	90.5	86	252	1450
	720	700	90.0	83	259	1450
	600	580	89.5	81	271	1450
126	1800	1770	92	89	300	1810
	1200	1160	92.0	87	306	1810
	900	875	90.5	87	311	1810
	720	700	90.5	86	314	1810
	600	580	90.0	82	333	1810
150	1800	1770	92	90	356	2170
	1200	1160	92	88	365	2170
	900	875	91.0	88	367	2170
	720	700	90.5	85	378	2170
	600	580	90	83	386	2170
200	1800	1170	92.5	90	470	2900
	1200	1180	92.0	88	484	2900
	900	875	91.5	89.0	487	2900
	720	700	91	87	491	2900
	600	580	91.5	85	500	2900

**MOTORES 3 FASES, 60 C/SEG. VELOCIDAD CONSTANTE
TIPO ROTOR DEVANADO**

H.P.	Velocidad rpm		Eficiencia carga plena	Factor de potencia a carga plena	Corriente de plena carga en Amp. a 200 V.		
	Sincrona	Carga plena			Estator		Rotor X c/terminal
					Estator	Rotor X c/terminal	
3/4	900	825	70	59	3.56	8.5	
	1 200	1 100	73	70	3.84	10	
	900	845	73	69	3.84	10	
1/2	900	845	74	69	6.15	14.5	
	1 800	1 700	78	82	6.14	17.2	
	1 200	1 115	77	72	7.06	18	
2	900	850	76	67	7.7	18	
	1 800	1 690	81	85	8.76	21	
	1 200	1 140	80	78	9.44	21	
3	900	855	80	68	10.8	22	
	1 800	1 700	84	86	13.6	30.5	
	1 200	1 140	82	81	14.8	27.5	
5	900	855	83	72	16.4	30	
	1 800	1 700	85	97	18.5	25	
	1 200	1 145	85	83	20.9	27.6	
7 1/2	900	870	86	84	22.0	29.2	
	1 800	1 725	88	88	25.9	28	
	1 200	1 145	85	84	27.4	30	
10	900	840	83	78	30	53.5	
	1 800	1 700	87.0	86.5	43	57	
	1 200	1 125	85	83	41.6	60.5	
15	900	840	84.5	79	44	64	
	1 800	1 720	87.0	87.0	52	61	
	1 200	1 145	85.5	85	53	62.5	
20	900	836	85	81	57	104	
	1 800	1 730	86.0	85.7	64	66	
	1 200	1 130	86	85	67	97	
25	900	840	86	82	70	103	
	1 800	1 740	86	88	78	69.5	
	1 200	1 146	87	85.5	79	93	
30	900	850	86	83	82	132	
	1 800	1 736	87.5	88.5	101	79	
	1 200	1 140	87	88	102	130	
40	900	850	86.5	85	106	141	
	1 800	1 720	85.7	91	123	90.5	
	1 200	1 170	90	85	129	129	
50	900	870	89	81.5	135	78	
	720	655	87	80	140	148	
	600	570	66.5	75	150	114	
	1 800	1 753	89	86	150	147	
	1 200	1 170	90.5	86	153	129	

H.P.	Velocidad rpm		Eficiencia carga plena	Factor de potencia a carga plena	Corriente de plena carga en Amp. a 200 V.		
	Sincrona	Carga plena			Estator		Rotor X c/terminal
					Estator	Rotor X c/terminal	
60	900	870	88.5	83	160	150	
	720	690	87	82	165	150	
	600	675	87	76	171	141	
75	1 800	1 755	90	89	183	145	
	1 200	1 165	90	87	188	178	
	900	870	89	83	193	145	
	720	695	88.5	80	200	146	
	600	580	88	77	215	150	
100	1 800	1 760	90.5	90	244	142	
	1 200	1 185	90.5	88	248	192	
	900	870	90.0	85	256	150	
	720	655	88.5	83	265	207	
	600	580	89.0	75	314	164	
125	1 800	1 760	90.5	90	304	151	
	1 200	1 170	91.0	88	306	200	
	900	875	90.0	86	316	210	
	720	695	89.0	84	326	220	
	600	580	89.5	79	360	170	
150	1 800	1 760	90.5	90	360	154	
	1 200	1 170	91.0	88	367	162	
	900	875	90.5	87	373	217	
	720	695	90.0	84	387	220	
	600	590	89.5	80	400	226	
200	1 800	1 760	90.5	90	480	176	
	1 200	1 170	91.5	88	484	173	
	900	875	91	88	490	237	
	720	695	90.0	87	500	240	
	600	580	90.0	87	500	240	

TABLA III.3.2

Cuando un transformador o un alimentador está operando sobrecargado o cuando se deba adicionar carga a un generador que ya está trabajando a su capacidad nominal, se puede evitar la instalación de elementos de mayor capacidad, al mejorarse el factor de potencia atrasado, con bancos de capacitores; en muchos casos esto puede ser más económico. La capacidad del banco de capacitores va de acuerdo con las necesidades individuales y puede variar desde un mínimo para reducir la demanda de kVA, de manera que los equipos sobrecargados ya no lo estén, hasta liberar una cierta capacidad, es decir, agregar nueva carga a la instalada.

La reducción en la demanda se puede calcular por medio de la ecuación III.3.1, (ver figura III.3.2).

$$\text{RED. DEM.} = \text{KVA}_1 - \text{KVA}_2 = \text{KVA}_1 - \sqrt{(\text{KW} - \Delta \text{KW})^2 + (\text{KVAR} - \text{CKVAR})^2} \quad (\text{III.3.1})$$

La capacidad liberada se calcula usando la ecuación - II.8 (capítulo II).

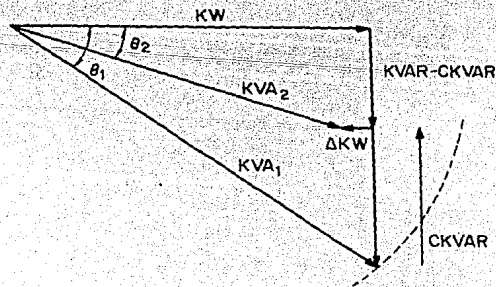


Fig III.3.2

Los beneficios económicos que se obtienen con la instalación de bancos de capacitores, se deben comparar con el costo que representa el aumentar la capacidad instalada.

Los factores que normalmente favorecen la instalación de capacitores son:

- a) Carga con bajo factor de potencia
- b) Aumento de la carga con incrementos pequeños

Los factores que favorecen aumentar la capacidad instalada son:

- a) Cargas con altos factores de potencia
- b) Aumento de la carga con incrementos fuertes

El uso de bancos de capacitores para mejorar el nivel de tensión o para reducir las pérdidas en instalaciones eléctricas industriales, tiene importancia secundaria.

III.3.2) DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACION INDUSTRIAL

Para determinar las necesidades de capacitores, se debe conocer el factor de potencia de la carga y cuando se tenga una cláusula tarifaria de alguna consecuencia, se debe tener el equipo de medición adecuado. Cuando se escoge el equipo de medición debe tenerse cuidado, ya que es difícil seleccionarlo sin la información adecuada. A continuación se enumeran seis métodos, los cuales proporcionan la información necesaria para determinar el factor de potencia.

- a) A través del consumo global de energía

- b) Con un indicador del factor de potencia
 - c) Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva.
 - d) Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva.
 - e) Con un wáttmetro, un vóltmetro y un ampémetro.
 - f) Método de los dos wáttmetros.
- a) A través del consumo global de energía.

El factor de potencia de cualquier instalación industrial suele sufrir variaciones cuya intensidad depende de -- los equipos instalados en la misma y de los horarios de trabajo. Por consiguiente, es preciso que en cada caso particular, se determine claramente bajo qué condiciones es conveniente medirlo.

Cuando la carga instalada no esté sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede ser práctico medir el factor de potencia medio, definido por la expresión:

$$\cos \theta = \frac{\text{kWh}}{\sqrt{(\text{kWh})^2 + (\text{kVArh})^2}} \quad \text{III.3.2}$$

siendo:

kWh: kilowatts - hora consumidos durante un mes
 kVArh: kilovars - hora consumidos durante un mes

Las magnitudes kWh y kVArh, suelen venir especificadas en los recibos mensuales de la compañía eléctrica. Algunas veces, dichos recibos especifican directamente el $\cos \theta$ medio.

Si durante las horas de trabajo se suelen presentar -

grandes variaciones de carga y especialmente, si las cargas variables proceden de equipos de distinta naturaleza, puede resultar más conveniente medir el factor de potencia a plena carga y posteriormente, determinar los kVAR capacitivos necesarios, bajo estas mismas condiciones.

b) Con un indicador del factor de potencia.

En este caso podemos medir el factor de potencia, de una forma directa y simultáneamente, medir los kilowatts consumidos a plena carga. Esta segunda magnitud nos servirá -- después para calcular los kVAR capacitivos necesarios.

c) Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva.

Se determinan los valores de potencia activa y reactiva a plena carga, tomándolos de las cintas registradoras. Se calcula el factor de potencia, por medio de una expresión análoga a la III.3.2.

d) Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva.

Se hace una lectura simultánea de ambos instrumentos durante un cierto intervalo de tiempo, en condiciones de plena carga. El factor de potencia se determina por medio de la expresión III.3.2; y la potencia activa a plena carga, se determina dividiendo la energía activa medida por el tiempo tomado como intervalo de lectura.

e) Con un wattmetro, un voltmetro y un ampermetro.

Se mide la potencia activa en condiciones de plena --

carga por medio del wáttmetro. En las mismas condiciones, - se mide la tensión entre fases y la corriente por fase. Por medio de la expresión:

$$\text{kVA} = \sqrt{3} \text{ (kV) I} \quad \text{III.3.3}$$

se calculan los kVA consumidos a plena carga y por la expresión:

$$\cos \theta = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}} \quad \text{III.3.4}$$

se calcula el factor de potencia en estas condiciones.

f) Método de los dos wáttmetros.

Se conectan ambos instrumentos en la forma indicada - en la figura III.3.3 se toman las lecturas kW₁ y kW₂ en condiciones de plena carga.

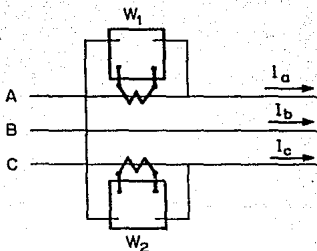


Fig III.3.3 Determinación del factor de potencia por el método de los dos Wáttmetros. Cargas balanceados.

Se calcula la relación:

$$k = \frac{kW_1}{kW_2} \quad \text{III-3.5}$$

Que puede resultar positiva o negativa, según sean -- los signos respectivos de las magnitudes kW_1 y kW_2 .

El factor de potencia se calcula por medio de la expresión:

$$\cos \theta = \frac{1+k}{2\sqrt{1-k+k^2}} \quad \text{III.3.6}$$

La potencia activa total, a plena carga es:

$$kw = kw_1 + kw_2 \quad \text{III.3.7}$$

III.3.3) SELECCION DE BANCOS DE CAPACITORES

Existe una gran variedad de bancos de capacitores y -- esta abarca distintos rangos de capacidades en kVAR, distintos valores de tensión, así como diseños, tanto para unidades monofásicas como para trifásicas. Siempre que sea posible deberán de emplearse unidades de una tensión nominal normalizada, ya que generalmente son menos costosas que aquellas diseñadas para tensiones nominales especiales. Sin embargo, debido a que la potencia en kVAR entregada por un capacitor es proporcional al cuadrado de la tensión aplicada, hay una considerable reducción en la capacidad si los bancos no son operados a su tensión nominal. Por eso hay casos en los que se justifican las unidades con una tensión especial, es decir, donde la tensión del circuito no se aproxima de ma

nera precisa a los valores de las unidades normalizadas. También puede haber casos donde sea necesario usar unidades de capacitores de dos valores nominales de tensión diferentes, para formar los grupos en serie de las fases de un banco. Esto es aceptable si la relación de kVAR en el grupo serie se mantiene. Por ejemplo, si una fase de un banco incluye un grupo serie se mantiene. Por ejemplo, si una fase de un banco incluye un grupo serie de unidades de 2400 volts y un grupo serie de 4800 volts, el grupo de 4800 volts deberá tener el doble de kVAR del grupo de 2400 volts. Generalmente, es deseable seleccionar unidades de capacitores con tensiones nominales tales que cada grupo serie contenga un gran número de unidades en paralelo.

Como se mencionó anteriormente, la aplicación primordial que tienen los capacitores en las instalaciones industriales, es para corregir el factor de potencia. Por consiguiente, a continuación se describe la forma de calcular la potencia reactiva requerida en capacitores para corregir el factor de potencia. Para lo cual se consideran tres casos:

- a) Corrección del factor de potencia medio
- b) Corrección del factor de potencia a plena carga
- c) Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectable.

- a) Corrección del factor de potencia medio.

Si tenemos un centro de carga cuyo consumo en kilowatts viene dado por la magnitud kW y su factor de potencia $\cos \theta_1$. la potencia del banco de capacitores que es necesario instalar para pasar a un nuevo factor de potencia $\cos \theta_2$, viene dada por la expresión:

Otra forma de determinar el factor k es mediante un nomograma, el cual aparece en la figura III.3.4. Simplemente se traza una línea recta partiendo de la escala factor de potencia actual y terminando en la escala factor de potencia deseado; en la escala central se obtendrá el valor de k .

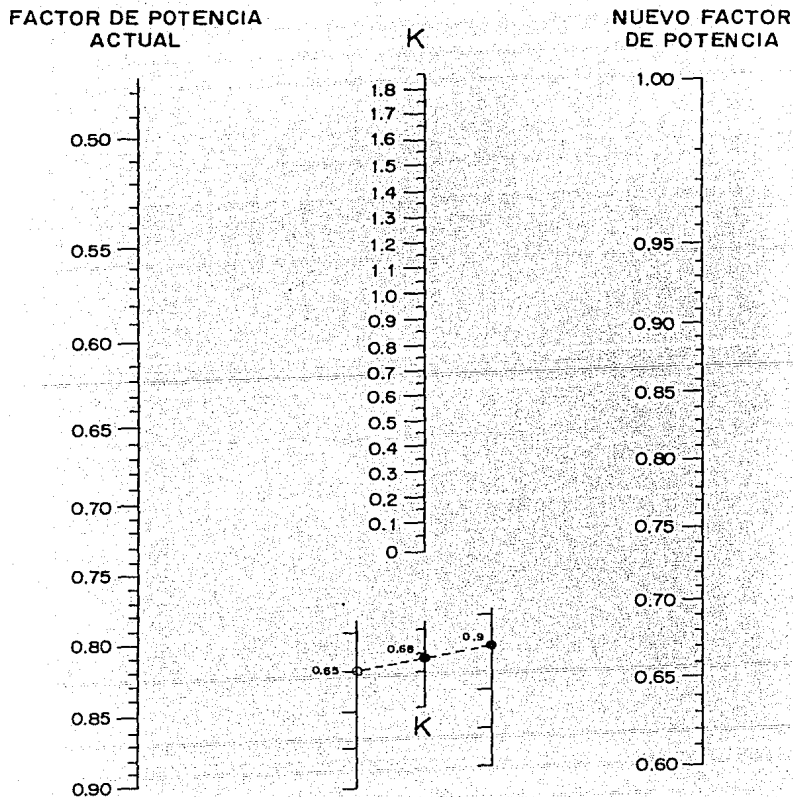


Fig III.3.4 Nomograma

Vefamos anteriormente que cuando se habla de factor de potencia, de un centro de consumo, es necesario precisar bajo que condiciones de carga se ha medido dicho factor de potencia.

En el moemtno de decidir cuál es la magnitud kW, que va a intervenir en la expresión III.3.8, deben tomarse precauciones análogas. Si la carga alimentada no está sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede tomarse como $\cos\theta_1$ el factor de potencia medio, definido por la expresión III.3.2, y como consumo de kilowatts, el consumo medio resultante de dividir los kilowatthoras consumidos durante un mes, por las horas de trabajo mensuales. El $\cos\theta_2$ a alcanzar, debe estimarse algo mayor qu el mínimo aceptado por la compañía eléctrica, a fin de que en los momentos de plena carga no se esté operando con un factor de potencia de masiado bajo. En la práctica, suele corregirse hasta un $\cos\theta_2$ de 90% ó 95%.

b) Corrección del factor de potencia a plena carga.

Cuando la carga alimentada esté sujeta a fluctuaciones considerables durante las horas de trabajo, puede tomarse como $\cos\theta_1$, el factor de potencia a plena carga, medido por alguno de los procedimientos descritos anteriormente.

Como consumo, el kilowatts, debe tomarse también el consumo medio a plena carga y como $\cos\theta_2$ a alcanzar, puede tomarse el mínimo que permita la compañía eléctrica; puesto que si se garantiza un factor de potencia correcto en condiciones de plena carga, es muy probable que el factor de potencia se mantenga en un valor adecuado durante todas las horas de trabajo.

- c) Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectable.

En caso de que las fluctuaciones de carga durante las horas de trabajo sean muy grandes, debe pensarse en la conveniencia de instalar un banco desconectable, o con secciones desconectables que entren automáticamente en servicio, siguiendo las fluctuaciones de demanda de potencia reactiva del sistema.

Para determinar si es necesaria la instalación de un banco de capacitores de este tipo, puede calcularse el valor que va a tomar el factor de potencia en condiciones de carga mínima, suponiendo instalado un banco fijo que corrige el factor de potencia al 85%, en condiciones de plena carga. Si el resultado es un factor de potencia significativamente en adelanto, debe instalarse un banco desconectable, o de secciones desconectables, que sea capaz de mantener un factor de potencia próximo a la unidad, en cualquier condición de carga.

Otra solución, normalmente más cara, al caso de grandes fluctuaciones de carga, consiste en instalar los capacitores junto a las cargas (compensación individual) y conectar y desconectar cada carga junto con sus capacitores correspondientes.

III.3.4) CONSIDERACIONES SOBRE LA INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES.

Una vez que se ha determinado la capacidad de el (o los) banco(s) de capacitores, éstos deben localizarse de tal manera que proporcionen los mayores beneficios. Los puntos de conexión de los bancos de capacitores en el sistema eléc-

trico de una planta industrial pueden ser:

- 1) En las terminales de los motores
- 2) En las barras de baja tensión de la subestación
- 3) En las barras de alta tensión de la subestación

Esto se ilustra en la figura III.3.5

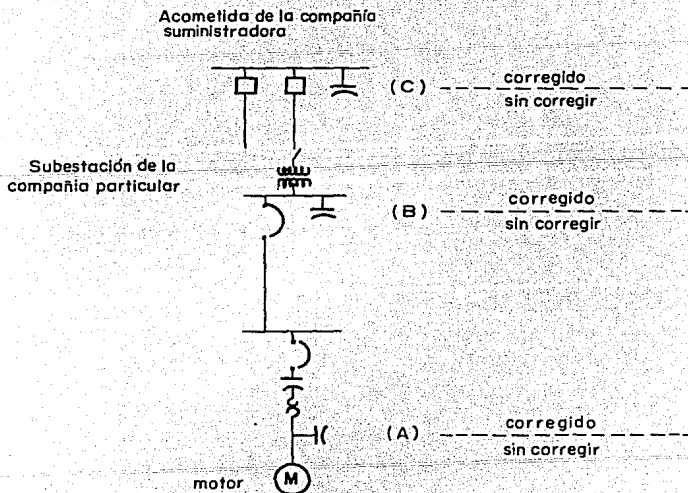


Fig III.3.5 Localización de capacitores

En cada caso, los bancos de capacitores mejoran el -- factor de potencia para la parte del sistema que queda arriba de la línea punteada. El conocimiento del costo de las unidades es útil al seleccionar la instalación más económica. En la figura III.3.6 se muestran gráficas de potencia contra costo para bancos de capacitores de distintos voltajes. Si el costo de la unidad fuera el único criterio de selección, entonces los bancos de capacitores de alta tensión serían -- usados siempre.

En la figura III.3.5, se aprecia que los bancos localizados en las terminales de los motores (punto A en la figura), compensan potencia reactiva en los circuitos derivados, en los alimentadores, subestación y en la red primaria de la compañía eléctrica. Esto trae como resultado que se libere una cierta capacidad del sistema en todos sus componentes, -- se reduzca o se limite el cobro por bajo factor de potencia y se mejore el perfil de tensión en todo el sistema. El conectar y desconectar el banco con el motor, tiene la ventaja de que aquel sólo se conecta cuando es necesario y se elimina el riesgo de que se presente una elevación de tensión durante los períodos de baja carga.

Los fabricantes de motores y capacitores proporcionan tablas para la selección de capacitores que se aplican a motores de distintos tipos, capacidades y velocidades. La tabla III.3.4 es un ejemplo de esto. En cada caso se debe conocer el diseño NEMA A, E, C, D o F, la potencia y la velocidad, para seleccionar adecuadamente la capacidad máxima del banco; % AR, en la tabla mencionada, indica el porcentaje que se reduce la corriente de carga, de manera que los relevadores de sobrecarga puedan seleccionarse adecuadamente.

A pesar de las ventajas que presenta el instalar los bancos de capacitores junto a las terminales del motor, se tienen ciertas desventajas que deben tenerse en cuenta. Primero, la capacidad del banco que se puede aplicar en dichos puntos está limitada al valor de la carga reactiva que demanda el motor sin carga, para prevenir la autoexcitación del mismo. Segundo, de la tabla III.3.4 se aprecia que motores de 2.0 a 25 hp requieren unidades cuya capacidad va desde -- 1.0 a 4 kVAR, que tienen un costo dos o tres veces mayor que las unidades de 25 a 50 kVAR. De aquí que en una planta con muchos motores pequeños, el costo para obtener una potencia reactiva capacitiva dada, puede ser varias veces mayor que en una planta con la misma carga instalada, pero con motores de mayor potencia, que usen unidades de 15 kVAR o mayores.

Cuando se utilicen bancos de capacitores para compensar potencia reactiva de un grupo de motores se debe tomar en cuenta la diversidad existente en la utilización de éstos, ya que no todos se usan a la vez. Por dicha razón se pueden necesitar bancos de capacitores cuyo costo sea relativamente alto.

TABLA III.3.4

Capacidad motor de inducción	Velocidad nominal del motor en rpm. y No. de polos									
	3600		1800		1200		900		720	
	2	4	5	6	8	10				
HP	KVAR	% AR	KVAR	% AR	KVAR	% AR	KVAR	% AR	KVAR	% AR
2	1	16	1	26	1	22	1	24		
3	1	10	1	16	1	21	2	24		
5	1	9	2	16	2	21	2	21		
7.5	1	8	2	13	2	15	4	21	5	29
10	2	8	2	13	4	15	5	21	5	25
15	4	8	4	11	5	15	5	15	7.5	23
20	4	7	5	9	5	12	7.5	15	10	23
25	4	7	5	9	5	11	7.5	12	10	23
30	5	7	7.5	9	5	11	10	12	10	18
40	5	5	8.5	9	10	11	10	12	10	18
50	7.5	5	10	7	10	9	15	12	20	15
60	7.5	5	10	7	10	9	15	11	20	15
75	10	5	10	7	15	9	15	10	30	15
100	15	5	20	7	25	9	30	10	40	15
125	20	5	20	7	30	9	35	10	45	15
150	25	5	25	6	30	9	40	9	50	13
200	40	5	40	6	45	8	50	9	70	13
250	45	5	50	6	50	8	70	9	75	12
300	50	5	50	6	70	8	75	9	75	11
350	50	5	50	5	75	8	80	9	80	11
400	60	5	60	5	75	8	100	9	100	11
450	60	5	75	5	75	6	100	9	100	11
500	70	5	90	5	90	6	110	9	120	11

Si se localizan los capacitores en las barras de baja tensión de la subestación, punto B en la figura III.3.5 se mejora el factor de potencia, liberándose una cierta capacidad en los elementos que están arriba de la línea punteada. La capacidad máxima del banco de capacitores no está limitada como cuando se instalan en las terminales del motor, consecuentemente se puede seleccionar capacidad que dé la corrección necesaria del factor de potencia. Los más económicos son los bancos con unidades de 15 kVAR a 230 volts y 25 kVAR a 460 volts, como se aprecia en la figura III.3.6

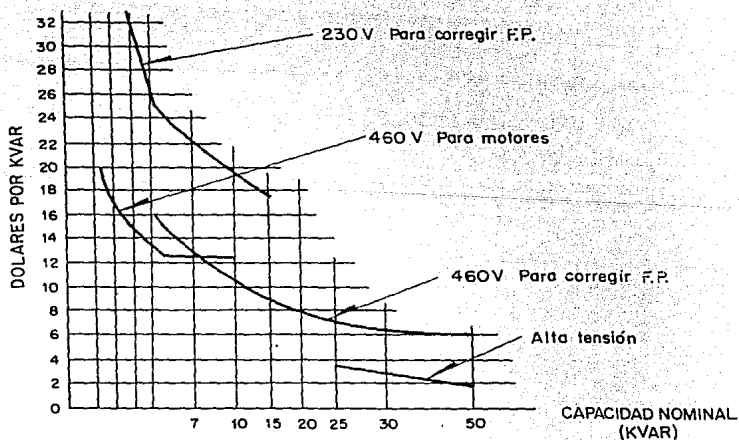


Fig III.3.6 Costo de capacitores por KVAR nominales a distintas tensiones

Los bancos de capacitores de baja tensión permanentemente conectados a las barras proporcionan la aplicación menos costosa para este caso. Pero durante las horas de baja carga, en la noche o en los fines de semana, un banco permanentemente conectado continúa demandando carga reactiva aunque haya poca o ninguna carga que compensar. La corriente capacitiva eleva el nivel de tensión y si el banco es lo suficientemente grande debe ser puesto fuera de servicio y evitar así una condición de sobretensión. La severidad de la elevación de tensión en un transformador sin carga, debida a capacitores, es aproximadamente igual a la caída de tensión por su impedancia interna. En la tabla III.3.5 se muestran algunos ejemplos de elevación de tensión para distintas capacidades de bancos de capacitores. El limitar la capacidad del banco de capacitores, de un 30 a un 40% de la potencia del transformador proporciona una amplia corrección del factor de potencia y mantiene la elevación de tensión entre 2 y 2.6%.

TABLA III.3.5

Capacidades maximas en barras de subestación

CAPACIDAD DEL BANCO *	FACTOR DE POTENCIA EN LA SUBESTACION		ELEVACION TENSION(10%) DELA CARGA
	INICIAL	FINAL	
30 %	65 %	81 %	2 %
	77 %	91 %	
40 %	65 %	87 %	2.6 %
	77 %	95 %	
50 %	65 %	92 %	3.3 %
	77 %	98 %	

* Por ciento de la capacidad del banco de transformadores.

La tercera opción es instalar los bancos de capacitores en el sistema primario, tal como se muestra en el punto C de la figura III.3.5. Esta es la más económica, ya que normalmente el costo es entre 3 y 4 veces menor que sus similares de baja tensión, como se indica en la figura III.3.6. La capacidad del banco puede seleccionarse sin ninguna limitante. En las fábricas en donde toda la energía es utilizada a tensiones bajas, los bancos de capacitores de alta tensión sirven únicamente para reducir el costo de la energía comprada.

En este caso puede ser necesario instalarle al banco un medio automático de conexión y desconexión, particularmente si la capacidad del banco es grande, por ejemplo que se aproxime al valor de la demanda en kW. El costo del equipo de conexión varía ampliamente en función del tipo seleccionado, aumentando el costo de la instalación.

III.3.5 APLICACIONES

Ejemplo:

Se desea analizar la factibilidad de instalar un banco de capacitores en una industria, la cual reporta altos cargos monetarios debido a su bajo factor de potencia.

Las características eléctricas de esta industria se observan en el diagrama unifilar mostrado en la figura. De acuerdo con los datos proporcionados, determine:

- a) La potencia reactiva necesaria para obtener un f.p. de 0.90.
- b) El lugar que habrá de seleccionarse para instalar el banco de capacitores, justifique esta decisión.
- c) Cuantos capacitores habrán de instalarse y de que capacidad.
- d) La capacidad liberada en el transformador al obtener el f.p. = 0.90

Datos:

Factor de potencia especificado = 0.85

En la siguiente tabla se muestran los recibos de facturación de energía durante un año.

PERIODO DE FACTURACION	ENERGIA ACTIVA kwh	ENERGIA REACTIVA kVarh	FACTOR DE POTENCIA $\cos \theta = \frac{kwh}{\sqrt{(kwh)^2 + (kvarh)^2}}$	% DE RECARGO DE FACTURACION
Noviembre	72,622	75,998	0.69	23.2
Diciembre	51,622	52,399	0.69	23.2
Enero	69,422	65,465	0.72	18.1
Febrero	51,187	46,132	0.62	37.1
Marzo	57,466	56,532	0.71	19.7
Abril	39,883	45,732	0.66	28.8
Mayo	59,878	69,198	0.65	30.8
Junio	71,302	81,731	0.65	30.8
Julio	64,637	72,398	0.66	28.8
Agosto	61,865	69,598	0.66	28.8
Septiembre	67,076	77,465	0.65	30.8

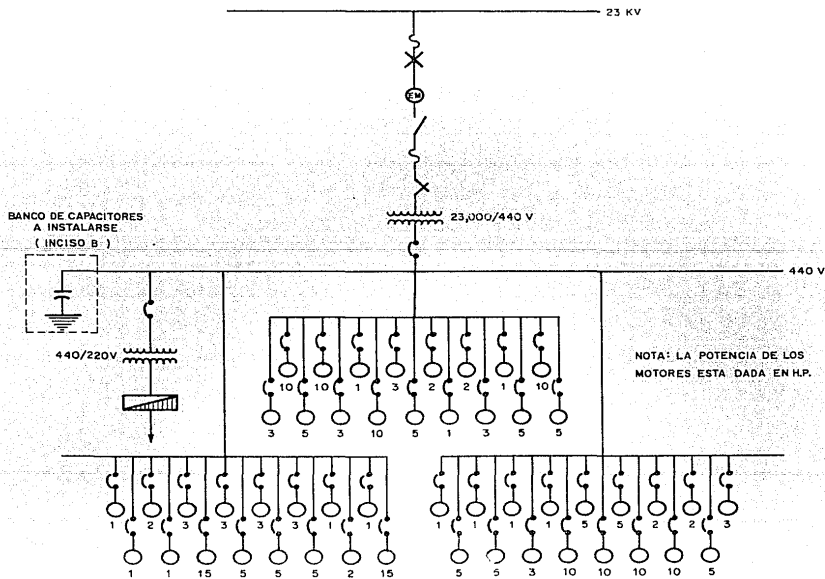


DIAGRAMA UNIFILAR

Solución:

El factor de potencia medio de los 11 recibos será:

$$\cos \theta = \frac{\Sigma \cos \theta}{n} = \frac{7.36}{11} = 0.67$$

Por lo tanto el % de recargo medio para los 11 recibos es:

$$\% \text{ RF} = \frac{\text{f.p. especificado}}{\text{f.p. medido (medio)}} = \frac{0.85}{0.67} \times 100 = 126.9$$

Como se observa el valor de el factor de potencia medio obtenido es menor al mínimo establecido por la Cía suministradora de energía eléctrica en su contrato, por lo tanto y en base a la ecuación anterior, se deduce que existe un 26.9% de recargo adicional en el consumo de energía.

Lo anterior nos induce a considerar la instalación de un banco de capacitores para mejorar el factor de potencia, el consecuente ahorro de energía, capacidad extra disponible en el sistema eléctrico, mejoramiento en los niveles de tensión (mejor regulación) y reducción de pérdidas.

Si la corriente máxima consumida en el proceso de trabajo a una tensión de 440 V es de 350 A (medida), tendremos que:

La potencia activa será:

$$P = \sqrt{3} \text{ VI} \cos \theta = \sqrt{3} (440) (350) (0.67) =$$

$$P = 178.713 \text{ kw}$$

La potencia aparente será:

$$= \frac{\text{kw}}{\cos \theta} = \frac{178.713}{0.67} = 266.735 \text{ kVA}$$

Teniendo todos los datos necesarios de la instalación, procederemos a calcular la potencia reactiva capacitiva necesaria para obtener un factor de potencia igual a 0.9.

Este cálculo se puede realizar de dos maneras: matemáticamente y mediante tablas.

a.1) Matemáticamente

$$P_{rc} = P_{kw} (\text{tag } \theta_1 - \text{tag } \theta_2)$$

$$\cos \theta_1 = 0.67 ; \theta_1 = \cos^{-1} 0.67 = 47.93^\circ ; \text{tag } 47.93^\circ = 1.11$$

$$\cos \theta_2 = 0.90 ; \theta_2 = \cos^{-1} 0.90 = 25.84^\circ ; \text{tag } 25.84^\circ = 0.48$$

$$P_{kw} = 178.713 \text{ kw}$$

$$P_{rc} = 178.713 (1.11 - 0.48) = 111.46 \text{ kVAr}$$

a.2) Utilizando la tabla (III.3.3), con los datos de factor de potencia

Vertical = factor de potencia original = 0.67

Horizontal = factor de potencia deseado = 0.90

El lugar donde se cruzan en la tabla indica un factor (f), el cual multiplicado por la potencia activa nos proporciona el valor de la potencia reactiva capacitiva para obtener el factor de potencia deseado.

En nuestro caso: $f = 0.624$

$$P_{rc} = (P_{kw}) (f) = 178.713 \times 0.624 = 111.51 \text{ kVAR}$$

Se observa que: $111.51 > 111.46$

b) Aún cuando los máximos beneficios, sobre todo en la operación, se obtienen cuando los capacitores se colocan en la carga, no siempre es práctico o económico instalarlos en cada una de éstas. En nuestro caso (del diagrama unifilar), se tiene un gran número de pequeñas cargas por lo que sería impráctico instalar un capacitor en cada una de estas; además, en general no todas se encuentran en servicio a la vez, por lo tanto es posible obtener ventaja de este factor de diversidad en la carga, y colocar los capacitores en el bus general, (ver figura del diagrama unifilar).

c) En el mercado se encuentran capacitores de:

5 kVAR, 10 kVAR, 15 kVAR, 20 kVAR, 30 kVAR, etc., de capacidad.

Para los cálculos obtenidos, podemos elegir un equipo con 6 capacitores de 20 kVAR cada uno, que supone una potencia total capacitiva de 120 kVAR.

$$6 \times 20 \text{ kVAR} = 120 \text{ kVAR}$$

Por experiencia sabemos que la potencia del banco - de capacitores no debe sobrepasar los 2/3 de la potencia instalada en la red, ya que pueden provocarse tensiones armónicas - o sobretensiones transitorias, las cuales podrían resultar perjudiciales para el aislamiento de estos equipos.

$$(266.735 \text{ kVA}) \frac{2}{3} = 177.823 \text{ kVA} > 120 \text{ kVAR}$$

Por lo que el valor seleccionado es el correcto

d) El nuevo factor de potencia, considerando los 120 kVAR, será:

$$\theta_2 = \tan^{-1} \left(\tan \theta_1 - \frac{P_{kV}}{P_{kW}} \right) = \tan^{-1} \left(1.11 - \frac{120}{178.713} \right) = 23.58^\circ$$

$$\text{Por lo tanto } \cos \theta_2 = 0.92$$

La potencia total con el nuevo factor de potencia -- (0.92) será:

$$P_T = \frac{178.713}{0.92} = 194.253 \text{ kVA}$$

Con lo que se libera una capacidad en el transformador de:

$$266.735 - 194.253 = 72.482 \text{ kVA}$$

Que representa casi un 25% de la capacidad total del transformador.

IV. PROTECCION DE BANCOS DE CAPACITORES

CAPITULO IV

IV.1. GENERALIDADES

IV.2. CALCULO DE SOBRETENSIONES

IV.3. PROTECCION CON FUSIBLES

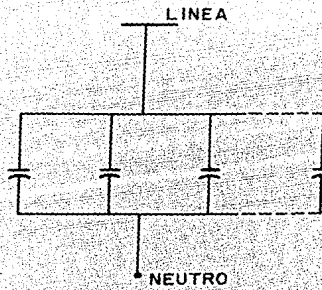
IV.4. PROTECCION CON RELEVADORES

IV.1. GENERALIDADES

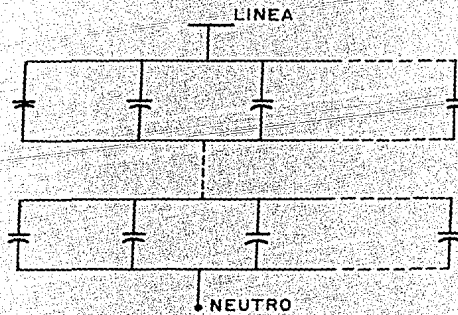
Los capacitores, como cualquier otro equipo eléctrico, pueden fallar; especialmente si se toma en cuenta que es un dispositivo cuyo aislamiento no puede ser muy grueso, cuya superficie expuesta a falla es muy grande y cuyo costo es relativamente bajo. La posibilidad de estas fallas hace imprescindible que en cualquier instalación de capacitores de potencia, ya sea en alta o baja tensión, se planee una protección adecuada.

La protección de los bancos de capacitores esta íntimamente ligada con el arreglo y conexión de los mismos, Los arreglos más usados son: a) Una sola fila de capacitores en paralelo por fase, y b) Varias filas de capacitores conectadas en serie por fase, (serie-paralelo), ver figura IV.1.A. La conexión de los bancos puede ser en delta o en estrella y si es en esta última, la conexión puede ser con el neutro conectada a tierra o flotante. Cuando se utiliza el primer arreglo descrito; para la conexión en delta, la falla de una unidad significa un corto circuito entre fases; para la conexión en estrella con neutro a tierra la falla de un elemento del banco viene a ser la falla de una fase a tierra; pero cuando el neutro está flotante la corriente por la falla de una unidad de una fase, es igual a tres veces la corriente nominal de dicha fase. Para el segundo arreglo; el serie-paralelo, la corriente de corto circuito por la falla de un capacitor en una de las filas, está limitada por la impedancia de las otras filas restantes y no varía de una forma tan significativa con el tipo de conexión efectuada; ver figura IV.1.B.

La protección por medio de fusibles, es la más usada para bancos de capacitores y pueden ser usados para proteger unidades individuales o a unidades en grupo, ver figura IV.2.

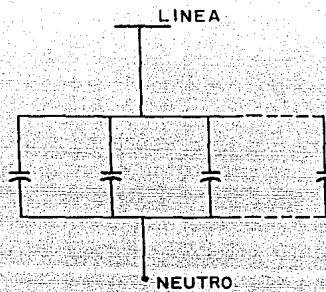


(a)

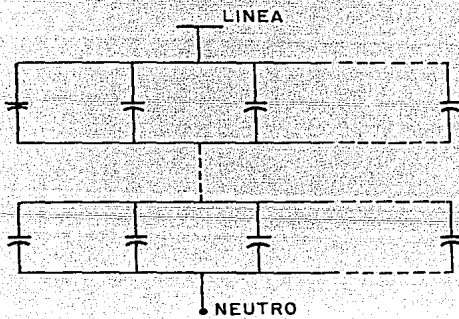


(b)

Fig IV.1.A. Arreglos de bancos de capacitores.



(a)



(b)

Fig IV.1. A. Arreglos de bancos de capacitores.

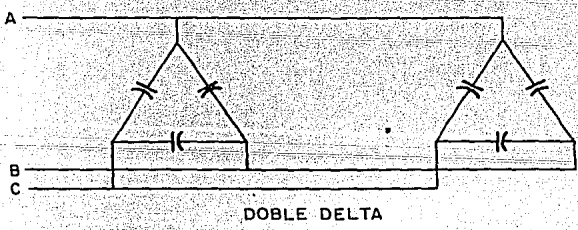
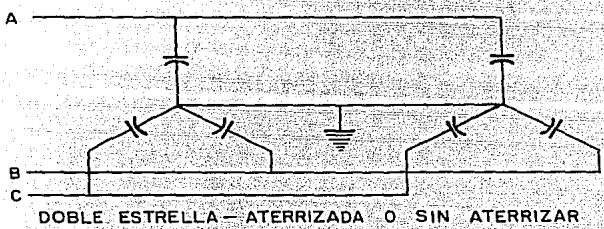
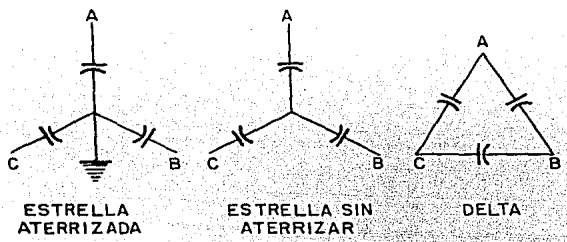
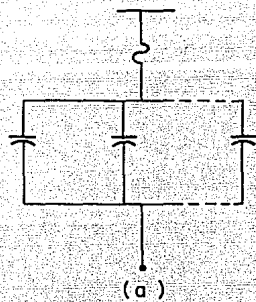


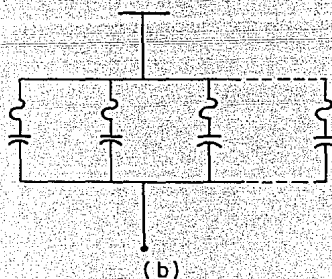
Fig IV. 1. B. Conexiones de bancos de capacitores.

A pesar de que la protección individual de capacitores tiene las ventajas de ser más selectiva, de permitir usar fusibles más pequeños y de indicar directamente la unidad fallada, -- presenta inconvenientes. En el caso de un banco conectado en estrella con neutro flotante, la falla y desconexión de algunas unidades en alguna de las fases, origina un desplazamiento eléctrico del neutro, que a su vez, ocasiona un sobrevoltaje en los capacitores de la fase, o de las fases, que hayan quedado con mayor impedancia. En casos de bancos conectados en estrella con neutro a tierra, o en delta, cuyas fases estén formadas por varias filas de capacitores conectados en serie entre sí (conexión serie-paralelo), la falla y desconexión de algunas unidades de las filas puede originar una redistribución de la caída de voltaje en dichas filas.

El capacitor es un elemento muy sensible a los excesos de voltaje, tanto que un sobrevoltaje del 10% de la tensión nominal lo puede hacer fallar. Por lo descrito anteriormente, la salida de un cierto número de unidades pone en peligro a los restantes por exceso de voltaje, a no ser que el banco de capacitores sea de tamaño suficientemente grande para que el desbalance de voltaje, producido por la salida de unos pocos capacitores, no resulte significativo.



FUSIBLE PROTEGIENDO UNIDADES EN GRUPO



FUSIBLE PROTEGIENDO UNIDADES INDIVIDUALES

Fig IV. 2

IV.2. CALCULO DE SOBRETENSIONES.

Quando se tiene un sistema de tres tensiones cualesquiera aplicadas a una carga en estrella, con un cierto valor de impedancia en el neutro, ver figura IV.3, la relación entre las tensiones aplicadas y las de la carga están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$E_{12} = E_{1n} - E_{2n} = V_{10} - V_{20} \quad (\text{IV.1})$$

$$E_{23} = E_{2n} - E_{3n} = V_{20} - V_{30} \quad (\text{IV.2})$$

$$E_{31} = E_{3n} - E_{1n} = V_{30} - V_{10} \quad (\text{IV.3})$$

La tensión al neutro en el extremo de la carga es:

$$V_{0n} = E_{1n} - V_{10} = E_{2n} - V_{20} = E_{3n} - V_{30} \quad (\text{IV.4})$$

La relación de corrientes en el nodo 0 es:

$$I_1 + I_2 + I_3 - I_n = 0 \quad (\text{IV.5})$$

que también se puede escribir así:

$$V_{10} Y_1 + V_{20} Y_2 + V_{30} Y_3 - V_{0n} Y_n = 0 \quad (\text{IV.6})$$

Sustituyendo el valor de V_{10} , V_{20} y V_{30} de la expresión IV.4 en la ecuación IV.6 se obtiene:

IV.2. CALCULO DE SOBRETENSIONES.

Cuando se tiene un sistema de tres tensiones cualesquiera aplicadas a una carga en estrella, con un cierto valor de impedancia en el neutro, ver figura IV.3, la relación entre las tensiones aplicadas y las de la carga están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$E_{12} = E_{1n} - E_{2n} = V_{10} - V_{20} \quad (\text{IV.1})$$

$$E_{23} = E_{2n} - E_{3n} = V_{20} - V_{30} \quad (\text{IV.2})$$

$$E_{31} = E_{3n} - E_{1n} = V_{30} - V_{10} \quad (\text{IV.3})$$

La tensión al neutro en el extremo de la carga es:

$$V_{on} = E_{1n} - V_{10} = E_{2n} - V_{20} = E_{3n} - V_{30} \quad (\text{IV.4})$$

La relación de corrientes en el nodo 0 es:

$$I_1 + I_2 + I_3 - I_n = 0 \quad (\text{IV.5})$$

que también se puede escribir así:

$$V_{10} Y_1 + V_{20} Y_2 + V_{30} Y_3 - V_{on} Y_n = 0 \quad (\text{IV.6})$$

Sustituyendo el valor de V_{10} , V_{20} y V_{30} de la expresión IV.4 en la ecuación IV.6 se obtiene:

$$(E_{1n} - V_{on}) Y_1 + (E_{2n} - V_{on}) Y_2 + (E_{3n} - V_{on}) Y_3 = V_{on} Y_n$$

$$V_{on} = \frac{E_{1n} Y_1 + E_{2n} Y_2 + E_{3n} Y_3}{Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_n} \quad (IV.7)$$

que puede generalizarse en la siguiente forma:

$$V_{on} = \frac{\sum_{k=1}^K E_{Kn} Y_k}{Y_n + \sum_{k=1}^K Y_k} \quad (IV.8)$$

El teorema ya expuesto, que se conoce como el Teorema de Millman, se aplicará a un banco de capacitores con neutro aislado, en el que han fallado un cierto número de unidades, como se muestra en la figura IV.4: y se desea conocer el valor de la sobretensión al tenerse una carga desbalanceada y tres tensiones balanceadas ($Y_N = 0$).

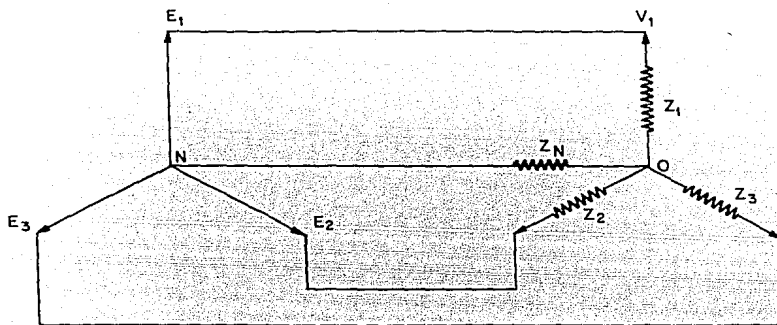
De acuerdo con la figura IV.4:

- M = Número normal de capacitores en cada fase
- N = Número de capacitores que fallan en una fase
- P = Número de capacitores que quedan en el grupo incompleto.

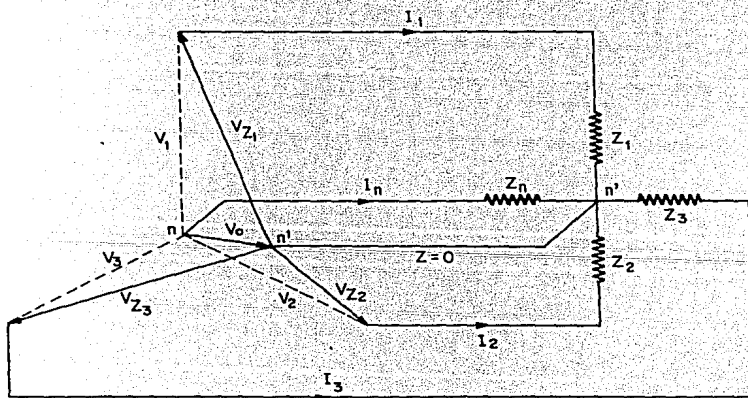
$$P = M - N$$

H = Reactancia de cada unidad

Si la fase incompleta es la 1:



(a)



(b)

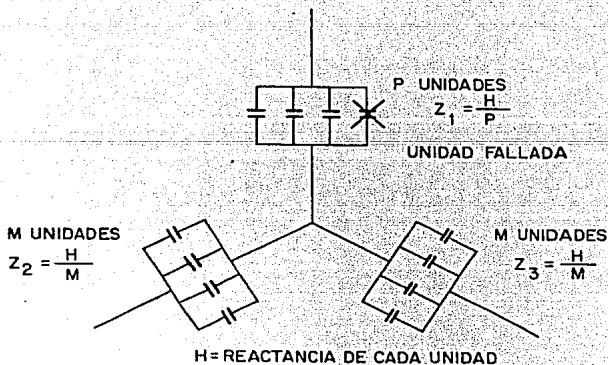
Fig IV. 3

$$Z_1 = \frac{H}{P} \quad ; \quad Z_2 = \frac{H}{M} \quad ; \quad Z_3 = \frac{H}{M} \quad (\text{IV.9})$$

$$Y_1 = \frac{P}{H} \quad ; \quad Y_2 = \frac{M}{H} \quad ; \quad Y_3 = \frac{M}{H} \quad (\text{IV.10})$$

Aplicando la ecuación No. IV.8 se tiene:

$$V_{on} = \frac{\frac{V_1 P}{H} + \frac{V_2 M}{H} + \frac{V_3 M}{H}}{\frac{P}{H} + \frac{M}{H} + \frac{M}{H}} \quad (\text{IV.11})$$



- M = Número normal de capacitores en cada fase.
 N = Número de capacitores que fallan en una fase.
 P = Número de capacitores que quedan en el grupo incompleto.
 H = Reactancia de cada unidad.

$$N = M - P \quad \therefore \quad P = M - N$$

Fig IV.4

$$N = M - P$$

$$P = M - N$$

$$V_{on} = \frac{V_1 P + M (V_2 + V_3)}{P + 2M} \quad (\text{IV.12})$$

Como:

$$V_1 + V_2 + V_3 = 0 \quad (\text{IV.13})$$

Entonces:

$$V_2 + V_3 = -V_1 \quad (\text{IV.14})$$

Sustituyendo el valor de $V_2 + V_3$ en IV.12, se tiene:

$$V_o = \frac{V_1 (P - M)}{P - 2M} \quad (\text{IV.15})$$

Ya que $P < M$, el numerador es negativo y entonces V_o -- está a 180° con respecto a V_1 . (Ver figura No. IV.5)

De la figura IV.5 se tiene:

$$V_{z1} = V_1 - V_o \quad (\text{IV.16})$$

Lo que aumenta la tensión de la fase No. 1 es precisamente $-V_o$, la que se denominará D, o sea:

$$-V_o = D \quad (\text{IV.17})$$

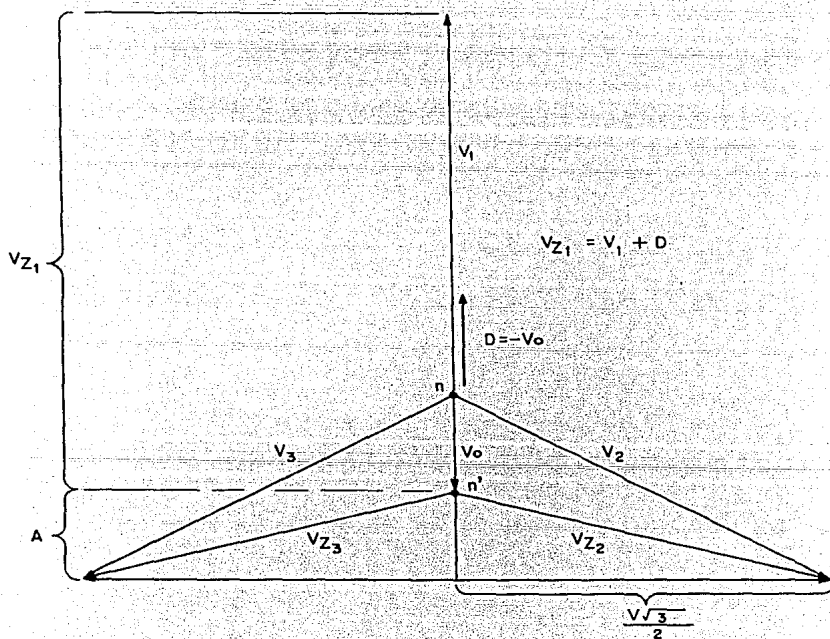


Fig IV. 5

$$V_{z_1} = V_1 + D \quad (\text{IV.18})$$

D está en fase con V_1

De la expresión IV.15 se despeja el valor de P:

$$P = \frac{M (2V_0 + V_1)}{V_1 - V_0} \quad (\text{IV.19})$$

o bien:

$$P = M \frac{V_1 - 2D}{V_1 + D} \quad (\text{IV.20})$$

Dividiendo el segundo miembro de la ecuación anterior entre V_1 :

$$P = M \frac{1 - \frac{2D}{V_1}}{1 + \frac{D}{V_1}} \quad (\text{IV.21})$$

Haciendo $S = \frac{D}{V_1}$; en donde S es el incremento de tensión en por unidad.

$$P = M \frac{1 - 2S}{1 + S} \quad (\text{IV.22})$$

Despejando a S de la ecuación anterior, se tiene el incremento de tensión en por unidad en función del número de unidades sanas y dañadas por fase que se tienen en un banco de capacitores con varias unidades:

$$S = \frac{M - P}{P + 2M} \quad (\text{IV.23})$$

S = incremento de tensión en p.u.

En función de la ecuación anterior se puede determinar la siguiente tabla:

M	N	P	$P + 2M$	S
1	1	0	2	0.50
2	1	1	5	0.20
3	1	2	8	0.12
4	1	3	11	0.09
5	1	4	14	0.07

Tabla No. IV.1. Sobretensión presentada en un banco en función del número de unidades falladas.

Como se dijo en el comienzo, se considera que una sobretensión de más de 10% (0.10 p.u.) daña las unidades y debe evitarse. De acuerdo con esto un banco debe tener cuando menos 4 unidades por fase, para que al quemarse una unidad - la sobretensión no exceda este límite.

IV.3. PROTECCION CON FUSIBLES

IV.3.1. Aplicación de fusibles

Las prácticas básicas de aplicación de fusibles que actualmente se siguen, consisten en el empleo de los dispositivos de expulsión; y en donde la corriente de corto circuito es alta, se utiliza a éstos en conjunto con fusibles limitadores de corriente.

Cuando se selecciona un fusible para proteger un banco de capacitores, se debe de considerar: la corriente de -- carga, la corriente de puesta en servicio, la energía de ruptura del tanque, la corriente de corto circuito que se tiene en el lugar de su instalación y el tipo de conexión.

IV.3.2. Corriente nominal

Independientemente de si se emplean fusibles para un solo capacitor o un grupo de capacitores, primero se debe de terminar la capacidad de la unidad o sea la corriente por -- fase. A continuación se debe de tomar en cuenta el contenido de armónicas. Un valor de 1.35 veces la corriente de carga es el factor más ampliamente empleado para determinar la corriente nominal del dispositivo de protección. Cuando se emplean factores mayores de 1.35 provocará que el fusible seleccionado sea insensible a fallas de alta impedancia. Entonces, la corriente nominal del fusible que se seleccione debe ser la corriente de fase del banco, multiplicada por 1.35. Para el caso de los fusibles tipo K y T, la corriente nominal de estos, debe ser igual a la corriente de carga (I_L) multiplicada por 1.35 y dividida por 1.5, ya que estos fusibles normalmente pueden conducir 150% del valor de su corriente nominal. Esto permite que el banco sea protegido con los fusibles

existentes de una manera adecuada, es decir, sin tomar en cuenta ningún factor.

Para bancos con neutro flotante, el fusible debe tener una corriente, (a 300 segundos), menor de tres veces la corriente de carga. Esto se debe a que la falla máxima es igual a tres veces la corriente nominal, como se mencionó al comienzo de este capítulo.

Ejemplo: A continuación se resuelve un ejemplo para un banco de capacitores de 600 kVAR, 12.47/7.2 kV conectado en estrella aterrizada.

$$I_{\text{fase}} = \frac{600}{\sqrt{3} \times 12.47} = 27.78 \text{ A}$$

La corriente nominal del fusible es:

$$I_{\text{C}} = I_{\text{fase}} \times I_{\text{margen}} = I_{\text{fase}} \times 1.35$$

en donde:

$$I_{\text{margen}} = \text{Corriente de margen por armónicas}$$

$$I_{\text{C}} = 27.78 \times 1.35 = 37.5 \text{ A}$$

y si el fusible a usar fuera tipo K o T, la corriente nominal de este sería:

$$I_{\text{nom}} = \frac{I_{\text{C}}}{1.5} = \frac{37.5}{1.5} = 25 \text{ A}$$

IV.3.3. Corriente de puesta en servicio (inrush - - current).

Una vez que el fusible ha sido seleccionado para conducir la corriente de carga más las armónicas del banco, la siguiente consideración es, eliminar la posibilidad de que la corriente de puesta en servicio del banco haga operar los fusibles cuando se conecte el banco a la línea. Para poder determinar si el fusible es o no capaz de soportar la corriente de puesta en servicio, es necesario determinar la corriente que realmente detectará el fusible en la instalación. Pues to que la corriente de puesta en servicio es transitoria, es mejor ver este fenómeno con la ayuda del concepto de energía i^2t . Una expresión de la energía i^2t , dada en función de la corriente de corto circuito y de la relación X/R del circuito hasta el punto de localización del banco, se puede emplear para calcular la magnitud de la corriente de puesta en servicio en un punto determinado del circuito, para un banco conectado en estrella aterrizada. La expresión siguiente permite calcular la energía i^2t basada en el valor cresta de la corriente de puesta en servicio.

$$i^2t = 2.65 \sqrt{1-K^2} (I_L) (I_{cc})$$

en donde:

$K = X/R$ en el lugar donde esté instalado el banco de capacitores.

I_L = Corriente nominal del banco

I_{cc} = Corriente de corto circuito en el lugar donde esté instalado el banco.

Usando esta expresión y considerando que la energía -

i^2t para bancos aislados de tierra, es 2.25 veces mayor que para bancos aterrizados, se puede calcular la energía i^2t en cualquier punto del circuito, para diferentes condiciones, - como se muestra en las figuras IV.6.a y IV.6.b.

Una vez que se ha calculado la energía i^2t , es entonces necesario determinar la energía de fusión mínima del fusible seleccionado. Esto se puede hacer calculando la energía i^2t para 0.01 segundos en la curva tiempo-corriente de fusión mínima y multiplicandola por un factor igual a 0.70; este valor tiene un factor de seguridad que permite considerar el efecto piel a altas frecuencias. Como un ejemplo, en la figura IV.7 se muestra el cálculo de la energía i^2t de fusión mínima para un fusible 25 K que tiene una corriente de 1100 amperes para 0.01 segundos en su curva de fusión mínima. Finalmente la energía i^2t de puesta en servicio se puede comparar con la energía i^2t de la curva de fusión mínima del fusible para determinar si el fusible operará o no cuando el banco se energice. La energía i^2t de fusión mínima del listón fusible, incluyendo un factor de seguridad, debe ser mayor que la energía i^2t de puesta en servicio del banco.

IV.3.4. Valor límite i^2t de resistencia a la ruptura del tanque del banco de capacitores.

Otro valor que se debe tener en cuenta cuando se seleccionan los fusibles para proteger el banco de capacitores es el valor límite i^2t de la resistencia de la ruptura del tanque de los capacitores. El fusible seleccionado no debe permitir que la energía que fluya dentro del tanque sobrepase - cierto límite, para prevenir su ruptura. Hasta la fecha se han llevado a cabo tres estudios para intentar poner un límite a la energía que soporta el tanque del banco. Los límites varían en un rango que va de 80,000 amperes² segundo has

ENERGIA DE PUESTA EN SERVICIO I_1^2
DE UN SISTEMA EN ESTRELLA ATERRIZADA

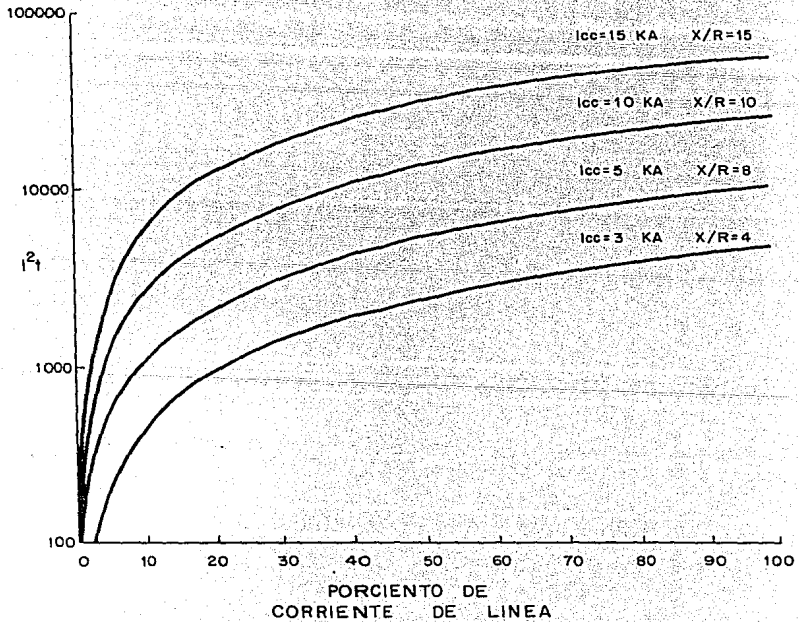


Fig. IV. 6. a

ENERGIA DE PUESTA EN SERVICIO I^2t
DE UN SISTEMA EN ESTRELLA FLOTANTE

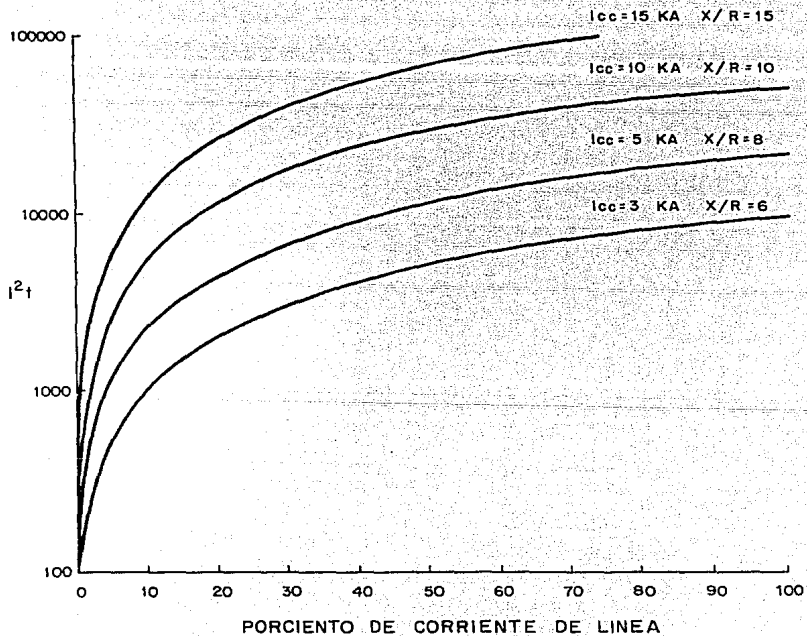


Fig. IV.6.b

CALCULO DE LA ENERGIA MINIMA DE FUSION

$I^2 t$

CONSIDERANDO 600 KVAR 7,2/12,4 KV

BANCO EN ESTRELLA ATERRIZADA

FUSIBLE DE 25 Amps TIPO K

$I^2 t$ DE FUSION = $(1100)^2 (0.01)(0.70) = 8470 \text{ Amp}^2 \text{ seg.}$

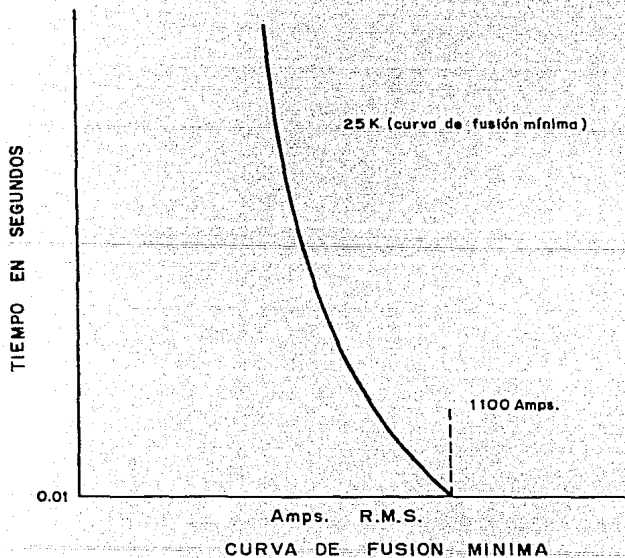


Fig. IV.7

ta un millón de amperes² - segundo. En cualquier caso a medida que aumenta el valor de la energía i^2t , mayor es la probabilidad de que el tanque se perfora.

IV.3.4.1. Características Tiempo-Corriente de ruptura del tanque.

En las figuras IV.8 y IV.9 se muestran las curvas de probabilidad de ruptura de tanques, debido a arcos inter-nos, de bancos de capacitores de 25 ó 50, y de 100 kVAR, respectivamente. Estas curvas proporcionan gráficamente la relación de corriente de falla y tiempo; para diferentes valores de corriente y tiempo hay cuatro zonas bien definidas. La probabilidad de daño de este, como resultado de una falla, que puede ser desde una fractura o pérdida del sello de la barra, hasta una violenta explosión del mismo. Dentro de la zona segura generalmente no hay mayor daño que una pequeña protuberancia del tanque (es decir, una pequeña deformación por la presión que surge en el interior de éste). Es posible sin embargo, que una ruptura de tanque, ocurra como resultado de pequeñas corrientes de corto circuito que fluyan por grandes periodos de tiempo. Para evitar tales rupturas, el fusible debe ser coordinado de tal manera que interrumpa la falla dentro de 300 segundos. Esto es una consideración significativa, generalmente única, para bancos conectados en estrella con neutro aislado, para los que la corriente de falla está limitada a aproximadamente tres veces la corriente nominal.

Las zonas peligrosas son poco seguras en la mayoría de los casos, debido a que una unidad fallada a menudo causa rupturas a las unidades adyacentes, con suficiente violencia. La curva del 50% de probabilidad de ruptura del tanque, además de que indica un significativo 50% de probabilidad de ruptura

**CURVAS DE PROBABILIDAD DE RUPTURA DEL
TANQUE PARA CAPACITORES DE 25 ó 50 KVAR
DE POTENCIA DEBIDO A ARCO INTERNO**

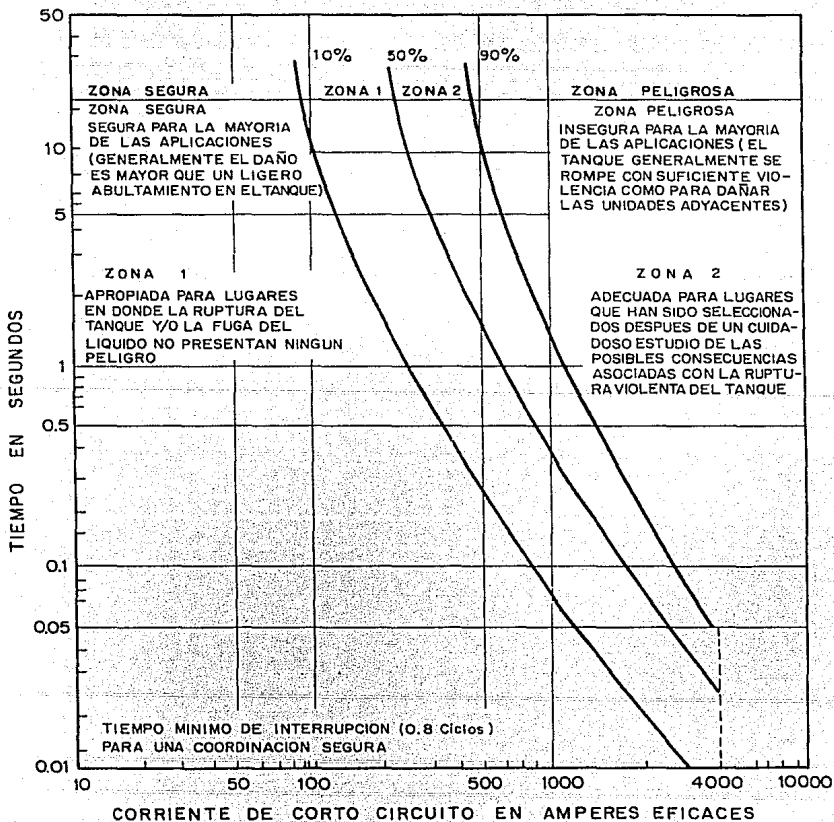


Fig IV.8.

de este, representa un límite aproximado abajo del cual la -
 ruptura violenta de los tanques es improbable. De aquí que la
 zona 1, limitada por las curvas de 10 y 50%, es adecuada para
 localizar bancos donde la ruptura del tanque o la fuga del -
 fluido no representan peligro. La zona 2 limitada por las --
 curvas 50 y 90% es adecuada para lugares que han sido selec-
 cionados cuidadosamente, después de la consideración de las
 posibles consecuencias asociadas con falla violenta del tan-
 que. El que la curva del 90% de probabilidad mostrada en la
 figura IV.8 (para tanques de capacitores de 25 ó 50 kVAR) se
 haga vertical a los 4000 amperes y la de la figura IV.9 (para
 tanques de 100 kVAR) se haga vertical a los 5000 amperes, --
 significa que el área que está adelante de esos valores máxi-
 mos, se encuentra en la zona peligrosa. Las pruebas han de-
 mostrado que más allá de este valor de corriente, los fusi-
 bles de expulsión no protegen satisfactoriamente contra fa-
 llas violentas de los tanques. Arriba de estos niveles de co-
 rriente de falla, los fusibles limitadores de corriente deben
 ser aplicados para limitar el peligro al personal y el daño
 al equipo.

Para el rango de corriente de corto circuito, por la
 falla de una unidad, el tiempo total de interrupción de cual-
 quier fusible, deberá ser coordinado con las curvas de ruptu-
 ra del tanque.

IV.3.5. Fusibles limitadores de corriente.

Debido a que los fusibles de expulsión no pueden ope-
 rar en menos de medio ciclo, los fusibles limitadores de co-
 rriente deben emplearse en áreas donde se tiene una alta co-
 rriente de corto circuito. Usando el valor derivado por --
 KEARNY-SANGAMO: $80,000 \text{ amperes}^2 - \text{segundo}$, se puede obtener
 un nivel de corriente arriba del cual los fusibles limitado-

res de corriente deben ser un dispositivo de protección obligatorio. Ese nivel generalmente es de 3000 amperes. En este punto hay tanta energía en medio ciclo que se exceden los -- 80,000 amperes² - segundo de energía límite de ruptura del tanque.

IV.3.6. Bancos aislados de tierra

Al emplear bancos de capacitores con el neutro aislado, la corriente de corto circuito se limita como máximo a tres veces la corriente nominal del banco, evitándose el empleo de fusibles limitadores de corriente. Al emplear bancos de capacitores con el neutro flotante, se ayuda a prevenir el daño por descargas atmosféricas, ya que una descarga atmosférica ve un mejor camino a tierra a través de un capacitor con neutro a tierra, que a través de un apartarrayos. Pero cuando se usa un banco de capacitores con el neutro flotante, se tienen sobreesfuerzos en las otras fases, cuando una de estas se desenergiza y el banco queda trabajando como una carga desbalanceada. Esto puede originar una falla prematura en las unidades sanas.

IV.3.7. Consideraciones especiales

Una vez que se han entendido los conceptos básicos -- para la selección de fusibles hay algunas consideraciones -- que necesitan tomarse en cuenta cuando se aplica un esquema de protección.

IV.3.7.1. Aplicaciones de fusibles para proteger unidades individuales o en grupo.

Actualmente aplicar fusibles para proteger unidades -- en grupo es la técnica de protección predominante. Sin embar

go, dado el gran número de fallas y de fracturas en los bancos de capacitores, protegidos en grupo, que se han presentado, esta protección tiende a desecharse y la aplicación de fusibles individuales esta recibiendo más atención. El mayor beneficio de aplicar fusibles para proteger unidades en grupo es, que se presenta como la forma más económica de proteger bancos de capacitores. Sin embargo cuando las fases están compuestas de muchas unidades, los fusibles en grupo no pueden proporcionar la sensibilidad necesaria para detectar falla de alta impedancia. Además los fusibles para unidades individuales proporcionan mayor sensibilidad para detectar incrementos de corriente en una unidad fallada, pero cuando un fusible opera, permite que los otros capacitores en paralelo se sobretensionen, hasta que se repare la unidad fallada.

En las figuras IV.10 y IV.11, se muestra una comparación entre los valores i^2t de una protección con fusibles -- para unidades individuales y para unidades en grupo, en este caso la energía i^2t de una unidad de 100 kVAR correspondiente a un banco de 600 kVAR de 7.2/12.47kV conectado en estrella aterrizada con una relación de X/R igual a 8 se muestra gráficamente en la figura IV.7. En este ejemplo la corriente de fase es de 27.28 amperes. De acuerdo a lo explicado anteriormente, un fusible 25 K o 25 T, es adecuado para realizar una protección de un grupo de dos unidades por fase y un fusible 12 K o 12 T para proteger una unidad individual. También se grafica el valor límite de la energía la ruptura - - 80,000 amperes² - segundos (propuesta por KEARNEY-SANGAMO), la máxima corriente de puesta en servicio y la curva de 10% de probabilidad de ruptura del tanque para una comparación adicional.

Se puede ver que los fusibles para protección de unidades individuales proporcionan mayor sensibilidad para detec

PROTECCION CON FUSIBLE INDIVIDUAL

TFM = TIEMPO DE FUSION MINIMA
TIT = TIEMPO DE INTERRUPCION TOTAL

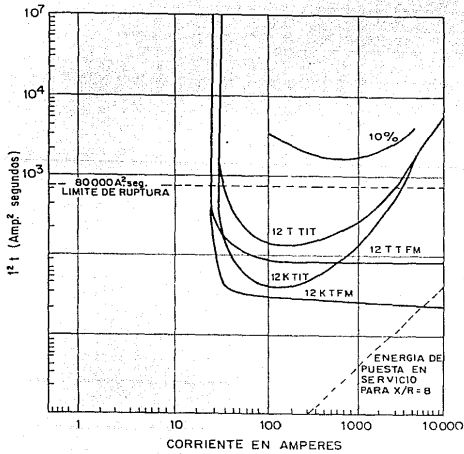


Fig IV.10

PROTECCION CON FUSIBLES EN GRUPO

TFM = TIEMPO DE FUSION MINIMA
TIT = TIEMPO DE INTERRUPCION TOTAL

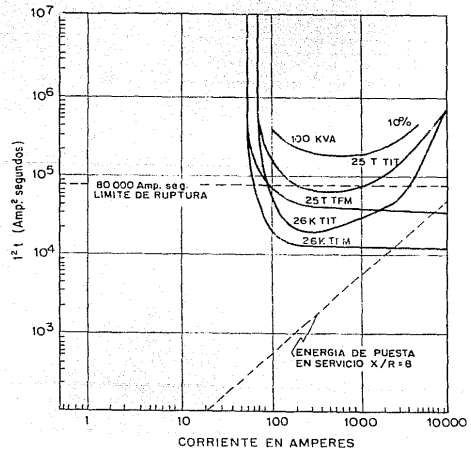


Fig IV.11

tar fallas en unidades individuales, que el método de protección en grupo. Sin embargo, si se hace una comparación de las curvas i^2t de los fusibles 12 K y 12 T, protección individual, con la energía de la corriente de puesta en servicio del banco en cuestión, se puede notar que el fusible 12 T tiene una mayor tolerancia a la energía de dicha corriente, que el fusible 12 K; y si las dos se comparan con los 80,000 amperes²-segundo de energía de ruptura del tanque, se aprecia que proporcionan casi el mismo nivel de protección. Y comparando -- las mismas curvas de los fusibles 25 K y 25 T, protección en grupo, se puede ver que el primero presenta un menor margen de tolerancia a la energía de la corriente de puesta en servicio, que el segundo; sin embargo, para este caso, el fusible 25 K proporciona un margen mayor de protección que el 25 T, a los 80,000 amperes² - segundo de energía de ruptura del tanque.

IV.4. PROTECCION CON RELEVADORES

Los bancos de capacitores de gran capacidad normalmente se protegen con fusibles individuales y con relevadores. Esta forma de protección se apega a la filosofía general de la protección, la que señala que un equipo debe quedar fuera del sistema eléctrico lo más rápidamente posible, una vez -- que se ha producido una falla en una parte de él.

Una forma de proteger un banco de capacitores es colocando un fusible en cada unidad, como se muestra en la figura IV.2.B. En este caso el fusible individual detecta e indica que una unidad ha fallado, aislandola del resto del banco lo suficientemente rápido para prevenir la ruptura del tanque y un daño a las unidades adyacentes, permitiendo a la vez que el resto de las unidades del banco permanezcan en servicio.

Desafortunadamente, cuando un fusible aisla una unidad falla da se presenta un incremento de tensión en las unidades restantes, como ya fue asentado. Para evitar daño por sobretensiones ante esta circunstancia, se acostumbra proteger además, los bancos con relevadores, que deben proporcionar la señal de disparo al equipo de desconexión del banco, cuando el exceso de tensión se acerque a valores peligrosos. Ver tabla IV.2.

La selección de la configuración del banco y el diseño del mismo, deben de incluir un análisis del efecto del "desbalance propio" del banco, en el comportamiento del relevador de protección. El desbalance propio del banco se debe a las variaciones presentadas durante la fabricación de las unidades que componen el banco y al desbalance de las tensiones del sistema, los cuales introducen errores en la señal de tensión y/o corriente que recibe el relevador.

IV.4.1. Consideraciones generales de los relevadores de desbalance.

A los relevadores que protegen bancos de capacitores se les nombra relevadores de desbalance, debido a que detectan la falla del aislamiento de una unidad y cuya operación del fusible ha dejado un desbalance en el banco.

En general un relevador de desbalance debe:

1. Coordinarse adecuadamente con los fusibles, de tal manera que al operar éstos, proporcionen un medio visual para localizar las unidades defectuosas.
2. Ser lo suficientemente sensible para accionar una alarma cuando se produzca la pérdida de un capacitor.

LIMITES DE SOBRETENSIONES DURANTE CORTOS TIEMPOS A LA FRECUENCIA FUNDAMENTAL QUE LOS CAPACITORES SON CAPACES DE SOPORTAR, A TEMPERATURAS BAJO CERO

DURACION	MULTIPLoS DE LA TENSION NOMINAL
0.5 CICLOS	3.0
1.0 "	2.7
6.0 "	2.2
15.0 "	2.0
1.0 SEGUNDOS	1.7
15.0 "	1.4
1.0 "	1.3
5.0 MINUTOS	1.2
30.0 "	1.15

NOTA ; LAS SOBRETENSIONES DURANTE CORTOS TIEMPOS A LA FRECUENCIA FUNDAMENTAL, ESTAN LIMITADAS A LOS VALORES LISTADOS EN ESTA TABLA. BAJO CONDICIONES MENOS SEVERAS LOS LIMITES PERMISIBLES PUEDEN SER MAYORES.

TABLA IV.2

**CURVAS DE PROBABILIDAD DE RUPTURA DEL
TANQUE PARA CAPACITORES DE 100 KVAR
DE POTENCIA DEBIDO A ARCO INTERNO**

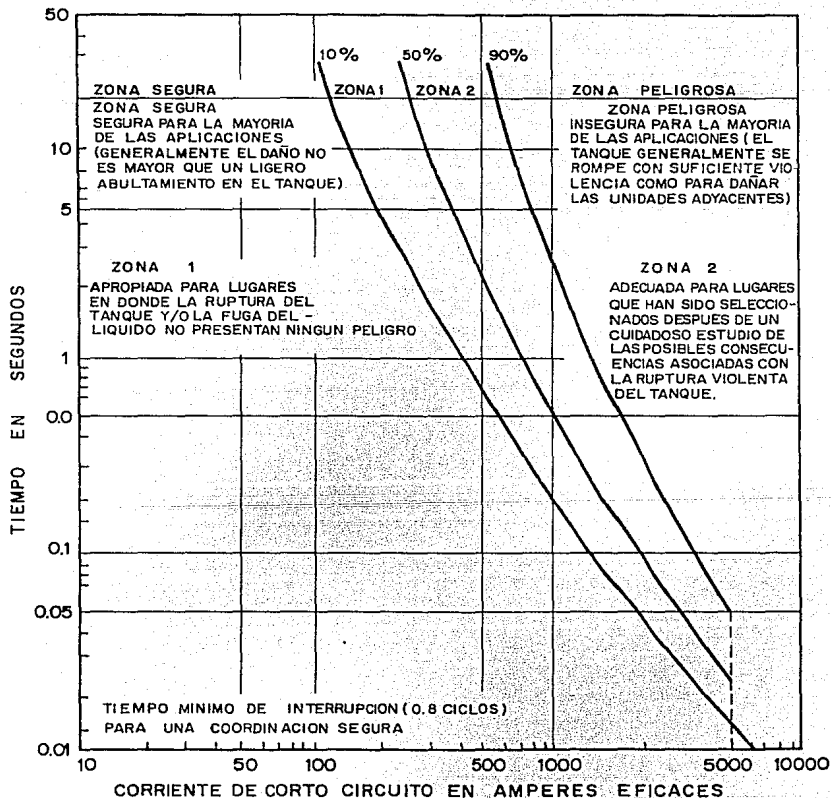


Fig IV. 9

tor, y de ordenar el disparo del equipo de protección cuando queden fuera de servicio el número de unidades tal, que causen una condición de sobre-tensión en exceso de 10% de la tensión nominal.

3. Tener un tiempo de respuesta tan corto que sea mínimo el daño debido a una falla de arco interno y que a la vez sea capaz de evitar falsas operaciones debido a corrientes de puesta en servicio, corrientes por descargas atmosféricas, por apertura o cierre de equipo cercano o porque los contactos del equipo de seccionamiento no abran simultáneamente.
4. Estar protegido contra tensiones transitorias que aparezcan en alambrado de control.
5. Incluir un filtro para minimizar el efecto de las armónicas.
6. Tener un dispositivo de apertura definitiva que impida la conexión automática del banco de capacitores después de que se ha detectado una falla en el (bloqueo).
7. Proporcionar un medio de compensación que niegue el efecto del desbalance de las tensiones del sistema y/o el desbalance propio de las unidades, -- por variaciones en la fabricación (rangos del relevador).

IV.4.2. Desbalance propio

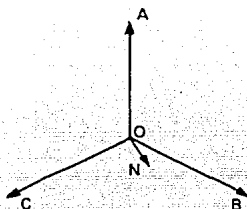
La tendencia de los últimos años se ha dirigido hacia la construcción de bancos más y más grandes en los niveles de tensión de transmisión. La señal de desbalance debida a la pérdida de una o dos unidades individuales para estos bancos puede ser de tal magnitud que el desbalance propio del banco no puede considerarse como despreciable. En la práctica, la

tensión o la corriente detectada por los relevadores de desbalance al fallar una unidad individual, es diferente del valor calculado debido al desbalance propio de las tensiones trifásicas del sistema y/o a las variaciones de fabricación del banco.

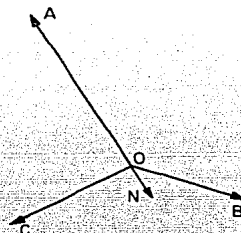
La señal del desbalance propio, puede tener un ángulo de fase en relación con la señal resultante por la falla de algunas unidades, de tal manera que inhíba la operación del relevador o que cause operaciones falsas, ver figura IV.12. El desbalance propio resultante de un desbalance de tensiones y/o por variaciones de fabricación, para distintas configuraciones, puede calcularse usando las ecuaciones mostradas en la tabla IV.3. Una estimación del peor caso se obtiene cuando se considera que los errores del desbalance se suman. Cuando la señal incorrecta (debida al desbalance propio del banco) excede el 50% de la señal resultante por la falta de una unidad, se debe de agregar un dispositivo que no tome en cuenta la influencia de este error.

IV.4.3. Protección por corriente de desbalance en el neutro (bancos en estrella aterrizada).

La figura IV.13 muestra la protección por medio de la detección de la corriente de desbalance en el neutro, para un banco en estrella cuyo neutro esta conectado a tierra. Un desbalance en el banco de capacitores causara que fluya una corriente entre el neutro del banco y tierra. La magnitud de la corriente, por falla de una o varias unidades individuales y el voltaje que se presenta en las unidades restantes se puede determinar de las figuras IV.14 y IV.15 respectivamente. Este método de protección utiliza un transformador de corriente conectado entre el neutro del banco de capacitores y tierra, más un relevador de tensión, de tiempo retardado, con un



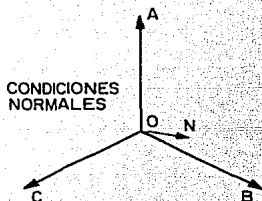
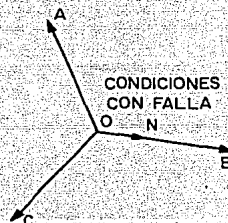
CONDICIONES NORMALES



CONDICIONES CON FALLA

- a) Señal de desbalance propio del banco en relación opuesta con la señal de disparo.

Esta situación puede inhibir la operación de la protección.

CONDICIONES
NORMALESCONDICIONES
CON FALLA

- b) Señal de desbalance propio del banco en relación directa con la señal de disparo.

Esta situación puede provocar disparos en falso de la protección.

En donde:

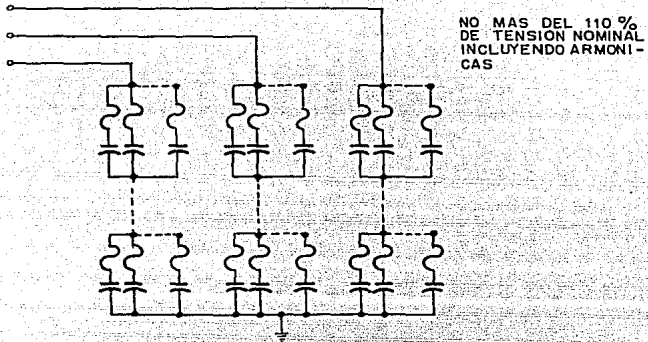
V_{ON} = Señal de desbalance propio del banco; debido a variaciones en la fabricación de los capacitores -- y/o al desbalance de las tensiones del sistema.

V_{OA} , V_{OB} , V_{OC} = Tensiones de fase a neutro.

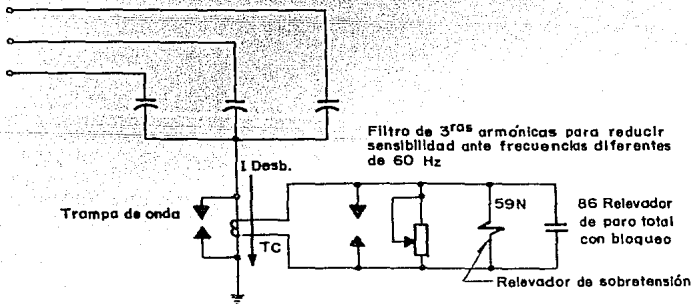
Fig IV.12

Configuración del banco de capacitores	Efecto de las variaciones de fabricación de los capacitores	Efecto de los cambios de magnitud en el voltaje del sistema	Efecto de los cambios del ángulo de fase en el voltaje del sistema
Estrella aterrizada con detector de corriente en el neutro.	$I_N = \frac{\Delta C \text{ var}_B}{3 V_{LG}}$	$I_N = \frac{(\Delta V_{LG})^2 \text{ var}_U}{S (V_C)^2}$	$I_N = \frac{2PV_{LG} (\text{sen} \frac{\phi}{2} \text{ var}_U)}{S V_C^2}$
Estrella flotante con detector de potencial en el neutro.	$V_{NG} = \frac{\Delta C V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{\Delta V_{LG}}{3}$	$V_{NG} = \frac{2}{3} (\text{sen} \frac{\phi}{2}) V_{LG}$
Doble estrella sin aterrizar con detector diferencial del voltaje en el neutro.	$I_N = \frac{\Delta C \text{ var}_B}{6 V_{LG}}$	$I_N = 0$	$I_N = 0$
Doble estrella sin aterrizar con detector diferencial del voltaje en el neutro.	$\Delta V_{NN} = \frac{\Delta C V_{LG}}{3}$	$\Delta V_{NN} = 0$	$\Delta V_{NN} = 0$
Estrella aterrizada con detector diferencial de potencial.	$\Delta V_{TG} = \Delta C V_{LG} \frac{S_1}{S^2} (S_1 - S_2)$	$\Delta V_{TG} = 0$	$\Delta V_{TG} = 0$

TABLA IV.3 Efecto del desbalance propio del banco en la señal de protección



BANCOS DE CAPACITORES CONECTADOS EN Δ ATERRIZADA
ARREGLO DE UNIDADES DE CAPACITORES, FUSIBLES Y GRU-
POS EN SERIE



PROTECCION POR CORRIENTE DE DESBALANCE EN EL NEUTRO
(BANCO EN ESTRELLA ATERRIZADA)

Fig IV.13

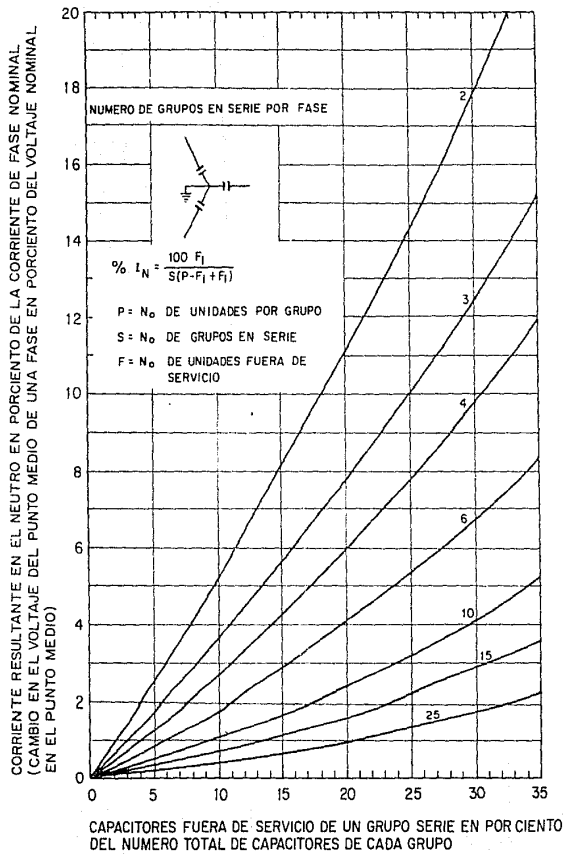


Fig IV.14

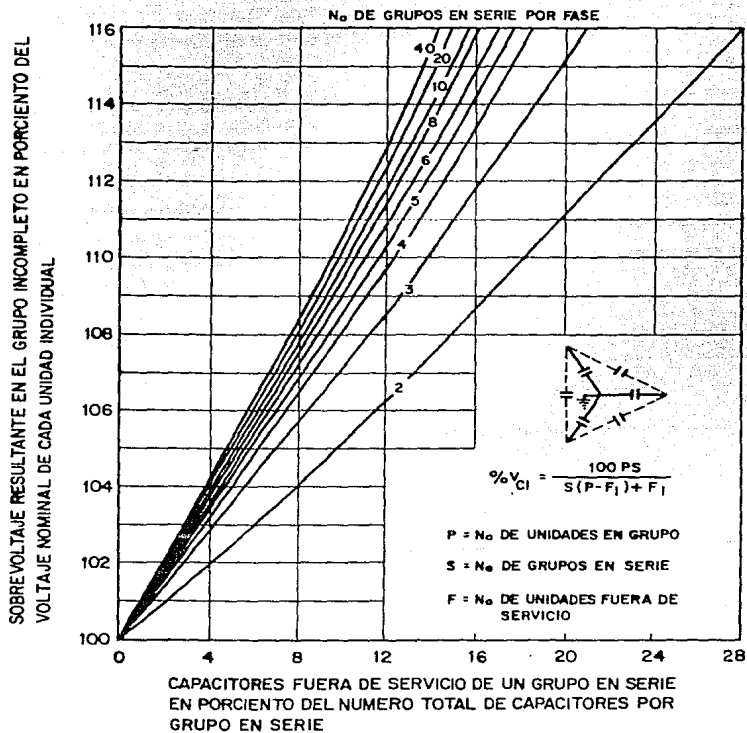
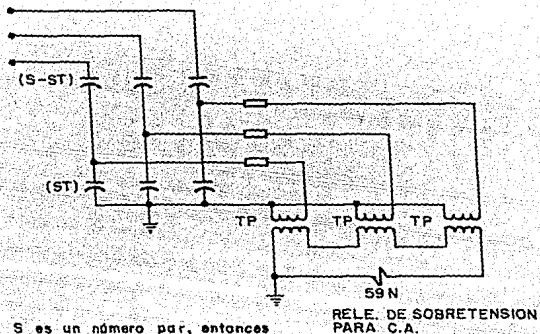


Fig IV.15

METODO DE LA SUMA DE TENSIONES EN EL PUNTO MEDIO



Si S es un número par, entonces

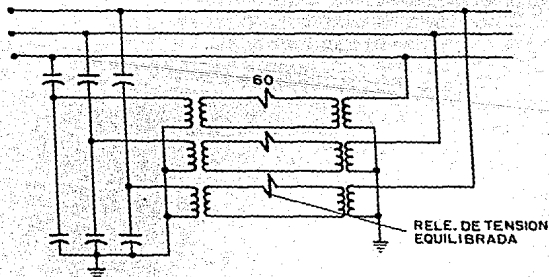
$$S - ST = ST = S/2$$

Si S es un número impar, entonces

$$S = \frac{S-1}{2} \text{ y } S - ST = \frac{S+1}{2}$$

PROTECCION POR MEDIO DE LAS SUMAS DE TENSIONES EN EL PUNTO MEDIO (BANCO CONECTADO EN ESTRELLA CON NEUTRO ATERRIZADO)

Fig IV.16



METODO DE PROTECCION DIFERENCIAL DE TENSION (BANCO CONECTADO EN ESTRELLA ATERRIZADA)

Fig IV.17.

filtro de terceras armónicas para reducir la sensibilidad a las frecuencias diferentes de 60 Hz. Este relevador de tensión opera un relevador auxiliar para indicar la apertura y bloquear el cierre del seccionador del banco.

IV.4.4. Protección por medio de la suma de tensiones en el punto medio (banco conectado en estrella con neutro aterrizado).

Este método de protección se muestra en la figura IV.16 y consiste en proporcionar un medio para detectar un desbalance, al supervisar la suma de los voltajes a la mitad de las fases en el banco. El porcentaje de desbalance por la pérdida de un cierto número de unidades y la tensión que se presenta en el resto de las mismas, se puede determinar de las figuras IV.14 y IV.15, respectivamente. Este método de protección utiliza tres dispositivos sensores de voltaje con sus primarios conectados entre el punto medio del banco de capacitores y tierra, y los secundarios conectados en delta incompleta, más un relevador de tensión con retardo de tiempo con un filtro de terceras armónicas. El relevador debe estar calibrado para compensar los errores causados por el desbalance propio del banco y la falta de precisión de los dispositivos sensores de tensión (TP's).

IV.4.5. Método de protección diferencial de tensión (banco conectado en estrella aterrizada).

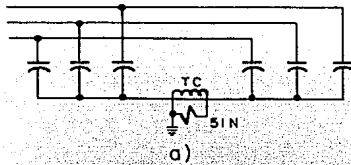
Otra forma de proteger bancos de capacitores conectados a tierra se muestra en la figura IV.17; este método utiliza tres relevadores monofásicos, cada uno de los cuales detecta la diferencia entre la tensión en el banco y la tensión de barras. Inicialmente la tensión de cada fase del banco y

de las barras, se ajustan para que sean iguales, considerando que todas las unidades del banco no estén dañadas y que ningún fusible ha operado, de esta forma se compensan las variaciones por defectos de fabricación y las variaciones en la tensión de alimentación.

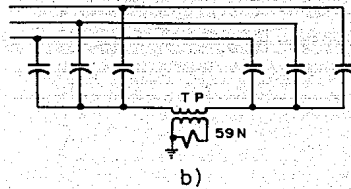
Si la tensión del sistema cambia, el sistema de relevadores está compensado, ya que a una variación en la tensión de las barras en una fase dada, corresponde un cambio en la tensión del banco para la misma fase. Cualquier variación subsecuente a este ajuste, se deberá a un desbalance causado por el daño de alguna unidad del banco. La magnitud del desbalance por la pérdida de alguna unidad y la tensión en las unidades restantes se determina de las figuras IV.14 y IV.15 respectivamente.

IV.4.6. Protección por desbalance del arreglo de doble estrella.

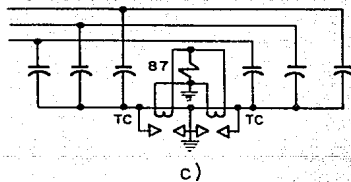
Cuatro métodos para protección de bancos de capacitores conectados en doble estrella se muestran en la figura IV.18. Los arreglos (a) y (b), están sin aterrizar y usan un transformador de corriente con relevador de sobrecorriente o un transformador de potencial con un relevador de sobretensión conectados entre los dos neutros. Ninguno de estos métodos es afectado por sistemas con voltajes desbalanceados, voltajes o corrientes de terceras armónicas o corrientes de impulso por apertura o cierre de interruptores. El transformador de corriente o el transformador de potencial deben ser seleccionados para el voltaje del sistema. La magnitud de la corriente en el neutro y el sobrevoltaje en las unidades de capacitores restantes, para el método ilustrado en la figura IV.18 (a), puede determinarse por medio de las figuras IV.19



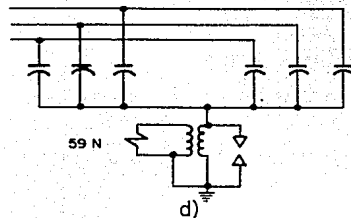
PROTECCION POR CORRIENTE DE DESBALANCE EN EL NEUTRO. BANCO DE CAPACITORES CONECTADOS EN DOBLE ESTRELLA SIN ATERRIZAR



PROTECCION POR DESBALANCE DE VOLTAJE EN EL NEUTRO. BANCO DE CAPACITORES CONECTADOS EN DOBLE ESTRELLA SIN ATERRIZAR



PROTECCION DIFERENCIAL DE CORRIENTE EN EL NEUTRO. BANCO DE CAPACITORES CONECTADO EN DOBLE ESTRELLA ATERRIZADA



PROTECCION POR DESBALANCE DE VOLTAJE EN EL NEUTRO. BANCO DE CAPACITORES CONECTADO EN DOBLE ESTRELLA ATERRIZADA

Fig IV.18. Métodos de protección para bancos de capacitores conectados en doble estrella.

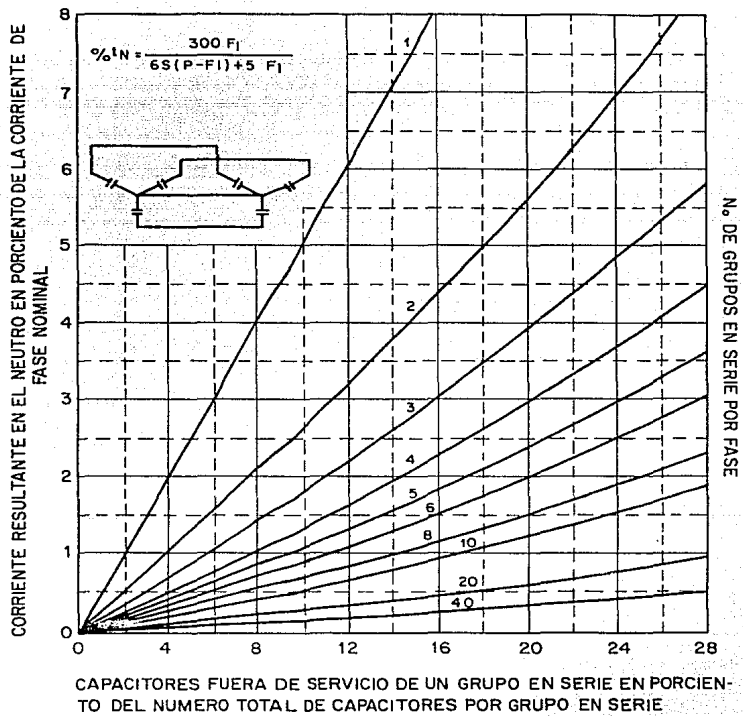


Fig IV.19

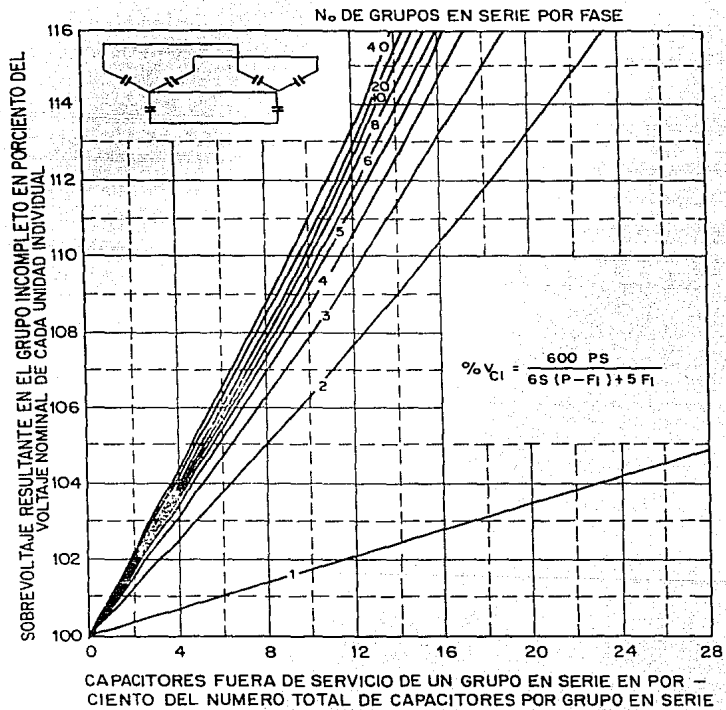


Fig IV. 20

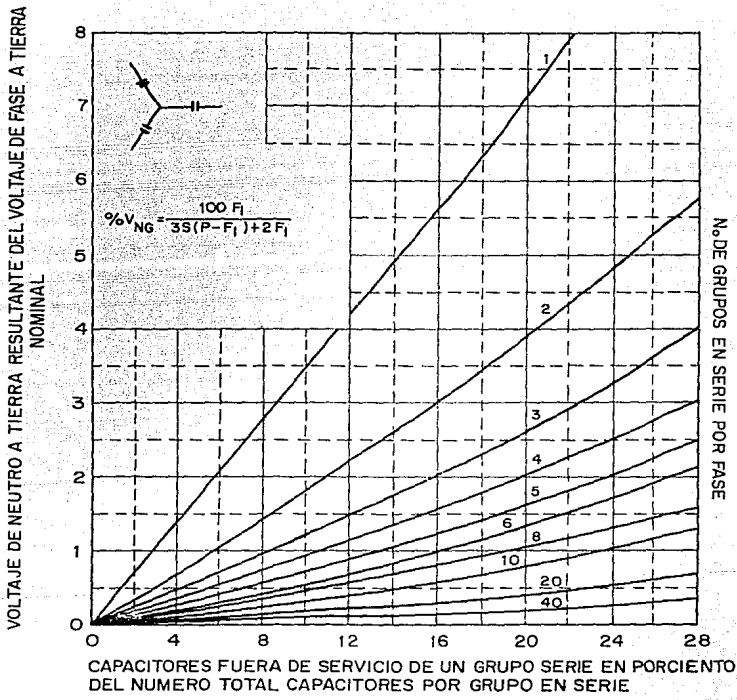


Fig IV . 21

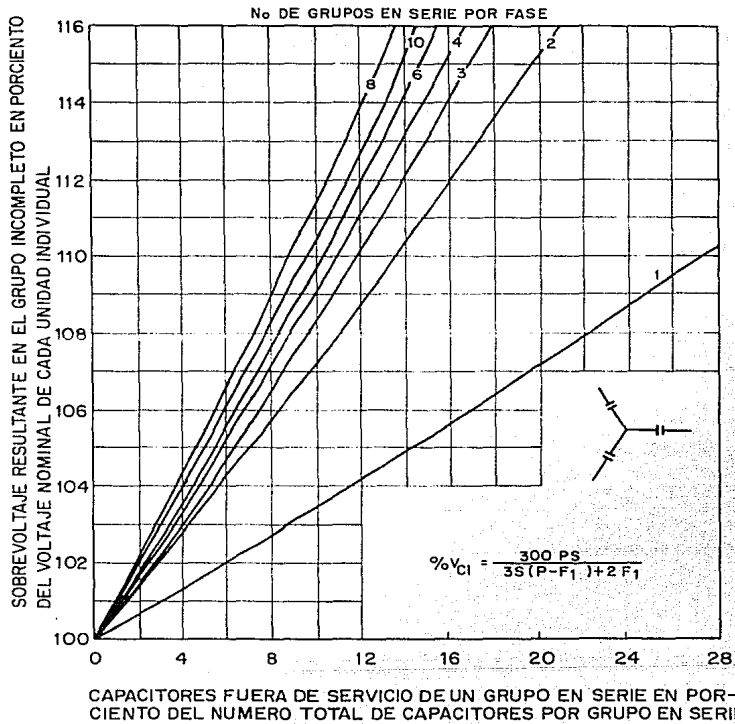


Fig IV. 22

y IV.20 respectivamente, mientras que el voltaje del neutro y el sobrevoltaje en las unidades de capacitores restantes para el método ilustrado en la figura IV.18 (b) se determina de las figuras IV.21 y IV.22 respectivamente.

En la figura IV.18 (c) los neutros de las dos secciones están aterrizados a través de transformadores de corriente. Los secundarios de los transformadores de corriente están interconectados a un relevador de sobrecorriente de tal manera, que el relevador es insensible a cualquier condición externa, la cual sí afecta a ambas secciones del banco de capacitores en la misma forma. Los transformadores de corriente se ven sujetos a corrientes transitorias por apertura o cierre de interruptores y requieren protección de impulso; se deben calibrar para corrientes de carga monofásicas. Si es posible y no requieren filtros de armónicas. El desbalance de corrientes y el sobrevoltaje en las unidades restantes se determina por medio de las figuras IV.14 y IV.15 respectivamente.

En la figura IV.18 (d), los neutros de las dos secciones de capacitores están sin aterrizar pero conectados entre sí. Un TP o transformador de potencial es usado para medir el voltaje entre el neutro del banco de capacitores y tierra. El relevador debe tener un filtro de armónicas. La magnitud del voltaje de neutro a tierra resultante por la pérdida de unidades de capacitores individuales se determina por medio de la figura IV 23 y el voltaje en las unidades de capacitores restantes puede ser determinado en la figura IV.20.

IV.4.7. Protección por voltaje de desbalance en el neutro.

Este método de protección se aplica a bancos de capa-

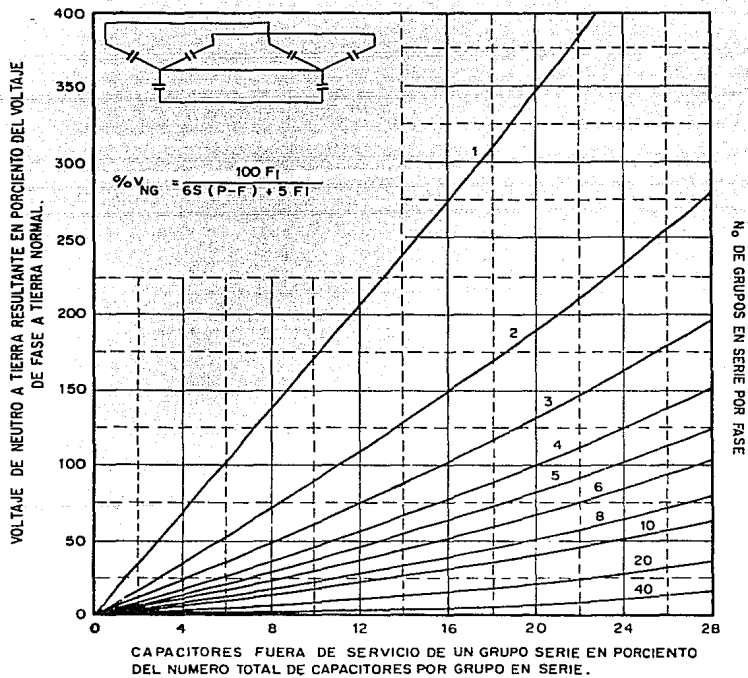
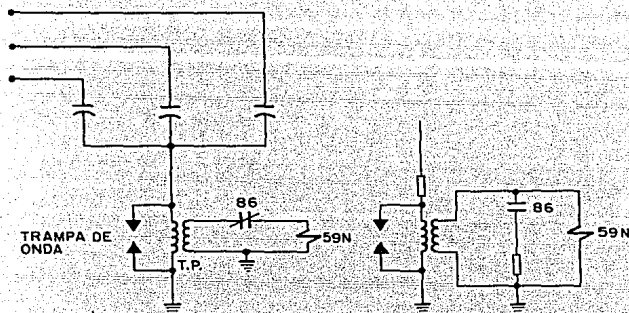


Fig IV.23



PROTECCION POR VOLTAJE DE DESBALANCE EN EL NEUTRO
BANCO DE CAPACITORES CONECTADO EN ESTRELLA CON NEUTRO
FLOTANTE.

Fig IV.24

INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES FIJOS EN LINEAS DE DISTRIBUCION DE 23 KV

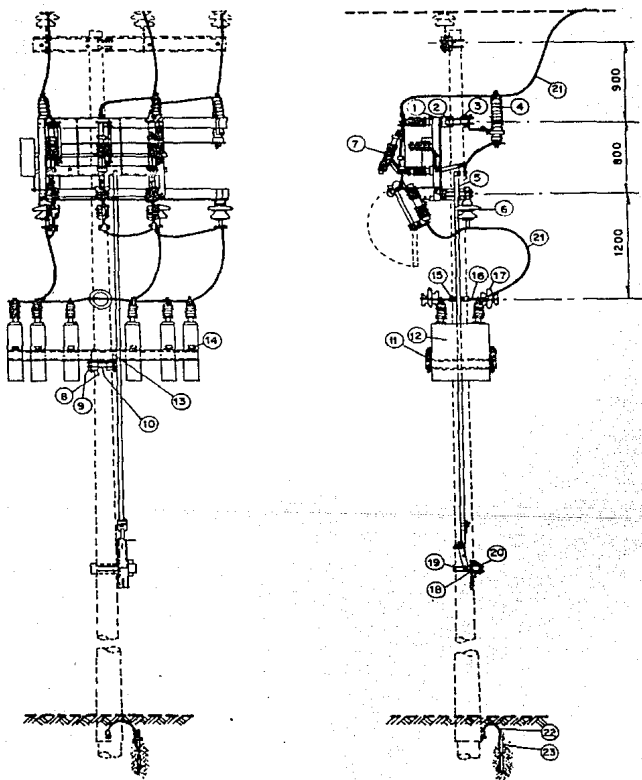


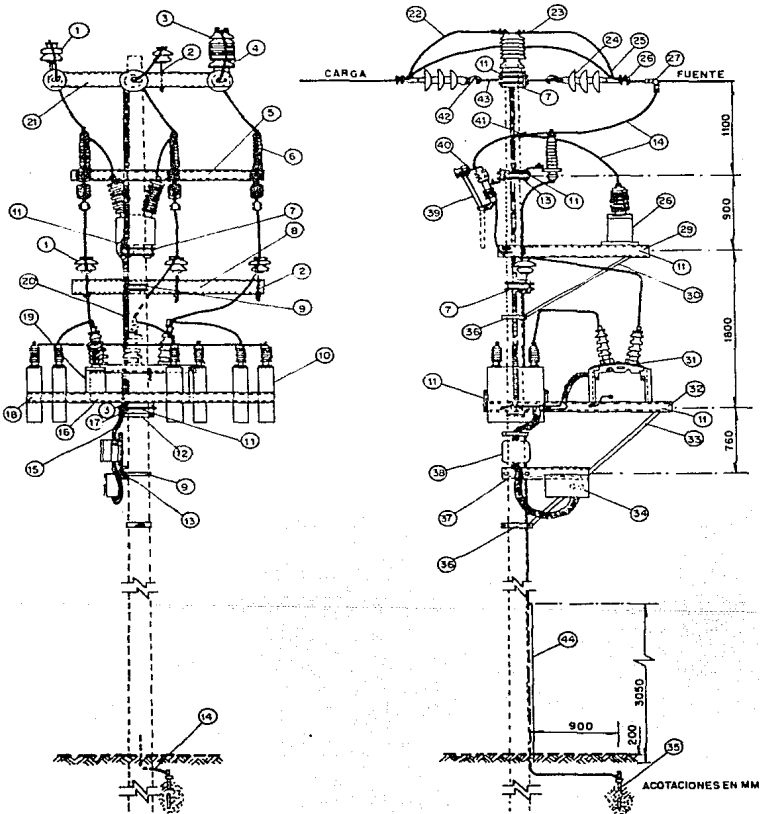
Fig IV. 25

REF.

N O M B R E

- 1 DADO 45 46 6 47
- 2 CANAL DE 102 mm (4") x 1300 mm (con aumento)
- 3 CRUCETA 40
- 4 PARARRAYOS 23
- 5 TORNILLO MAQ 5/8 x 10 6 5/8 x 11
- 6 AISLADOR BUS 23
- 7 INTERRUPTOR LFST 20/400 (ESPECIAL) CON PORTAFUSIBLES 23220 y FUSIBLES 23-5CK-SC-SMO20
- 8 DADO 46 6 47
- 9 CANAL DE 102 mm (4") x 685 mm
- 10 TORNILLO MAQ 5/8 x 11
- 11 CANAL DE 102 mm (4") x 2023
- 12 CAPACITOR DE 300 kVAR 60 Hz
- 13 TORNILLO MAQ 5/8 x 11
- 14 TORNILLO VAQ 1/2 x 1 1/2
- 15 ABRAZADERA 6 BB
- 16 ALFILER 235
- 17 AISLADOR 23
- 18 DADO 45 6 47
- 19 ABRAZADERA 7 V
- 20 CANAL DE 102 mm (4") x 450 mm
- 21 ALAMBRE CUD 4
- 22 CABLE CUD 1/0
- 23 TIERRA

INSTALACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES DESCONECTABLES EN LINEAS DE DISTRIBUCIÓN DE 23 KV



REF.

N O M B R E

1 AISLADOR A 56.2
2 ALFILER 236
3 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 400/5A
4 BASE T C
5 CRUCETA 40
6 APARTARRAYOS DV 23
7 DADOS 66 a 69
8 CRUCETA 63
9 ABRAZADERAS 7 U a 10 U
10 CAPACITORES DE 300 kVAR 60Hz
11 TORNILLO MAQ. 5/8 X 10 a 5/8 X 14
12 ANILLO RETENIDA 9
13 DADO 47 6 48
14 CABLE CUD 1/0
15 TUBO FLEXIBLE 1"
16 PLATAFORMA T P C
17 SEPARADOR
18 CRUCETA 4 6C
19 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL REL. 60:1
20 TUBO FLEXIBLE 3/4"
21 CRUCETA 63R
22 CABLE ALD 336
23 ZAPATA C 150-1
24 AISLADOR S 52-3
25 CALAVERA CON OJO
26 GRAPA T 2/0 a 556 A
27 CONECTOR Cu-AL SEGUN CALIBRE LINEA
28 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL REL. 200:1
29 CRUCETA 62 V
30 TORNAPUNTA 1400 mm
31 INTERRUPTOR TIPO TSC
32 CRUCETA 4 I
33 TORNAPUNTA 19
34 GABINETE BC - 1E
35 TIERRA 1
36 ABRAZADERA 7 6 8 BB
37 SOPORTE CONTROL AUTOMATICO C
38 DISPOSITIVO DE CONTROL AUTOMATICO CON BASE, TIPO VI²
(Q S)
39 FUSIBLES 23-40K - SC - SMD 20
40 CORTACIRCUITO FUSIBLE D-23 220
41 CONECTOR CANAL E AL

citores conectados en estrella sin aterrizar. La figura -- IV.24 muestra un método de protección en función del desbalance en el neutro, para un banco conectado en estrella con neutro flotante. El desbalance se detecta por medio de un dispositivo sensor de tensión conectado entre el neutro del banco y tierra. Un desbalance en el banco de capacitores origina una tensión en el neutro con respecto a tierra. La magnitud de la tensión en el neutro por la pérdida de unidades en el banco y tensión en las unidades restantes, se puede determinar de las figuras IV.21 y IV.22 respectivamente. Este método de protección consiste de un relevador de tensión de tiempo retardado conectado al secundario de un transformador de potencial. Este relevador tiene un filtro de terceras armónicas y puede incluir un medio de compensación al desbalance inherente del banco.

IV.5. PROTECCION DE CAPACITORES SERIE

En los sistemas eléctricos, en los que se aplican capacitores serie existe un factor importante del cual depende la seguridad y confiabilidad del sistema, que es el de determinar la protección que debe tener el capacitor o banco de capacitores que se este utilizando.

Este factor es de suma importancia debido a que si llegará a fallar la protección en el sistema o en alguna otra parte, los daños provocados serían de grandes molestias tanto para los usuarios como a las industrias, además de traer consigo pérdidas económicas muy elevadas para el sector empresarial.

Generalmente las protecciones se diseñan para sobretensiones eléctricas; una sobretensión es una alteración de

potencial de un sistema o parte de él, con tendencia a sobrepasar ampliamente su valor nominal.

Algunas de las fallas que se llegan a presentar con frecuencia en sistemas de distribución y transmisión son las siguientes:

- Rayos directos o indirectos durante una tormenta
- Caída de un objeto extraño sobre la línea
- Disminución de la distancia entre conductores de alta tensión.
- Conexión incorrecta de transformadores, entre otros.

Analizando la protección adecuada que se debe determinar para bancos de capacitores en serie, hay que tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

Para poder proteger este tipo de capacitores serie, es preciso hacer infinidad de pruebas.

En los ejemplos que se plantean en el capítulo de aplicación de capacitores, se puede proteger el banco de capacitores por medio de apartarrayos de distribución en paralelo con el grupo de unidades en cada fase y un interruptor de aceite tipo seccionalizador a la entrada y a la salida del banco, durante las pruebas se observa que esta protección no es suficiente para proteger el banco contra sobretensiones producidas por sobrecorrientes.

Analizando el funcionamiento y diseño de un interruptor de acción rápida por electro explosivo, al presentarse una sobretensión este dispositivo disparará una bala conductora que romperá una substancia aislante y al poner en contacto las dos superficies, originará un puente el cual elimina

nará la sobretensión.

A la salida y entrada del banco de capacitores, al utilizar este interruptor, se encuentra que presenta la desventaja de que no ofrece una reposición automática, ya que en cada operación, se tendría que cambiar el dispositivo disparado, para lo cual se requiere de una interrupción en el sistema.

Tomando en cuenta todas estas consideraciones, se utiliza la protección contra sobretensiones que es operada por medio de un entre hierro; la cual resulta la más adecuada, de bido a que este protector contra sobretensiones se calibra -- para una determinada tensión de disparo, accionando al ocurrir una sobretensión de ese valor; al presentarse esta sobreten-- sión primero aparece el arco en el entre hierro (c), ver figura IV.27., entre el cono (I) y la barra de cobre (2); poste-- riormente, el calor generado por el arco, ocasiona que por - convección este suba hasta la espiral (B), donde por acción - motora se expande y gira, manteniéndose en esta espiral y - - puenteando el banco, en tanto otra protección opera, ya sea - un restaurador o un interruptor, etc.

El movimiento del arco en la espiral evita calentamientos localizados y daño excesivo en los electrodos. Al despe-- jarse la falla se restablecen las condiciones iniciales de - operación y el banco queda de nuevo instalado en el circuito. El objetivo de la espiral (B) es aumentar la capacidad térmica del dispositivo. El tiempo de disparo es de medio ciclo, o sea, lo suficientemente rápido para minimizar la posibilidad de que se presenten fenómenos de resonancia.

Esta característica de "recierre" del dispositivo tiene la ventaja de minimizar las salidas del banco de capacitores, proporcionando una protección adecuada y económica.

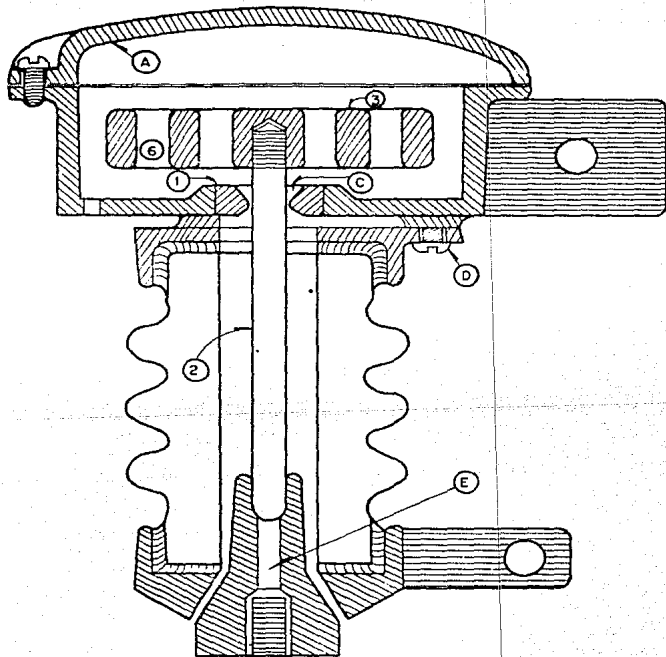


Fig .IV.27. Protector contra sobretensiones

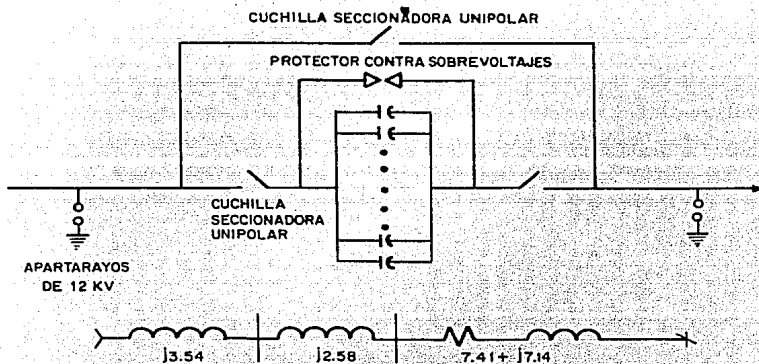


Fig IV. 28. Diagrama eléctrico de la instalación física del esquema de protección.

La función de las cuchillas seccionadoras unipolares en cada fase, es la de mantener la continuidad del servicio cuando sea necesario trabajar en el banco de capacitores. En tanto que los apartarrayos a la entrada y a la salida del banco proporcionan protección contra descargas atmosféricas.

De acuerdo con las normas NEMA, los capacitores pueden SOPORTAR tensiones momentáneas hasta de 15% de su tensión NOMINAL. Ejemplo de aplicación.

Si se tiene el siguiente circuito con la impedancia señalada (ver figura IV.28) y se requiere proteger este circuito, es necesario hacer los siguientes cálculos:

$$Z_{TOT} = \sqrt{(7.41)^2 + (3.54 + 2.58 + 7.14 - 13.4)^2} = 7.41 \text{ ohms}$$

$$I_{cc} = \frac{13,200}{\sqrt{3}(7.41)} = 1028 \text{ A}$$

Tensión máxima durante el c.c., $V_{cc} = 1028 (13.4) = 13775 \text{ V}$.

Calculando la Z_T omitiendo la impedancia capacitiva:

$$Z_T = \sqrt{(7.41)^2 + (3.54 + 2.58 + 7.14)^2} = 15.2 \Omega$$

$$I_{cc} = \frac{13200}{\sqrt{3}(15.2)} = 501 \text{ A}$$

Por lo que podemos decir que:

El protector contra sobretensiones deberá mantener la corriente de 501 Amperes en su espiral, en tanto la otra protección opera y limpia la falla.

Con este valor de corriente, la tensión a través del banco es:

$$V_{cc} = 13.4 (501) = 6713 \text{ (V)}$$

Por otro lado, las normas NEMA nos indican que la energía almacenada en el banco de capacitores deberá limitarse a 10,000 Joules para evitar la posibilidad de que el tanque de las unidades explote violentamente.

La energía almacenada durante el corto circuito sería la siguiente:

$$e = \frac{1}{2} CV^2$$

donde:

$$C = \frac{1}{Z_{f.c.}} = \frac{1}{2\pi(60)(13.4)} = 198 \times 10^{-6} \text{ farads}$$

V - Tensión máxima durante el corto circuito,

V = 13775 v. (Calculada anteriormente)

Por lo tanto:

$$e = \frac{1}{2} (198 \times 10^{-6}) (13.775 \times 10^3)^2$$

$$e = 18,785 \text{ joules}$$

Este valor de energía almacenada es mayor que la permitida de acuerdo con las normas NEMA.

Sin embargo, al operar el dispositivo a una tensión determinada, la energía almacenada se reduce.

Suponiendo una tensión de 4.3 kV, se tendría:

$$e = \frac{1}{2} (198 \times 10^{-6}) (4300)^2 = 1830 \text{ joules}$$

Por lo que queda dentro de los límites marcados por la norma NEMA.

V. CONTROL DE BANCOS DE CAPACITORES

CAPITULO V

- V.1. GENERALIDADES
- V.2. TIPOS DE CONTROL
- V.3. CONTROL EN BASE AL TIEMPO
- V.4. CONTROLES SENSIBLES A LA TEMPERATURA
- V.5. CONTROLES SENSIBLES AL VOLTAJE
- V.6. CONTROLES SENSIBLES A LA CORRIENTE
- V.7. CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES POR MEDIO DE LA MEDICION DE LA POTENCIA REACTIVA.
- V.8. CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES POR MEDIO DE LA MEDICION DE LA POTENCIA ACTIVA.
- V.9. CONTROLES QUE RESPONDEN A SEÑALES COMPUESTAS
- V.10. COMBINACION DE LOS CONTROLES SENSIBLES AL TIEMPO Y A LA TEMPERATURA.
- V.11. CONTROL SENSIBLE AL VOLTAJE CON MODIFICACION EN SU RESPUESTA POR MEDIO DE LA CORRIENTE.

V.1. GENERALIDADES

La carga de un sistema eléctrico varía en función de las actividades y hábitos de la gente que utiliza la electricidad. En consecuencia, es natural que una parte de la energía demandada tenga un alto grado de regularidad a causa del carácter repetitivo de las actividades de los usuarios. Por ejemplo, si las horas y los lugares de trabajo no cambian día tras día, el consumo de energía eléctrica debe seguir un patrón muy similar los días en que se presentan las mismas actividades. En la figura V.1 se muestra el comportamiento de la potencia activa de un sistema eléctrico, en diferentes días de la semana. Nótese la similitud entre las curvas de los días lunes y miércoles.

En forma similar, un estudio de las curvas de carga reactiva de un sistema o porción del mismo, revela los intervalos en los cuales se repiten las condiciones día tras día a aproximadamente las mismas horas. En la figura V.2 se aprecia la relación existente entre una curva de potencia activa y una curva de potencia reactiva de un sistema eléctrico. Estas curvas son el resultado de todas las curvas de los componentes del sistema, cada una de las cuales representa la potencia entregada a los usuarios conectados al sistema y la demandada por los equipos de la empresa suministradora de energía.

Debido a la características variable de la potencia reactiva, es deseable que a la hora de la demanda máxima, se conecte un grupo de capacitores y éstos se desconecten cuando empiece a disminuir, esto independientemente de los capacitores fijos que deben estar conectados en forma permanente. En la figura V.2 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva antes y después de agregar capacitores al sistema y

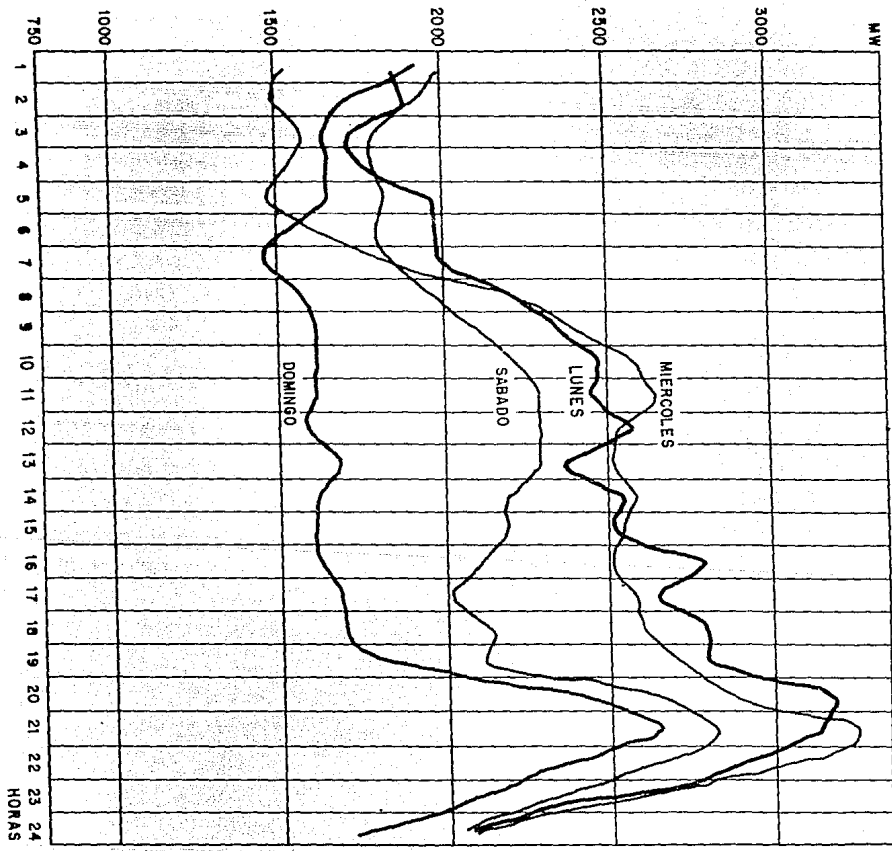


Fig V. 1. Ciclos diarios de carga activa de un sistema eléctrico.

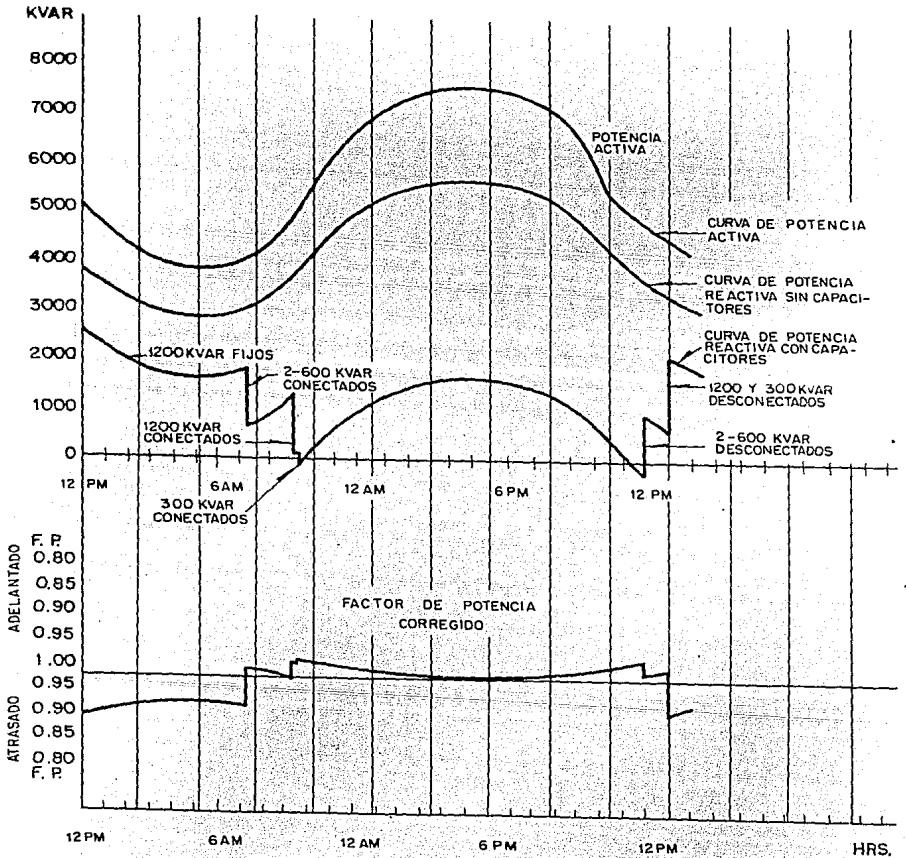


Fig V.2. Efecto de los capacitores en la potencia reactiva y en el factor de potencia.

el comportamiento del factor de potencia.

Los valores de voltaje, liberación de capacidad, reducción de pérdidas de energía y ahorros monetarios, dictan las políticas técnicas de la aplicación de bancos de capacitores en un sistema. En los siguientes incisos de este capítulo, se describen los métodos más usuales utilizados para controlar bancos de capacitores desconectables.

V.2. TIPOS DE CONTROL

Idealmente, cualquier señal que varíe en función de los cambios de la potencia reactiva puede ser utilizada para gobernar bancos de capacitores desconectables. Existen diferentes tipos de unidades de control para estos bancos, los cuales se clasifican de acuerdo al parámetro que ocasione su disparo. Los diseños actuales responden a señales de:

1. Tiempo
2. Temperatura
3. Voltaje
4. Corriente
5. Potencia activa
6. Potencia reactiva
7. Combinación de señales

Como se aprecia, las señales se pueden clasificar en no eléctricas (tiempo y temperatura) y en eléctricas (todas las demás); siendo las segundas las de mayor eficiencia en conectar o desconectar los bancos de capacitores en el instante apropiado. Las cantidades eléctricas que más frecuentemente se miden son: volts, amperes, watts y vars.

El principal problema al que enfrentan los ingenieros es el de seleccionar la señal de control más adecuada en cada caso, aparte de que la aplicación apropiada requiere de una variedad de instrumentos que estén disponibles comercialmente y sean adecuados para ejecutar su trabajo, inclusive en problemas especiales de funcionamiento.

Probablemente el requisito más importante es que los instrumentos que realicen las mediciones para el control deben ser confiables. Estos instrumentos deben operar para lo que han sido instalados y ejecutar sus funciones siempre y cuando las señales de computación sean detectadas. Otro requerimiento significativo, es que los dispositivos de control sean fáciles y baratos de instalar donde quiera que sea necesario. Normalmente esto quiere decir que estén disponibles en medidas convencionales o que tengan una base conveniente para su conexión; y cuando sea necesario, los controles deben estar disponibles en otras formas, tal como, tipo tablero de distribución. Si la localización del dispositivo de control es tal que puede estar expuesta a fuerzas destructivas tales como piedras lanzadas por automóviles que pasan, etc., es recomendable que el control tenga una caja de metal sólido que lo cubra. Sin embargo, cuando la posibilidad de daño no exista, el dotarlos de una cubierta de vidrio, puede ser una solución económica.

La flexibilidad también es una cualidad deseada en un control eléctrico. En adición a la capacidad de conectar y desconectar una unidad a valores convenientes, debe tener la habilidad de poder eliminar el funcionamiento automático y llevar a cabo la operación en forma manual.

La velocidad de respuesta del control debe ser lo bastante lenta para evitar operaciones por cambios momentá-

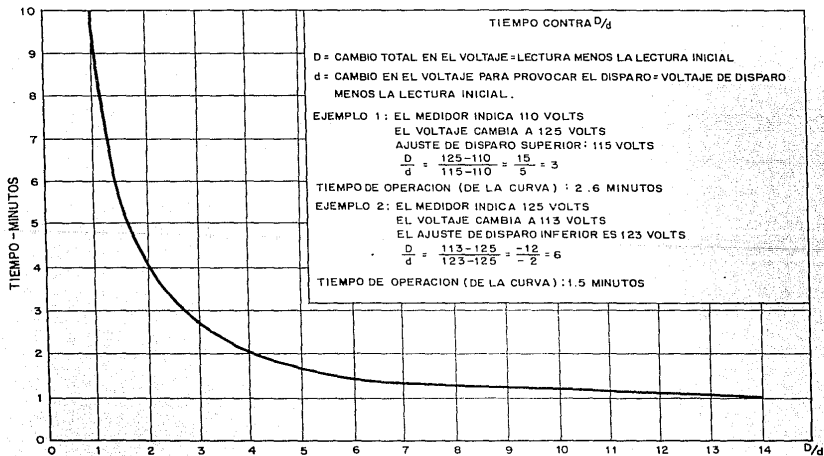


Fig V. 3 . Característica de tiempo inverso.

neos en la línea; además, la respuesta necesita tomar en consideración cierto tiempo para permitir que otros dispositivos de control operen primero, y debe ser lo suficientemente rápida para tener la seguridad de que las operaciones de conexión y desconexión serán llevadas a cabo en el tiempo propicio. Estas restricciones sugieren que la característica - de tiempo inverso, mostrada en la figura V.3, sea otro requisito de un dispositivo de control. Como se puede apreciar, esta curva es muy similar a la curva de operación de un relevador de sobrecorriente.

Asociado con todas las características que han sido - mencionadas está el costo total de la instalación de control. Este incluye el costo del control y el de la instalación. Junto con el costo del control, el costo del dispositivo de desconexión asociado a aquel, puede ser considerable. Los requrerimientos de confiabilidad, precisión, etc., que introducen factores adicionales, como inspecciones periódicas o manitenimiento pueden también incluirse en el presupuesto.

V.3 CONTROL EN BASE AL TIEMPO

El control de bancos de capacitores desconectables en base al tiempo, es el método más popular, debido a dos razones principales:

- a) Es un dispositivo de control relativamente barato
- b) Son controles fácilmente aplicables, cuando se tiene disponible la información adecuada acerca - de las variaciones de la carga.

Por el examen de la curva de carga de cada día, el ingeniero es capaz de determinar los hábitos regulares de los

usuarios y de seleccionar satisfactoriamente el número de capacitores que pueden ser conectados de una hora a otra, de acuerdo a las características de la carga.

En muchos sistemas eléctricos una parte considerable de los capacitores son conectados y desconectados por interruptores que operan en base al tiempo, específicamente diseñados para tal propósito.

Alguno de estos controles son diseñados para desconectar los bancos de capacitores de la línea en domingo o cualquier otro día previamente seleccionado, aunque estén ajustados para que repitan la operación cada 24 horas, a la misma hora cada día.

Otros diseños de este tipo de controles permiten cambiar automáticamente la hora de disparo, para ciertos días - de la semana (como el viernes), en tanto que mantiene un horario de conexión regular para los otros días.

En vista de que los controles basados en el tiempo -- pueden ser distribuidos en toda el área en la que están localizados los capacitores, ellos están provistos con un mecanismo de reserva que continua registrando el paso del tiempo, - en caso de que se interrumpa el suministro de electricidad. Por supuesto que esto significa una ventaja, debido al hecho que es caro patrullar los lugares en donde están instalados estos controles y restablecer el tiempo después de cortas interrupciones en el servicio.

Existen temporadas en las que se experimenta la mayor carga, en cambio en otras estaciones la carga reactiva puede no desarrollarse a plenitud, teniéndose que los controles en base al tiempo pueden dispararse para conectar los bancos en

un momento no adecuado. En donde se presenten estas condiciones, es práctica frecuente establecer un programa por medio del cual algunos o todos los controles de este tipo se inactivan durante ciertas partes del año, cuando no es necesaria, parte o toda, la potencia reactiva capacitiva de los bancos. Cuando se cuenta con información confiable acerca de la demanda de los usuarios, los controles que se basan en el tiempo realizan un excelente trabajo teniéndose capacitores conectados durante las horas de carga fuerte y desconectados en los períodos de carga ligera. Es decir, que para estar seguro de los grandes beneficios resultantes del uso de los controles sensibles al tiempo, es importante estar seguros de que la localización de los capacitores y sus horarios de conexión están de acuerdo con la localización y variación de la carga reactiva existente en el circuito. En consecuencia, los estudios a base de mediciones gráficas son muy importantes, antes y después que los capacitores sean instalados en los circuitos.

La principal desventaja de esta clase de controles, es que las operaciones de conexión y desconexión suceden solamente dentro de horarios preseleccionados. No es posible predecir con anticipación una condición inesperada o poco usual, para conectar o desconectar los bancos de capacitores de manera contraria a lo establecido en el programa de control. La situación siguiente es un ejemplo claro. Cuando alguna parte del sistema, que suministra a una determinada área pasa a otro alimentador en el que el control tiene ya a los capacitores desenergizados. El banco localizado en esa área podría ser muy útil en entregar carga al alimentador ahora en servicio con exceso de carga, pero un control basado en el tiempo no tiene medios para detectar esta condición y su horario no puede ser cambiado automáticamente. Otro ejemplo en

contrado frecuentemente es, que cambios repentinos del tiempo provocan una rápida caída de la carga en horas durante -- las cuales el control va a continuar con el patrón que le -- fué establecido.

Estas y otras condiciones son experimentadas regularmente y en consecuencia se debe contar con un grupo de despachadores que deben operar lo más rápido posible para cubrir el sistema, con el objeto de energizar o desenergizar tantos capacitores como sean necesarios. Estos viajes especiales re presentan una operación muy cara resultando en una limitación de los controles basados en el tiempo. También cuando se tienen instalados este tipo de controles y se decide hacer cambios en el arreglo de los capacitores de acuerdo a -- condiciones diferentes previamente observadas, no se hacen -- sino hasta el día siguiente en el que el cambio era necesario. Bajo estas condiciones los beneficios que ofrecen los capacitores se ven seriamente limitados.

Los controles en base al tiempo son convenientes y relativamente baratos para gobernar capacitores de potencia. Sin embargo, para la utilización plena de los capacitores y para obtener de ellos todos los beneficios que pueden dar, -- es necesario que el uso de estos controles sea restringido a valores y localizaciones donde la experiencia y los registros muestran que un horario pre-establecido cubrirá las condicio nes que normalmente se presentarán. En general, estos contro les pueden ser una parte importante de los dispositivos de -- control usados en un sistema, pero otros controles también -- serán necesarios para satisfacer las numerosas situaciones -- que se pueden dar en la operación de un sistema eléctrico.

V.4. CONTROLES SENSIBLES A LA TEMPERATURA

La medición de las componentes activa y reactiva de la carga en sistemas de utilización con áreas que tienen la mayor demanda en verano, muestra una razonable uniformidad en sus variaciones en función de los cambios de temperatura. Las mediciones indican que la carga se incrementa con el aumento de la temperatura y decrece con su disminución. La figura V.4 muestra la forma que tomaría la curva de la carga reactiva en un lugar que sigue éste patrón y hace una comparación entre las curvas de un día de temperatura máxima, un día de verano con temperatura algo menor y un día de invierno.

Generalmente este patrón se establece en donde la mayor parte de la carga instalada está formada por equipos de aire acondicionado. Otros aparatos como: refrigeradores, congeladores y ventiladores, indudablemente que contribuyen al patrón de carga, debido a que en altas temperaturas se tiende a usarlos por largos períodos, algunos continuamente, malogrando así la diversidad normal de estos ciclos de carga; sin embargo, esta carga sólo representa una pequeña parte de la total, debiéndose la mayor a equipos de aire acondicionado.

Cuando se cuenta con información confiable conviene corregir las cargas reactivas por medio de bancos de capacitores desconectables controlados por medio de termostatos. El espacio entre las curvas "A" y "B" de la figura V.4 indica un número de capacitores que podrían ser efectivamente controlados por un dispositivo de control sensible a la temperatura. Este dispositivo es más baratos en precio que la mayor parte de los otros controles y es la manera más económica de gobernar bancos, siempre que exista una relación ver

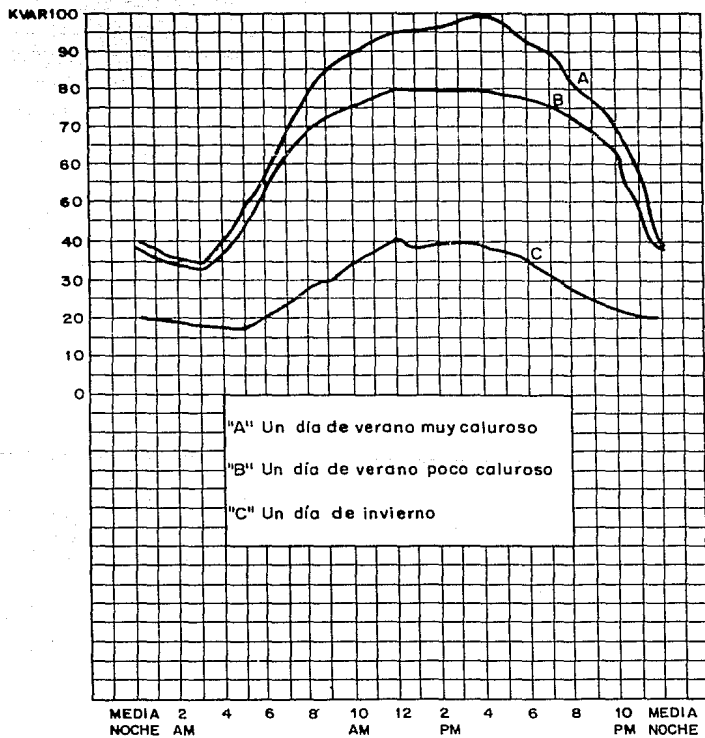


Fig V.4. Comportamiento de la carga reactiva para días de diferentes estaciones.

dadera entre la temperatura y la carga reactiva.

Un punto importante a considerar, en la carga formada por equipos de aire acondicionado, es que ellos están muy diseminados por todo el sistema de distribución apareciendo en áreas residenciales, comerciales e industriales, ocasionando que los capacitores necesarios para compensar esta carga reactiva deban también estar diseminados por todo el sistema mencionado.

Se han construido varios diseños de controles sensibles a la temperatura y prácticamente todos han sido aplicados individualmente; debido a que si el principal objetivo de este tipo de controles es el de obtener economía en el dispositivo mismo, tiene poca justificación usar medidores centralizados de temperatura para varios controles de bancos. En un gran número de aplicaciones el costo de los termostatos ha sido muy barato, pero esto podría ser un falso ahorro, puesto que la diferencia en costo entre los termostatos baratos y los tipos más elaborados y más seguros, es relativamente pequeña especialmente cuando se introduce el costo del interruptor en aceite y de los capacitores. La incertidumbre en la operación de los termostatos baratos originó la elaboración de dispositivos más confiables.

Los dos requisitos básicos que un control sensible a la temperatura debe cumplir son: que el control responda confiablemente a la temperatura ambiente; y que tenga un adecuado retardo de tiempo. En la medición de la temperatura ambiente se debe tener mucho cuidado en proteger el elemento sensible del termostato de los rayos directos del sol y del calor reflejado por aceras y edificios. Además, el elemento sensible debe ser aislado térmicamente del resto de los dispositivos debido al efecto del calor del sol en la cubierta del

control y también, a que algunos dispositivos, como relevadores y contactores, irradian calor.

Las grandes masas, tales como edificios, poseen "inercia térmica"; y se describe como la propiedad de retener la condición de temperatura por un cierto tiempo después de que las condiciones circundantes hayan cambiado. Como consecuencia de este hecho, la carga por equipos de aire acondicionado de estos edificios, no se manifiesta inmediatamente cuando la atmósfera exterior presenta un cambio repentino. De acuerdo a datos recopilados, parece adecuado tener un dispositivo con un retardo de tiempo de 45 a 90 minutos; por medio del encapsulamiento del elemento sensible con un material adecuado se pueden lograr retardos de este orden. Entonces, la principal razón para requerir un retardo de tiempo largo, es que la carga eléctrica por aire acondicionado va rezagada con respecto a la temperatura y permanece por espacio de una hora o más, después de que ésta ha bajado. Esto se debe al hecho que, aunque la temperatura varíe, estos cambios tardan en manifestarse en los edificios en donde están instalados los equipos de aire acondicionado.

Otra característica deseable de los controles sensibles a la temperatura es que tenga una banda de operación en la cual se pueda realizar un ajuste de los límites de disparo; a estos controles termostáticos se les llama "Diferenciales" y significa que la diferencia entre las temperaturas de conexión y desconexión pueden ser variadas dentro de ciertos límites. El diferencial se debe cambiar con gran facilidad, de acuerdo a las necesidades de compensación de potencia reactiva.

Una característica atractiva en el uso de los controles termostáticos, es que ellos pueden ser aplicados en todo

el sistema eléctrico, sin tomar en consideración los cambios en el ajuste de reguladores del voltaje y sin hacer arreglos para la medición de alguna señal eléctrica, como sucede en otros tipos de control que se basan para su operación en magnitudes eléctricas. Por supuesto que esta aplicación es muy conveniente donde los cambios de la temperatura están en estrecha relación con la carga reactiva.

Aunque la temperatura ocasione un decidido efecto en el valor de la carga reactiva en zonas con muchos equipos de aire acondicionado, existen algunos problemas en su aplicación. Estos problemas se dan en donde la temperatura es usada como única señal para gobernar capacitores. La temperatura como señal produce excelentes resultados cuando es empleada en conjunción con otra información. Estos arreglos serán discutidos posteriormente.

Un importante punto a considerar en los controles sensibles a la temperatura, es la calidad del dispositivo usado para medirla. La calidad involucra muchos detalles de refinamiento en los termostatos y termómetros con contactos. La precisión en el disparo y del ajuste diferencial, y las posibles variaciones en la linealidad de estos ajustes a diferentes temperaturas guían a grandes diferencias en el costo de tales dispositivos. La naturaleza de la respuesta deseada -- debe determinar, exactamente, como necesitan ser estos valores. Los usuarios de este equipo deben considerar grandes variaciones en las características del funcionamiento de estos elementos.

Otra consideración es, que la obtención de confort -- por medio del aire acondicionado involucra tanto la temperatura como la humedad; la operación de estos equipos varía -- con ésta y en lugares altamente húmedos la carga debido a --

equipos de aire acondicionado es mayor y permanece más tiempo conectada en días de mayor humedad, que en días de igual temperatura pero de menor humedad.

La limitación más significativa en el uso de controles sensibles a la temperatura es el hecho de que ellos son adecuados solamente para ciertas condiciones locales. Una zona residencial con un alto uso de equipos de aire acondicionado, es lógica para el empleo de este tipo de controles y es obvio que la gente de tal vecindad sólo usaría su equipo en los días calurosos. Los establecimientos comerciales o industriales que requieren de aire acondicionado durante ciertas horas de ciertos días de la semana no caen en esta categoría; se necesita otra información para compensar esta carga satisfactoriamente. Todo esto indica que la aplicación de los controles sensibles a la temperatura para gobernar capacitores desconectables, requiere de un análisis de los tipos de usuarios involucrados en el área en donde se de sea instalar bancos.

Una cuestión adicional en el uso de controles resulta del hecho que los capacitores desconectables pueden ser utilizados para asistir al sistema de distribución y transmisión durante contingencias, y el elemento sensor deberá detectar y responder a estas condiciones. La medición de la temperatura no registrará las condiciones que puedan resultar por la salida de una cierta línea o transformador o el que una situación anormal haya provocado la salida de cargas en otras áreas; por lo tanto esto le representa otra limitación.

Los hechos apuntados anteriormente indican que la cantidad de bancos de capacitores que podrían ser correctamente gobernados por medio de termostatos está restringida. Esta restricción depende del monto de la carga reactiva que podría

variar regularmente entre los días fríos y los calurosos, o entre los días de la semana o entre diferentes estaciones, - para una área dada. Y como los interruptores en aceite y -- los capacitores representan el mayor volumen de la inversión en los bancos desconectables, el ahorro obtenido en el dispositivo de control puede ser ficticio si se restringe la capacidad de los bancos usados.

V.5. CONTROLES SENSIBLES AL VOLTAJE

V.5.1 Aspectos generales

El uso de controles sensibles al voltaje para gobernar bancos de capacitores desconectables exige el que se seleccione una señal de voltaje confiable. Un método frecuentemente seguido es el de instalar pequeños transformadores de distribución o transformadores de potencial con el objeto de obtener tanto la medición del voltaje como la energía para conectar el banco de capacitores; ambos necesarios para su control. Ver figura V.5.

En muchas instalaciones la señal para el dispositivo de control se obtiene del secundario de un transformador de distribución instalado en el área en donde se requiere la medición del voltaje. Definitivamente esto representa una economía, pero hay ciertos factores que se necesitan tomar en cuenta; siendo los más importantes la magnitud y el tipo de la carga en el transformador y el tiempo que permanece conectada. Un transformador que es sobrecargado periódicamente - podría producir fluctuaciones de bajo voltaje en su secundario debido a la caída de voltaje por su propia impedancia inductiva. En tal situación probablemente se podría tener un voltaje que no es representativo del área y en consecuencia se-

ñales de operación falsas en el control del banco.

Es deseable que el tiempo de mayor carga en el transformador seleccionado coincida con el tiempo de mayor carga de la zona donde se encuentra. Esto puede lograrse seleccionando un transformador que alimente totalmente una carga - - grande, que sea representativa del tipo de carga del área.

Una aplicación que ofrece importantes beneficios se tiene cuando un banco de capacitores desconectables está localizado cerca de un regulador, en una línea de distribución. En tales casos se puede realizar una medición confiable del voltaje que aparece en la línea, colocando el equipo para -- tal propósito después del regulador; bajo estas condiciones la conexión de los capacitores ocurre en el momento en que - la carga provoca voltajes bajos. Además la conexión de los - capacitores después del regulador proporciona el beneficio - de una menor corriente a través de éste y un mejoramiento en el voltaje de línea después del mismo. Con este arreglo se - obtiene una señal de voltaje adecuado y una reducción de la carga en el regulador, además de que éste eleva su rango de regulación.

Una limitación importante surgida del uso de capacitores para mejorar el voltaje, es el hecho que no existe manera de utilizarlos para corregir el voltaje cuando éste es de demasiado alto, en la forma que lo hace el regulador. Sin los capacitores, el voltaje en un punto dado depende de la tensión de la fuente y de la magnitud en la carga. Puesto que los capacitores conectados solo elevan el voltaje, entonces, los transformadores usados deben tener una relación de transformación adecuada para que proporcionen el nivel de voltaje deseado en el momento del voltaje más alto. En consecuencia, los capacitores desconectables pueden ser introducidos al -

circuito cuando el incremento de la carga produzca la caída del voltaje.

Una restricción importante que tienen los controles sensibles al voltaje, es que deben ser colocados a cierta -- distancia de un regulador debido a que éste determina el nivel de voltaje en el punto donde está instalado. O sea, que para que un control sensible al voltaje funcione correctamente, debe estar supeditado a las variaciones del voltaje producidas por los cambios en la carga.

V.5.2. Casos especiales en los controles sensibles al voltaje.

La experiencia recomienda discutir los problemas que pueden surgir por la salida de circuitos en donde se tienen bancos de capacitores desconectables controlados por dispositivos sensibles al voltaje. Las salidas de los circuitos -- pueden ser momentáneas o permanentes y los problemas que ambos implican se tratan como casos especiales.

A) Salidas Momentáneas

En primer lugar se contemplará la situación que ocasiona una interrupción o salida momentánea de un alimentador, es decir, con el restablecimiento inmediato del voltaje. Al desenergizarse el alimentador se puede originar que un grupo de motores en operación se desconecte, lo cual causa un cambio en las condiciones de corriente y voltaje del circuito. Durante este tipo de interrupciones, algunos controles sensibles al voltaje operarán al subir la tensión, para desconectar los capacitores; para asegurar que los bancos continúen conectados a la línea, algunos controles tienen un retardo -

de tiempo, inherente o adicionado, para que no respondan a tales cambios momentáneos.

Una solución significativa al problema que representa la desconexión de los capacitores cada vez que se tenga una interrupción momentánea, es la de agregar un capacitor por periodos de hasta un segundo. Esto permite la operación del restaurador antes de que en la unidad de control cambie la señal de operación.

B) Salidas Prolongadas

El segundo problema más importante que se tiene en circuitos en donde existen bancos desconectables gobernados por controles sensibles al voltaje, es la ocurrencia de salidas sostenidas de dichos circuitos. Cuando en los sistemas eléctricos se tienen interrupciones prolongadas, pueden desarrollarse varias condiciones:

a) Auxilio para los períodos de carga pico.

Con frecuencia los alimentadores de áreas urbanas sufrirán el problema de cargas fuertes poco usuales, después de interrupciones prolongadas del suministro de energía eléctrica, esto se debe al arranque simultáneo de un gran número de motores eléctricos por medio de controles automáticos. Los controles sensibles al voltaje convencionales son benéficos para este caso, ya que ellos conectarían los capacitores al mismo tiempo, con lo que se compensaría la carga reactiva demandada por los motores al ponerse en marcha. Para estos casos es útil la instalación de interruptores operados por solenoides, ya que ellos aseguran la conexión

rápida de los capacitores.

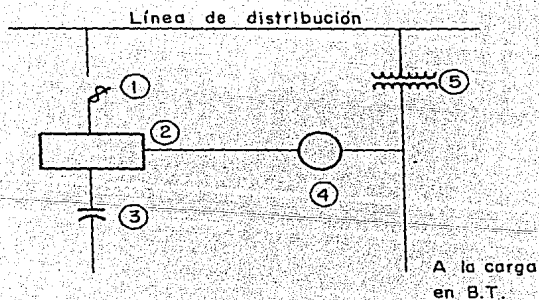
b) Prevención de sobrevoltajes.

Un caso exactamente opuesto al anterior se da en alimentadores que suplen áreas con cargas formadas esencialmente por motores de bombas; ya sean para campos agrícolas o petroleros. Por lo general, - después de interrupciones en el suministro de energía, estas bombas son arrancadas manualmente. En este caso la carga se reconecta más lentamente -- después de la interrupción y es preferible la conexión de los capacitores hasta que la carga aumente y el voltaje requiera de una capacitancia adicional. Para prevenir tales condiciones los dispositivos de control se equipan con un relevador auxiliar que asegura la desconexión de los capacitores después de una salida y la retención de -- éstos fuera de la línea por varios minutos, hasta que la secuencia de operaciones de unos contactos coloque al dispositivo de control en la posición que permita la conexión, según manden las condiciones de la línea.

c) Restablecimiento de las condiciones anteriores.

En ciertas circunstancias es deseable que los capacitores permanezcan en el mismo estado, una vez que el servicio sea restaurado. Esto es, que los capacitores que estaban conectados antes de la -- interrupción lo deberán estar después y aquellos que no lo estaban deben permanecer así después de la misma. Para lograr este restablecimiento de - condiciones con un control sensible al voltaje, - se necesita que un relevador adicional remueva a

éste, que es el que gobierna al interruptor, hasta que haya alcanzado la misma situación que existía antes de la salida del circuito. En este instante la unidad de control sensible al voltaje va a estar lista de nuevo para vigilar las variaciones subsecuentes de éste.



SIMBOLOGIA

- 1 FUSIBLES
- 2 DESCONECTOR
- 3 BANCO DE CAPACITORES
- 4 CIRCUITO DE CONTROL
- 5 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION

Fig V. 5. Control sensible al voltaje

V.6. CONTROLES SENSIBLES A LA CORRIENTE

Aspectos generales

Una respuesta simple a muchos de los objetivos buscados en el control de bancos de capacitores es su gobierno -- por medio de la medición del flujo de corriente. Esta solución es particularmente ventajosa en circuitos donde la carga consiste principalmente de un conocido grupo de motores eléctricos. Por ejemplo, circuitos que alimentan a motobombas para agua, encontradas a una considerable distancia de la fuente. En circuitos de este tipo se pueden tener cargas considerables en cualquier momento siendo incierto el período en el que se tiene la demanda máxima. Cuando los motores están funcionando demandan una potencia reactiva que puede ser compensada con capacitores, es decir, que los capacitores utilizados para esta aplicación son destinados nada más para dar asistencia a la carga cuando los motores están en servicio. En consecuencia la conexión de los capacitores es función de este tipo de carga.

Para medir la corriente, los instrumentos deben colocarse adelante de donde las cargas están conectadas; ver figura V.6 (a). Esto se debe a que los valores de corriente vistos por el control deben incluir la carga para la cual se proyectó que respondiera el elemento sensor.

Cuando se utilizan controles sensibles a la corriente es importante recordar que la corriente capacitiva se relaciona vectorialmente, con la corriente de carga que circula por la línea. Se han notado casos donde la magnitud de la corriente capacitiva determinada para un punto, es más o menos la misma que la considerada para que el control de los capacitores se dispare. Debido a la relación vectorial el resultado es que no existe mucha diferencia entre la corrien

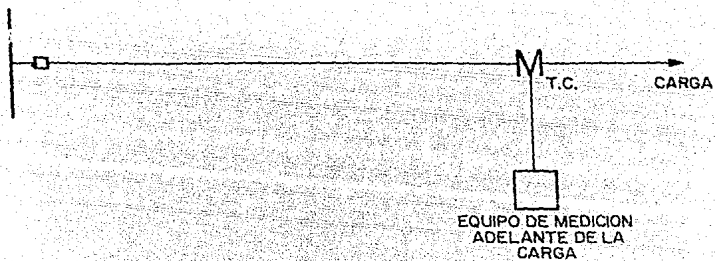


Fig V.6. a.) Colocación del equipo de medición.

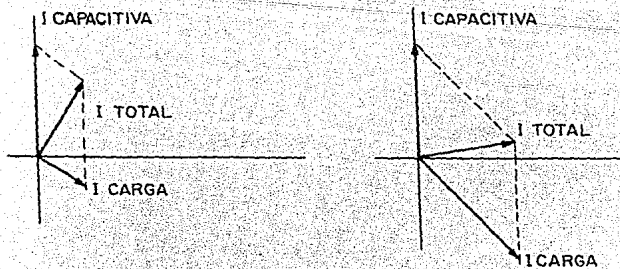


Fig V.6. b.) Relación vectorial de corrientes cuando el T.C. se instala antes del banco de capacitores.

te medida con mínima carga y con la carga a la hora de la -- demanda máxima, como lo muestra la figura V.6 (b); en consecuencia algunas de las operaciones no ocurrirán; en el caso de un solo banco de capacitores, lo anterior puede ser evitado conectando los capacitores adelante del punto de medición, ver figura V.7; sin embargo en circuitos con varios bancos - se debe considerar la corriente capacitiva de otros bancos - que estén instalados más lejos a lo largo del alimentador. Ver figura V.8. Los controles sensibles a la corriente proveen más selectividad cuando el banco está en un ramal del - alimentador. De esta manera el control mencionado solamente sensa la carga para la cual fué aplicado el banco de capacitores; ver figura V.9.

Las unidades de control que responden a una señal de corriente son calibradas para conectar los capacitores durante los altos valores de corriente y desconectarlos durante los valores bajos. Normalmente este tipo de controles tienen una escala en valores al cuadrado, así que, una lectura de un valor de corriente moderado sería bajo en la escala. Las dimensiones en la parte baja de la misma están muy concentradas, por lo tanto, estos valores pueden causar alguna incertidumbre. Esto puede ser problemático y se presenta en donde la relación de los transformadores de corriente es demasiado alta, resultado una corriente secundaria baja y por lo tanto una deflexión pobre en la escala.

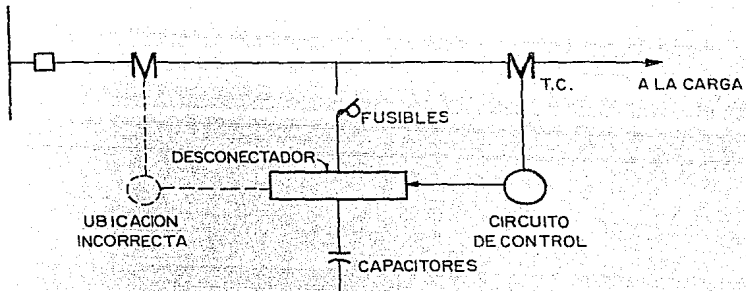


Fig V. 7. Control sensible a la corriente.

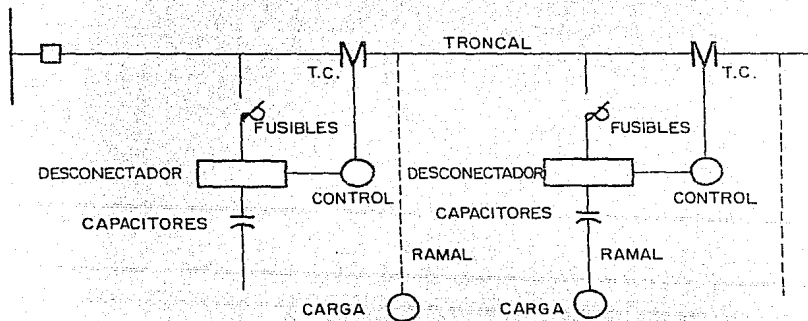


Fig V. 8. Capacitores desconectables sobre la troncal.

V.7. CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES POR MEDIO DE LA MEDICION DE LA POTENCIA REACTIVA.

Aspectos generales

La medición directa de la potencia reactiva de una -- carga es tal vez el medio más simple para el control de bancos de capacitores desconectables, ya que la función básica de los capacitores es la de controlar el flujo de carga reactiva. El control por medio de la medición de los vars debe colocarse adelante de las cargas del circuito para los cuales los capacitores van a ser instalados; por la misma razón que fué mencionada anteriormente en el control por medio de la medición de la corriente. Para medir la potencia reactiva de una carga es necesario medir tanto la corriente como el voltaje en su relación de fase, como la precisión que la instalación amerite.

Cuando un transformador de distribución está alimentado una determinada carga en la cual se van a instalar capacitores, este puede servir como una fuente de voltaje para la medición. Sin embargo, se tiene que tomar en consideración la relación y ángulo de fase para asegurar que los resultados sean satisfactorios. La variación de la carga en el -- transformador puede afectar la magnitud del voltaje y ángulo de fase, lo suficiente como para hacer su uso inútil. El ingeniero debe determinar si estas variaciones son lo bastante significativas como para instalar por separado un transformador de potencial.

La aplicación más importante de los controles sensibles a la potencia reactiva se establece donde se tienen grandes cargas individuales, tales como usuarios industriales. Los transformadores de instrumento utilizados por estos usua

rios para sus cargas, también pueden ser usados para la medición de la potencia reactiva. Otra importante aplicación de los controles sensibles a la potencia reactiva, se lleva a cabo con bancos de capacitores desconectables usados para liberar a una subestación de su carga reactiva. En este caso los capacitores se instalarían en o cerca de la subestación y los transformadores para instrumentos usados para la medición de la carga pueden usarse para operar los dispositivos de control sensibles a la carga reactiva.

También se obtienen beneficios substanciales de los bancos controlados por el flujo de vars, cuando ellos se localizan a una distancia moderada de la fuente en la parte gruesa de la troncal de un alimentador. El cálculo de las pérdidas de un alimentador indica que un gran porcentaje son desarrolladas en sus secciones. El uso de los controles sensibles a la potencia reactiva en los puntos mencionados es ventajoso, porque se mide la cantidad eléctrica directamente afectada por los capacitores sin requerir la consideración de los reguladores o de otros equipos.

Si existiera un regulador de voltaje en la subestación adelante del banco con un ajuste tal que se viera afectado por la entrada o salida del banco, conviene cambiarle su ajuste para mejorar las condiciones de su operación. Esta situación en particular se da cuando se compensan caídas en la línea por carga reactiva, puesto que, la corrección capacitiva cercana a una subestación puede contradecir los cálculos realizados para determinar el ajuste del regulador. Cuando los capacitores son usados totalmente para compensar cargas reactivas en retraso, la compensación por caídas en la línea es eliminada frecuentemente del ajuste del regulador.

El control por medio de la medición de los vars para bancos desconectables es considerado satisfactorio en circuitos monofásicos; pero si es necesario realizar una medición polifásica se requieren instrumentos convenientes. El problema para efectuar la medición de los vars, es el de obtener los 90° de desviación del voltaje de fase, necesarios para hacer que un wáttmetro responda a la carga reactiva. Para mediciones polifásicas normalmente se emplean transformadores que recorren la fase. Estos pueden estar separados del instrumento o también, los devanados primarios de los transformadores de potencial del instrumento pueden ser fabricados para ejecutar ambas funciones: el defasamiento y las funciones de fuente. Este segundo método solo es económico en donde los transformadores de potencial son usados internamente, tal como en instrumentos tipo térmico.

En la figura V.10 se muestran las conexiones de un control sensible a la variación de potencia reactiva. Por medio del faseo en cuadratura del vector de potencial, un wáttmetro monofásico puede ser usado para realizar mediciones de vars en un sistema trifásico. Esto es complementado por el empleo de la corriente de una fase y el potencial entre las otras dos. Cuando se debe decidir que métodos utilizar, se deben tomar en cuenta la disponibilidad de los transformadores de potencial más adecuados, costos en instalación y normalización del equipo.

V.8. CONTROL DE BANCOS DESCONECTABLES POR MEDIO DE LA MEDICION DE LA POTENCIA ACTIVA.

La componente activa de la carga presenta una alternativa a la medición de los vars; los dispositivos usados son los mismo. Una importante aplicación para éste tipo de con-

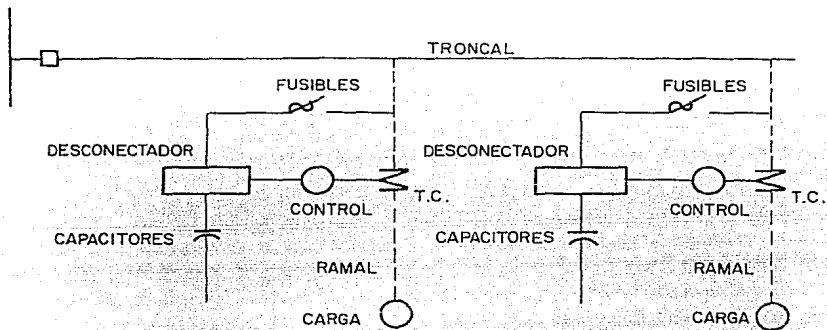


Fig V. 9 . Capacitores desconectables en los ramales.

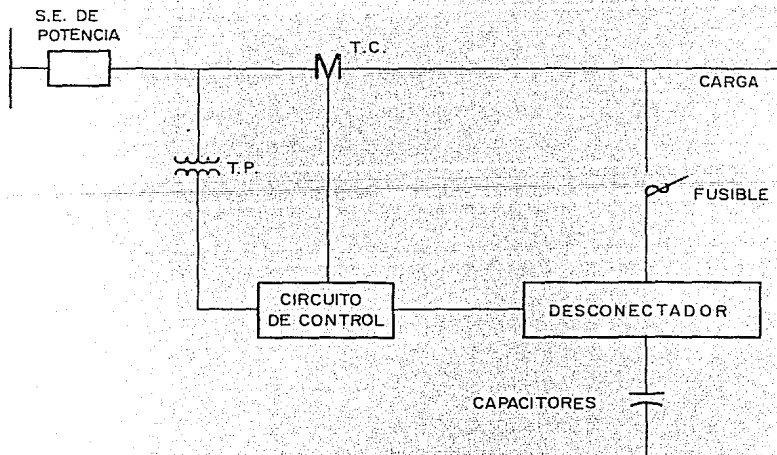


Fig V. 10 . Control sensible a la potencia reactiva.

troles se tiene en circuitos con cargas pico de alto factor de potencia. Tales circuitos pueden ser observados donde el aire acondicionado representa una carga sustancial en verano y la calefacción por resistencias una semejante en invierno. Tales cargas resistivas pueden necesitar la asistencia de -- los capacitores para mantener el voltaje satisfactoriamente, ya que, los bancos neutralizarían las pérdidas por cargas reactivas debido a líneas de suministro y a transformadores de subestaciones. La necesidad de realizar la medición en función de los watts nace del hecho de que el uso de reguladores puede hacer difícil o imposible el uso de controles sensibles al voltaje.

Se sigue una filosofía similar si se desea que los capacitores asistan, en los momentos de mayor demanda, a líneas interconectadas o ligadas a la línea en donde se encuentran instalados. El flujo de la componente activa es más significativo en estos puntos que otras cantidades, tal como la componente reactiva, la cual podría ser considerada como la alternativa para realizar el control.

V.9. CONTROLES QUE RESPONDEN A SEÑALES COMPUESTAS.

Hasta este momento, solamente se han descrito controles que utilizan una función, para determinar los tiempos de operación de los capacitores. En cada caso se han tenido dificultades en obtener los resultados que más se acerquen al ideal; pero los problemas surgidos al hecho de usar señales basadas en un solo parámetro han contribuido al diseño de -- controles más elaborados. Estos tipos de controles más elaborados pueden ser descritos como operados por señales "compuestas" y significa que son usadas dos funciones juntas para obtener la acción de disparo.

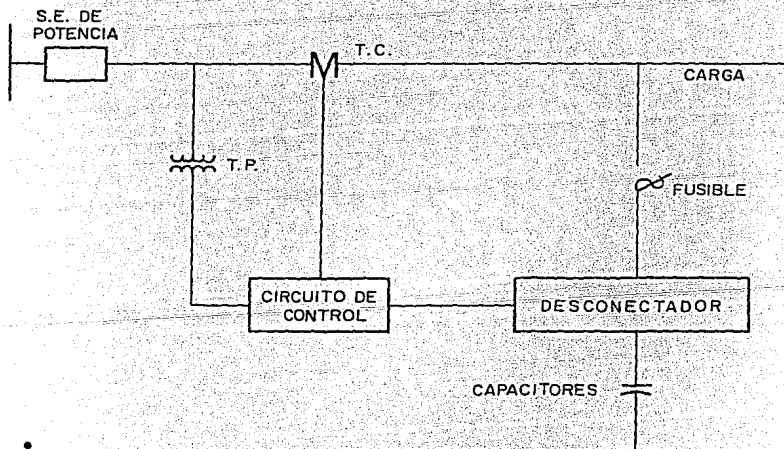


Fig V. 11. Control sensible a la potencia activa.

En general, el objetivo de usar dos señales combinadas es para que una de ellas gobierne los capacitores en función de los requerimientos locales, mientras que la otra responde a las condiciones del sistema. Por lo tanto, el propósito de usar dos señales, es de lograr la operación de los capacitores de acuerdo a las condiciones locales en situaciones normales y proporcionar algún grado de asistencia al sistema cuando este lo necesite. Para dar la máxima asistencia al sistema se requiere de la coordinación de todos los controles de capacitores de un área determinada.

La selección de un control que responde a dos señales depende del servicio que dé al sistema. A continuación se describirán y discutirán dos de las muchas variaciones de este tipo de controles.

V.10. COMBINACION DE LOS CONTROLES SENSIBLES AL TIEMPO Y A LA TEMPERATURA.

El uso de un elemento sensible a la temperatura junto con un elemento que opera en base al tiempo, ha dado como resultado un control de importante aplicación en lugares donde la carga reactiva máxima se debe al uso de equipos de aire acondicionado. La utilidad proporcionada por este diseño se ha ido incrementando. Este tipo de controles energiza los capacitores si la temperatura sobrepasa la de ajuste del termostato durante las horas en que el dispositivo de tiempo está calibrado en la posición de energización. Una vez que los capacitores están conectados, este control los desconecta cuando la temperatura es menor a la del ajuste del termostato, o cuando el elemento de tiempo abre contactos. Ver figura V.12.

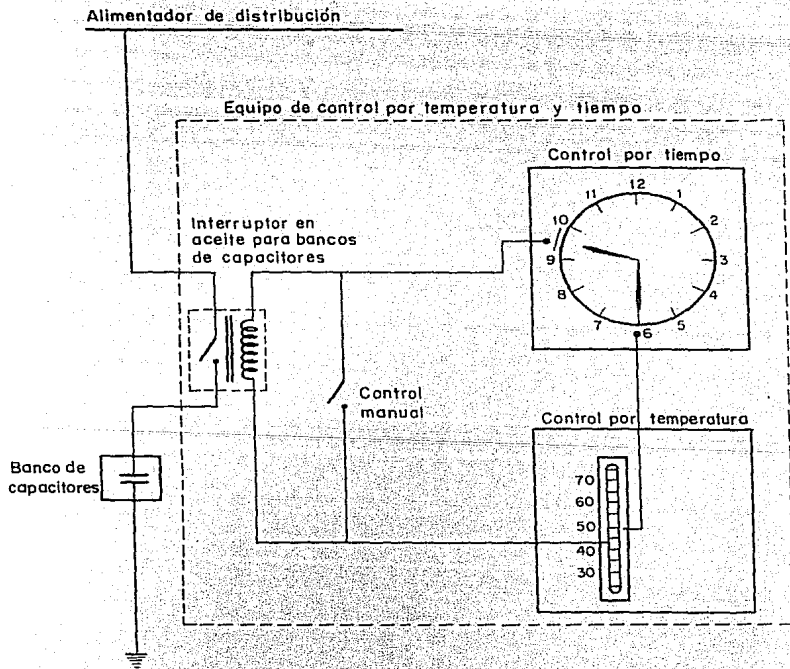


Fig V. 12. Combinación de los controles sensibles al tiempo y a la temperatura.

El tiempo caluroso y la carga de establecimientos comerciales e industriales producen fuertes demandas por el uso de equipos de aire acondicionado; estas son las dos principales circunstancias que causan la necesidad de combinar los controles que responden al tiempo y a la temperatura. Estos pueden ser programados para omitir operaciones en domingos y días festivos.

La característica importante de este tipo de controles, es la habilidad para conectar o desconectar capacitores en función de la temperatura durante períodos de tiempo específicos. Particularmente es muy significativa la habilidad de este tipo de control para desconectar capacitores. La experiencia ha demostrado que cuando se encuentran conectados suficientes capacitores, tanto como para compensar la mayor parte de la carga reactiva en períodos de calor, un movimiento de una masa fría de aire dentro del área daría como resultado tener demasiados capacitores en servicio. En la parte final del verano o en los meses otoñales, tales enfriamientos, principalmente por las tardes, pueden provocar una reducción de la carga que requiera la salida de capacitores para evitar condiciones de inestabilidad, altos voltajes no deseados o pérdidas excesivas por carga reactiva capacitiva. Este problema se presentaría en bancos controlados solamente por tiempo y no en bancos gobernados por una señal de tiempo y una de temperatura.

V.11. CONTROL SENSIBLE AL VOLTAJE CON MODIFICACION EN SU - RESPUESTA POR MEDIO DE LA CORRIENTE.

Uno de los diseños más útiles para conseguir una selectividad óptima es un control sensible al voltaje con una modificación del punto de disparo variable, determinada por el flujo de la corriente. Para obtener esta variación hace falta la medición de la función corriente; por supuesto, que el costo de este equipo de medición debe ser comparado contra los beneficios obtenidos con esta forma de control del banco; aunque las mediciones para este propósito no requieren ser muy exactas; ofreciendo esto economía en el costo de la instalación.

La medición del voltaje de línea es conseguida por un arreglo como el mostrado en la figura V.13. La corriente suministrada al control por un transformador de corriente, fluye a través del devanado primario de un transformador interno, con su secundario en serie con el elemento medidor del voltaje de línea. Las polaridades son determinadas de manera que el voltaje secundario del transformador interno sea restado del voltaje aplicado al elemento medidor; produciendo una modificación en este voltaje, el cual variará en función del valor de la corriente que está siendo medida.

Es importante que la sustracción de voltaje sea hecha vectorialmente puesto que la modificación resultante aplicada al elemento de medición depende del valor de corriente y de su relación de fase. Una consideración que debe ser tomada en cuenta, es el lugar a donde está conectado el transformador de corriente, debido a que la corriente de su secundario, que ocasiona la modificación del parámetro medido y a la vez en la respuesta del control, estará afectada por las cargas en el primario. Por ejemplo, deben ser consideradas -

VI. OPERACION DE BANCOS DE CAPACITORES

CAPITULO VI

- VI.1. SOBRETENSIONES DEBIDAS A LA AUTOEXCITACION
- VI.2. CORRIENTES DE PUESTA EN SERVICIO DEBIDAS A UN RECIERRE.
- VI.3. CONEXION Y DESCONEXION DE BANCOS DE CAPACITORES.
- VI.4. CONEXION DE BANCOS DE CAPACITORES CERCANOS.

VI.1. SOBRETENSIONES DEBIDAS A LA AUTOEXCITACION.

El conectar y desconectar un banco de capacitores junto con un motor es ventajoso, porque aquel opera cuando es necesario. Pero cuando el interruptor es abierto y el motor queda desconectado de la fuente, el banco puede proporcionar parte a todos los requerimientos de magnetización de la máquina y, al ocurrir esto, el motor se autoexcita y actúa como un generador de tensión y la tensión que entregue se eleva siguiendo su curva de excitación, dependiendo, entre otros factores, del valor de la corriente del banco de capacitores y de la velocidad del motor.

La figura VI.1 muestra la curva de excitación típica de un motor y la magnitud de tensión que genera debido a la autoexcitación, para bancos de capacitores de distintas potencias. El punto A indica la corriente de magnetización del motor, sin carga y A tensión nominal, expresada en por ciento. Las curvas C1, C2, C3 y C4 muestran las características de potencia de bancos de capacitores de distintas capacidades. Las curvas de los bancos que caen a la derecha de la curva característica del motor, indican que la potencia del banco es mayor que la potencia de magnetización del motor y entonces el motor se autoexcita. La tensión final de autoexcitación, considera que la velocidad permanece constante lo cual ocurre cuando la curva del capacitor intersecta la curva característica del motor en los puntos A, B y C. Las curvas de los bancos de capacitores a la izquierda de la curva del motor, tal como la curva C4, indica que la potencia reactiva del banco no satisface los requerimientos de magnetización del motor y entonces el motor no se autoexcita. La curva C2 se aplica donde la potencia reactiva del banco es suficiente para mejorar el factor de potencia a plena carga del motor que se trate a un 100%. Se debe observar que la

tensión de autoexcitación en este caso es del 143% este porcentaje variará considerablemente dependiendo de la velocidad y del tipo de motor así como de su curva de saturación. Por lo general, el motor disminuye rápidamente su velocidad después de que el interruptor es abierto, haciéndolo también la tensión que aparece en sus bornes. Sin embargo, el amortiguamiento de la velocidad depende, tanto de la inercia del motor como de la carga aplicada en la flecha del mismo. En el caso de una alta inercia, la velocidad puede continuar -- muy cerca del valor nominal durante varios segundos. Si la corriente que proporciona el banco de capacitores es mayor -- que la necesaria para satisfacer los requerimientos de magnetización, entonces los devanados del motor se verán sujetos a sobretensiones hasta que la velocidad disminuya y la energía almacenada en el banco se disipe. Escencialmente lo que sucede es que al agregar los capacitores en las terminales -- del motor se está aumentando la constante de tiempo del mismo. Constantes de tiempo más grandes significan que el aislamiento del motor estará sujeto a niveles mayores de tensión por tiempos más largos.

La condición de autoexcitación se puede verificar -- fácilmente conectando un voltmetro en las terminales del motor y observando el nivel que alcanza la tensión cuando se -- desconecta de la fuente.

VI.2 CORRIENTES DE PUESTA EN SERVICIO DEBIDAS A UN RECIERRE

Un motor al cual se le ha aplicado un banco de capacitores, se puede ver sometido a tensiones y corrientes transitorias, durante un recierre, debido a que el motor se energiza de nuevo cuando todavía se está comportando como un generador de tensión, por las razones expuestas anteriormente,

lo más seguro es que la tensión que aparece en sus bornes este fuera de fase con respecto a la del sistema. Esto crea un alto par transitorio que jala al motor, sometiendo a esos esfuerzos mecánicos innecesarios, tanto en sus devanados como en su flecha; siendo tales esfuerzos más severos, cuando los motores llevan cargas con gran inercia, como ventiladores.

La máxima corriente simétrica eficaz para la que normalmente están diseñadas las máquinas rotatorias, se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$I_M = \frac{\text{TENSION NOMINAL}}{X''} \quad (\text{VI.1})$$

Para los motores de inducción del tipo jaula de ardilla, la reactancia subtransitoria X'' , es la asociada a la curva característica del rotor bloqueado, y para las máquinas sincrónicas es la reactancia en el eje de las X_d'' .

Una forma rápida de verificar las magnitudes de las corrientes máximas que pueden resultar del recierre fuera de fase, se ilustra en una manera sencilla y general en el circuito equivalente de la figura VI.2.



Fig VI. 2

$X_s = X_{S1} + X_{S2} =$ Reactancia total del sistema entre la tensión equivalente de la fuente (E_s), y las terminales de la máquina con reactancia de X'' y la tensión equivalente E_m .

La tensión " E_s " del sistema industrial se considera constante, mientras la que aparece en el motor " E_m ", disminuirá a cierta velocidad, dependiendo de los factores mencionados previamente.

Si el interruptor que controla el circuito efectúa el recierre, sin tomar en cuenta la relación de fase de las dos tensiones, es casi seguro que las tensiones " E_s " y " E_m " estén desfasadas. El caso crítico se tiene cuando ambas tensiones están a 180° y la tensión neta resultante es igual a la suma aritmética de sus magnitudes. Entonces la corriente simétrica máxima, transferida entre ambos sistemas viene dada por la ecuación VI.2

$$I = \frac{E_s + E_m}{X_s + X_m} \quad (\text{VI.2})$$

O considerando que las magnitudes de las tensiones tienen la siguiente relación:

$$E_s = E_m = E$$

Entonces:

$$I = \frac{2E}{X_s + X_m} \quad (\text{VI.3})$$

Si es conocida alguna estimación de la tasa de disminución de la tensión de la máquina y el tiempo de recierre del dispositivo de interrupción, la expresión puede ser modificada para considerar la diferencia vectorial entre las dos tensiones en el tiempo de recierre.

En tales casos:

$$I = \frac{\Delta E}{X_s + X_m} \quad (\text{VI.4})$$

Donde ΔE esta definida por la figura VI.3

Para obtener la corriente asimétrica, se aplica un factor de asimetría adecuado para cada caso. Esta técnica es muy similar a la que se sigue cuando se determinan las corrientes de corto circuito, excepto que la tensión neta puede ser mayor.

Cuando el valor de la corriente I_m , que representa la capacidad límite del motor, es menor que I , que representa la corriente de puesta de servicio, por un reencendido, el motor está en peligro de ser dañado.

Cuando la ampliación de los bancos de capacitores en las terminales del motor incrementa significativamente el tiempo que se mantiene la tensión después de que se ha abierto el interruptor y a la vez ésta es muy cercana a la nominal se elevan las oportunidades para tener corrientes severas en el circuito. La experiencia indica que las tensiones del motor de hasta 25% de la nominal son adecuadas para evitar pares excesivos en la máquina.

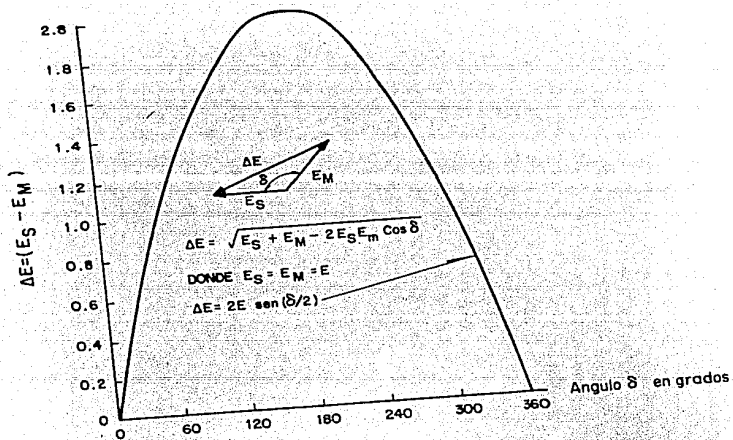


Fig VI. 3. Efecto del ángulo de fase entre las componentes de tensión en el instante del recierre del interruptor.

E_m = Tensión equivalente de la máquina
 E_s = Tensión equivalente del sistema
 ΔE = Diferencia de tensión (vectorial) de $E_s - E_m$
 σ = Ángulo eléctrico entre E_s y E_m en el momento del -
 recierre.

VI.3 CONEXION Y DESCONEXION DE BANCOS DE CAPACITORES

Aunque los interruptores de potencia están diseñados principalmente para interrumpir altas corrientes de corto circuito del tipo inductivo, no necesariamente existe una relación directa entre la habilidad de un interruptor para interrumpir corrientes de corto circuito y su habilidad para interrumpir corrientes capacitivas.

Por otro lado, es ampliamente reconocido que las oscilaciones de corriente y voltaje de altas frecuencias pueden tener efecto en la conexión y desconexión de los capacitores; si no son controladas, pueden dañar a los apartados o producir interrupciones en el sistema.

Los párrafos siguientes señalan las condiciones más comúnmente encontradas en la conexión y desconexión de bancos y en los dispositivos de desconexión.

A) Corrientes de puesta en servicio

Puesto que un capacitor descargado ofrece prácticamente una impedancia cero al flujo de corriente cuando se le aplica tensión, es posible que grandes corrientes transitorias de alta frecuencia, fluyan durante el periodo de su energización, para un banco sencillo la corriente de puesta en servicio es siempre menor que el valor de la corriente de corto circuito en el punto donde se localiza. Para varios bancos en paralelo, la corriente de puesta en servicio es mucho mayor que para uno solo. La magnitud real de la corriente de puesta en servicio depende de las características del circuito y del número de bancos de capacitores; por otra parte, puede exceder el valor de la corriente de corto circuito en el punto de instalación de éstos.

La energización de un banco sencillo puede ser representada por medio del circuito de la figura VI.4

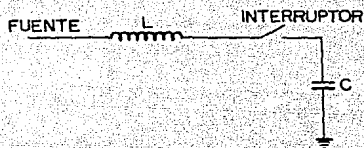


Fig VI.4

El valor simétrico máximo de la corriente de puesta en servicio para un banco se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_{ms} = \frac{E_{f-n}}{X_c - X_l} \left[1 + \sqrt{\frac{X_c}{X_l}} \right] \quad (\text{VI.5})$$

donde:

- E_{f-n} = tensión eficaz de fase a neutro, en volts.
- X_c = reactancia capacitiva de fase a neutro del banco, en ohms.
- X_l = reactancia inductiva de fase a neutro de la fuente, en ohms.

La fórmula anterior se aplica a bancos de capacitores conectados en Delta. La reactancia capacitiva de línea a neutro de cualquier banco trifásico, bien sea estrella o delta, se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{(kV_{f-f})^2}{MVAR} \quad (VI.6)$$

donde:

$$kV_{f-f} = \text{tensión de fase a fase}$$

En la derivación de la fórmula VI.5 se desprecia el efecto de la resistencia en el circuito, dando así una ecuación simple y conservadora. También se considera que no hay carga residual en los bancos; la inspección de la fórmula indica que la corriente máxima de puesta en servicio en un sólo banco, es siempre menor que la corriente de corto circuito en el punto donde se localiza.

Ejemplo VI.1 Si un banco de 5,400 kVAR a 13.8 kV, se instala en un punto donde la potencia de corto circuito trifásica es de 250 MVA, determinar en base a que corriente se debe especificar el interruptor.

Primero se calculan las reactancias:

$$X_L = \frac{(13.8)^2}{250} = 0.76 \text{ ohms}$$

y

$$X_c = \frac{(13.8)^2}{5.4} = 35.26 \text{ ohms}$$

Al sustituir ambas en la ecuación VI.5, se tiene:

$$I_{\text{rms}}^{\text{máx}} = \frac{7967.4}{35.26 - 0.76} = \left[1 + \sqrt{\frac{35.26}{0.76}} \right]$$

$$I_{\text{rms}}^{\text{máx}} = 1803.9 \text{ Amps.}$$

La corriente de corto circuito simétrica en dicho punto es:

$$I_{\text{cc}}^{\text{sim}} = \frac{250,000}{\sqrt{3}} (13.8)$$

$$I_{\text{cc}}^{\text{sim}} = 10,450 \text{ Amps.}$$

De aquí que la capacidad momentánea del interruptor para un sólo banco, debe basarse en la corriente de corto circuito, más que en la corriente de puesta en servicio.

Cuando de un grupo de bancos de capacitores ya han sido energizados algunos, la máxima corriente que fluye cuando se conecta otro banco, esta determinada predominantemente por la descarga momentánea de las unidades ya en servicio. Puesto que la impedancia entre un banco cargado y otro descargado es muy pequeña, la corriente de puesta en servicio -- bajo estas condiciones puede ser muy alta. El caso crítico -- se tiene cuando se energiza el último de un conjunto de bancos.

La energización del último banco de capacitores de tres grupos puede ser representada por el circuito de la figura VI.5

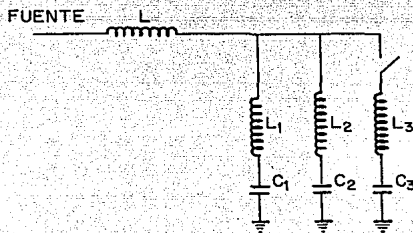


Fig VI. 5

Cuando de un grupo de bancos de capacitores ya han sido energizados algunos, la máxima corriente que fluye al conectar otro banco está determinada predominantemente por la descarga momentánea de las unidades ya en servicio. Puesto que la impedancia entre un banco cargado y otro descargado es muy pequeña, la corriente de puesta en servicio en estas condiciones puede ser muy alta. El caso crítico se tiene cuando se energiza el último de un conjunto de bancos. La energización del último banco de tres grupos, se puede representar con el circuito de la figura VI.5. Si no hay carga en el banco que se está energizando, la máxima corriente de puesta en servicio se calcula con la siguiente expresión.

$$I_{mp} = \sqrt{2} E_{f-n} \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (\text{VI.7})$$

donde:

E_{f-n} = Tensión simétrica de fase a neutro

C = Capacitancia equivalente del circuito de la figura VI.5, dada en μF . Para este caso - -
 $C = (C_1 + C_2)(C_3)/(C_1 + C_2 + C_3)$.

L = Inductancia equivalente del circuito de la figura VI.5, dada en μH . Para este caso - -
 $[(L_1)(L_2)/(L_1 + L_2)] + L_3$

La frecuencia de la corriente de puesta en servicio se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$f = \frac{10^6}{2\pi\sqrt{LC}} \text{ Hz} \quad (\text{VI.8})$$

Donde L y C están dadas en las mismas unidades que se especificaron anteriormente.

Los valores L_1 , L_2 y L_3 de la figura VI.5 son difíciles de determinar de una manera precisa. Una buena regla práctica es despreciar la inductancia de los cables, puentes del capacitor y de la estructura de las barras y usar $1.64\mu\text{H/m}$ como la inductancia del conductor, incluyendo la longitud hasta los interruptores. Esto da un valor de inductancia que es bajo, proporcionando así una corriente que es alta y de magnitud conservadora. Si se requieren cálculos más exactos, se tienen que tomar en cuenta las inductancias internas de los bancos que se pueden obtener con el fabricante.

Ejemplo VI.2 Para ilustrar el uso de las fórmulas anteriores, considerese una instalación típica en un sistema de 13.8 kV, que tiene una potencia de corto circuito de -- 250,000 kVA. Si dos bancos de 5400 kVAR han sido ya conectados y el tercero se va a energizar. ¿Cual es la magnitud y -- la frecuencia de la corriente de puesta en servicio?

Considérese que la distancia de las terminales de -- cada banco de capacitores hasta el interruptor, a un punto -- común en las barras, es de 6.1 m; usando 1.64 $\mu\text{H}/\text{m}$ para el -- conductor, cada una de las inductancias L_1 , L_2 y L_3 serán -- 10 μH . Las capacitancias C_1 , C_2 y C_3 son iguales a 75 μF .

Calculando la inductancia y capacitancia equivalentes y sustituyendo los valores se obtiene:

$$I_{\text{mp}} = \sqrt{2} \frac{13,800}{\sqrt{3}} \frac{50}{\sqrt{15}}$$

$$I_{\text{mp}} = 20,571.8 \text{ Amps}$$

La frecuencia de la corriente de puesta en servicio es igual a:

$$f = \frac{10^6}{2\pi \sqrt{(50)(15)}}$$

$$f = 5811.5 \text{ Hz}$$

Debido a los requisitos de interrupción, para esta aplicación particular, se debe seleccionar un interruptor de

250,000 kVA el cual tiene una capacidad interruptiva de corto circuito de 19,500 A y una corriente nominal momentánea de 37,000 amperes simétricos.

Así la corriente de puesta en servicio dictará la capacidad momentánea del interruptor para controlar el tercer banco de capacitores. Sin embargo puede haber casos muy poco frecuentes, donde lo contrario es cierto y las fórmulas proporcionan un rápido y conveniente medio de llegar a los requerimientos momentáneos del interruptor.

Se debe enfatizar que la fórmula para calcular la corriente de puesta en servicio se aplica únicamente a bancos que están descargados al momento de conectarlos. Si los bancos están plenamente cargados, que es el caso de un banco que ha sido desenergizado y ocurre un reencendido en el interruptor, la corriente de puesta en servicio puede ser del doble que la calculada con las ecuaciones.

En cualquier caso, el cálculo de la corriente de puesta en servicio, aunque de una frecuencia natural alta, no deberá exceder el valor nominal de la corriente a 60 Hz del interruptor seleccionado, a menos que se especifique otra cosa. Aunque puede existir muy poca correlación entre los efectos de las corrientes de alta frecuencia y las corrientes de 60 Hz, el hecho es que los valores nominales de 60 Hz son los únicos valores reconocidos en las normas de la industria eléctrica para la selección de los interruptores. De aquí que el usuario, tiene las alternativas de:

- a) Utilizar un interruptor mayor que el necesario
- b) Insertar una reactancia adicional, para limitar la corriente de puesta en servicio

- c) Tomar el riesgo bajo la base de que el comportamiento del interruptor a frecuencias naturales altas puede ser aceptable, aunque las magnitudes de las corrientes excedan el valor nominal momentáneo a 60 Hz.

Puesto que existe la posibilidad de que la corriente de puesta en servicio se duplique al energizar un banco de capacitores cargado, es mejor dejarlo desconectado por un período de tiempo suficiente como para que se descargue antes de que se reenergice. La resistencia de descarga interna reducirá el potencial a 50 volts en 5 minutos. Esto no es un retardo excesivo bajo la mayoría de las condiciones y permitirá evitar las altas corrientes de puesta en servicio que de otra manera se podrían tener.

Si quedan transformadores conectados en paralelo -- con el banco de capacitores una vez que el circuito es desenergizado, ellos pueden proporcionar una trayectoria para una descarga más rápida de banco. La tensión residual causada por la carga almacenada es corriente directa y generalmente el banco de capacitores se descargara rápidamente a través de los transformadores que estén conectados a él, dentro del primer ciclo. Aún con recierres de alta velocidad (del orden de 20 ciclos), los capacitores estarán completamente descargados antes de que el circuito cierre otra vez. Se debe tener la precaución de que el transformador o los transformadores que sirven como trayectoria de descarga, posean la habilidad de disipar la energía almacenada en forma de calor sin ningún esfuerzo.

- B) Tensiones transitorias que se presentan al operar interruptores de bancos de capacitores.

Normalmente la máxima tensión a través de un banco de capacitores que se energiza no excede del doble de la tensión de régimen, considerando que el interruptor del banco cierra limpiamente; por ejemplo: No hay pregolpeado, o no rebotan los contactos, etc.

Cuando un banco de capacitores se desenergiza, considerando que no existe reencendido en el interruptor, la máxima tensión a través del capacitor es igual al valor cresta de tensión de la fuente. Esto es cierto bien sea en bancos sencillos o en unidades en paralelo. Aunque una tensión en exceso de dos veces el valor nominal puede ser tolerado, es altamente deseable limitar la tensión a dos veces el valor de línea a neutro para condiciones normales de conexión y desconexión.

Cuando un interruptor opera para interrumpir una corriente capacitiva, se dan ciertos fenómenos que a continuación se describen para el caso de un banco de capacitores con neutro a tierra. Ver figura VI.6

La tensión inicial a través del interruptor después de la interrupción de la corriente capacitiva es prácticamente cero, puesto que el banco de capacitores mantiene la misma tensión cresta que existiría en el lado de las barras del interruptor inmediatamente después que la corriente se hace cero. Esto permite que cualquier interruptor interrumpa fácilmente durante el primer cero natural de la corriente. Sin embargo, medio ciclo después, la tensión de la fuente ha cambiado de signo mientras que la tensión en el banco ha permanecido en el mismo valor, casi igual al voltaje cresta de la

fuelle. Así, la tensión aplicada al interruptor abierto es del doble de la de régimen. Si la recuperación del aislamiento del interruptor ha sido suficiente, de manera que el reencendido no ocurra, entonces el circuito se puede considerar como interrumpido. Ahora bien, si el interruptor no gana suficiente aislamiento durante el primer medio ciclo - después de la interrupción de la corriente, es decir, cuando la tensión sea máxima en la dirección opuesta, entonces ocurre un reencendido, ver la figura VI.7, y las corrientes asociadas invierten el potencial en el capacitor. La frecuencia de esta corriente está determinada por la capacitancia e inductancia del circuito y en la mayoría de los casos estará entre 600 y 6000 Hz. Esta corriente oscilatoria pasaría a través de muchos ceros de corriente si no fuera porque el interruptor, por lo general la interrumpe en los primeros pasos por cero.

La frecuencia de la tensión asociada con la corriente de alta frecuencia es la misma, pero esta a 90° en atraso con respecto a la corriente. Así, si la corriente de alta frecuencia se interrumpe durante el primer cero de corriente, la tensión de alta frecuencia que tendría un valor máximo, queda atrapada en el banco de capacitores. Esta tensión puede ser hasta tres veces el valor cresta nominal, dependiendo del instante en el cual ocurre el reencendido.

Después de medio ciclo del primer reencendido, la tensión a través del interruptor es cuatro veces el valor cresta nominal. Si ocurre un segundo reencendido en este punto, la tensión en el banco de capacitores puede ser, teóricamente, tal alta como cinco veces el valor cresta nominal. Sin embargo, extensas pruebas de campo han demostrado que raramente se presentan sobretensiones, debidas al reencendido, que excedan tres veces al valor mencionado. Es aparente que

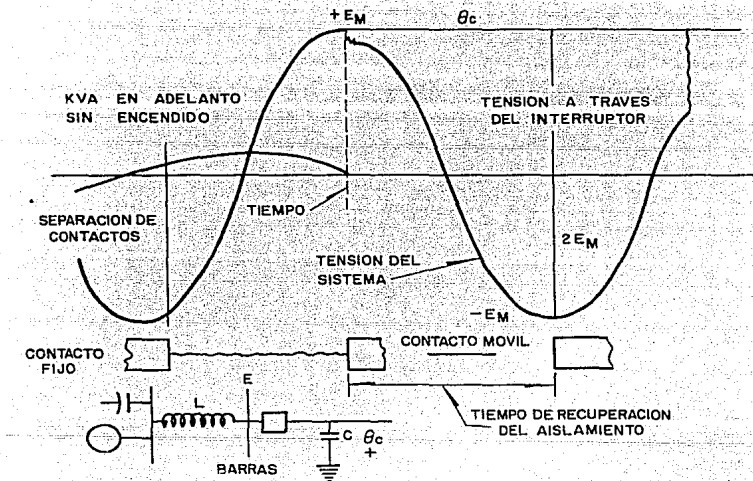


Fig VI. 6 . Tensión a través de los contactos cuando se interrumpe la corriente de un capacitor sin re-encendido.

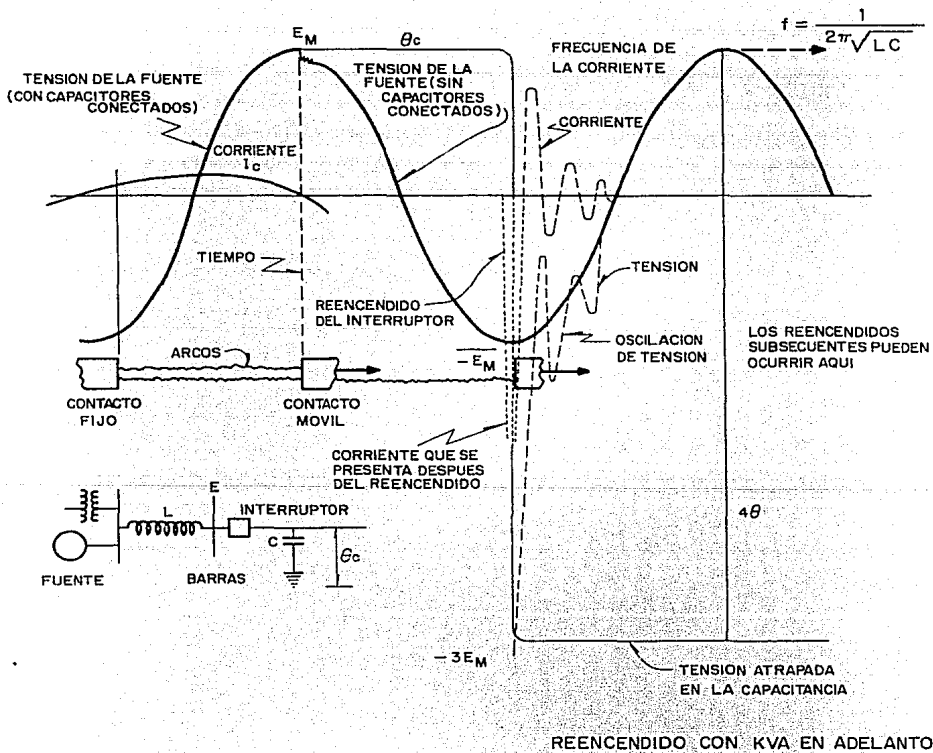


Fig VI.7. Diagrama de reencendido en un interruptor cuando se interrumpe una corriente capacitiva.

si el reencendido no está limitado, los esfuerzos de tensión pueden causar daño a los capacitores y a otros aparatos, tales como, apartarrayos y transformadores.

La discusión de tensiones transitorias incluye únicamente a los bancos de capacitores sencillos. Si un banco de capacitores es puesto en paralelo con otro banco de igual capacidad, la tensión transitoria en el lugar de instalación de los bancos será sustancialmente menor que aquella que se experimenta en el interruptor de un banco sencillo.

C) Especificaciones para Interruptores de Bancos - de Capacitores.

A continuación se enumeran los principales requisitos que debe cumplir el equipo de conexión y desconexión de un banco de capacitores:

a) Tensión Nominal

La tensión nominal del dispositivo de desconexión debe ser mayor o igual que la máxima tensión de operación en el circuito en el que se va a conectar el equipo.

Las pruebas de potencial aplicado a 60 Hz y de impulso del interruptor deberán ser consistentes con las de los aparatos en la misma clase de tensión.

b) Corriente Nominal Continua

La corriente nominal continua de operación deberá ser al menos igual al 135% de la corriente nominal. El margen de 35% toma en consideración la presencia de corrientes armónicas.

c) Capacidad Nominal de Interrupción

Si el dispositivo de desconexión se usa como un medio para proteger contra corto circuito, además de su capacidad de desconectar el capacitor, debe tener una adecuada capacidad interruptiva para manejar las corrientes resultantes por un corto circuito en el capacitor.

Si el dispositivo de desconexión no tiene capacidad interruptiva, la protección contra corto circuito en el banco de capacitores deberá estar proporcionada por algún otro medio, tal como fusible u otros dispositivos.

d) Corriente Nominal Momentánea

El dispositivo de desconexión debe tener una corriente nominal tal, que soporte adecuadamente las corrientes de corto circuito y las corrientes de puesta en servicio. Esta consideración debe ser satisfecha aunque los dispositivos no se empleen como medio de protección contra corto circuito.

VI.4. CONEXION DE BANCOS DE CAPACITORES CERCANOS

Otra condición interesante que puede existir en un sistema de distribución es la conexión y desconexión de un banco de capacitores cercano a otro. Cuando la conexión y desconexión consiste en energizar un banco desconectado, el banco adyacente descarga su energía en el banco que se energiza. Esta energía está limitada únicamente por la impedancia del banco y la de el circuito entre los dos bancos. La Figura VI.8, muestra un diagrama unifilar de un arreglo entre dos bancos de capacitores y las características del ali-

mentador, para las condiciones especificadas. Cuando el interruptor S se cierra, se ve como un corto circuito, en el que la fuente es C y se encarga de cargar el circuito. La energía de descarga $i^2 t$ del capacitor C se puede calcular por medio de la expresión:

$$i^2 t = \frac{E^2 \times C}{2R}$$

En donde:

E = Tensión pico de fase a tierra

C = Capacitancia en microfarads

R = Resistencia entre bancos

La capacitancia C, también se puede expresar en función de la potencia, así:

$$C = \frac{1000 \text{ kVAR}}{E^2 \cdot 2 \cdot f} = \frac{2.65 \text{ kVAR}}{E^2}$$

En donde:

E = Tensión eficaz de fase a tierra

kVAR = Potencia nominal de una fase del banco de capacitores

f = Frecuencia en ciclos por segundo.

En esta ecuación está basada en una frecuencia de 60 ciclos por segundo, en realidad la frecuencia sera mucho mayor en el estado transitorio, haciendo menor el valor de C. Al sustituir la expresión anterior en la expresión de $i^2 t$ se tiene la siguiente ecuación:

$$i^2 t = \frac{1.325 \text{ kVAR}}{R}$$

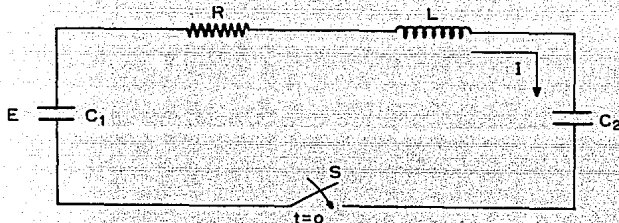


Fig VI. 8. Puesto en servicio de un capacitor cerca de otro ya energizado.

La figura VI.9 muestra la energía $i^2 t$ de la descarga - de un banco de capacitores, cuando se conecta otro. Esta gráfi - ca se basa en un conductor ACSR de 795 kCM y claros de 50 metros y muestra la separación mínima, entre dos bancos, que evita la operación innecesaria de los fusibles que los protegen, cuando se energiza uno de ellos. Por ejemplo, si se usa un fusible 25 K para proteger un banco monofásico de 200 kVAR, 7.2 kV y en la - cercanía se tiene que instalar otro banco de las mismas caracte - rísticas, en la figura se aprecia que estos bancos no se deben localizar a menos de cuatro distancias interpostales (claros) - para evitar la operación innecesaria de los fusibles.

ENERGIA I^2t DE DESCARGA DE UN CAPACITOR

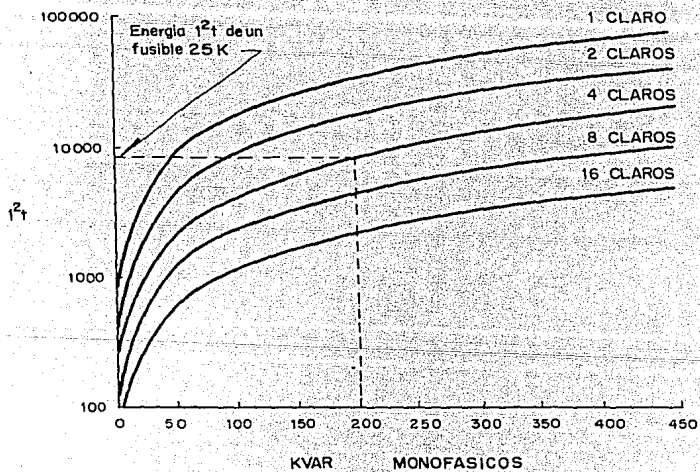


Fig VI. 9

C O N C L U S I O N E S

La compensación de potencia reactiva genera ahorros monetarios considerables en los sistemas eléctricos, sin embargo para que sus beneficios sean óptimos se requiere de la investigación y análisis exhaustivo de los trabajos realizados en este campo, así como el estudio y cálculo de los parámetros que de una forma u otra influyen en el comportamiento de los sistemas eléctricos de mediana y baja tensión afectando directamente la compensación de las cargas.

La aplicación de bancos de capacitores paralelo en alimentadores de mediana tensión, plantea en principio la selección de la capacidad, localización y números óptimos de capacitores a instalar, lo que permite reducir al máximo las pérdidas de potencia y energía con los consecuentes ahorros monetarios. El método utilizado en este trabajo es uno de los más completos que se han escrito sobre el tema, se desarrollan ecuaciones generales que se aplican tanto en alimentadores con carga uniformemente distribuida y calibre constante de conductor, como en alimentadores con carga distribuida al azar y calibre variable de conductor que es el caso encontrado en la realidad, por lo anterior, se crearon programas de computadora.

El empleo de capacitores serie en una red de distribución permite controlar las fluctuaciones momentáneas de tensión producidas por los arranques frecuentes de grandes motores de inducción, que ocasionan molestias al usuario como pueden ser: parpadeo de lámparas, y la reducción en la vida de algunos equipos eléctricos y electrónicos, entre otros. Se desarrolla también un programa de computadora que simula el arranque de motor de inducción y selecciona el valor de la reactancia capacitiva en serie, que resulta de obtener el me

jor perfil de tensión durante el arranque.

Para la aplicación de capacitores en la industria se analizó el estado actual y futuro del sistema eléctrico. Del estudio desarrollado se obtendrán datos, que nos indicarán - la capacidad adecuada del banco de capacitores para el máximo aprovechamiento de la energía eléctrica demandada por la industria. Lo anterior se hace notar con un ejemplo, en el - cual muestra los beneficios de la instalación de un banco de capacitores.

La protección para los bancos de capacitores, requiere de un conocimiento preciso, tanto de las condiciones del sistema eléctrico en el que se han de aplicar, como de las - características de diseño y operación de los bancos. Esta protección se lleva a cabo a través de fusibles y relevadores.

En la protección con fusibles, se analizan los efectos de la corriente de ruptura de tanques y el tipo de conexión del banco, que son parámetros que influyen en la selección adecuada de la protección, con relevadores se plantean los diferentes métodos de protección en función de la conexión de los bancos, así como las ecuaciones que permiten calcular las condiciones de desbalance que presentan cuando fallan, una o más unidades capacitivas.

El control automático de los bancos de capacitores - desconectables es una técnica indispensable, su aplicación - hace necesario un estudio cuidadoso de la operación de los - bancos, para seleccionar el control adecuado a cada situación. Se comentan las razones fundamentales por las que en un sistema eléctrico se utilizan bancos de capacitores desconectables y se mencionan los principales controles, explicando la operación de bancos actuados por señales eléctricas y no - - eléctricas, así como la operación del control de los bancos actuados por señales sencillas y compuestas.

B I B L I O G R A F I A

1. ALFREDO NAVARRO CRESPO, "Capacitores de Potencia", Bal
mec, 1973.
2. JACINTO VIQUEIRA LANDA, "Redes eléctricas", Tomo I R.S.I,
1986.
3. "POWER CAPACITOR", Handbook, Butterworth y Co., 1984
4. OLLE I. ELGERD, "Electric Energy".
5. J.A. YEBRA MORON, "Compensación de potencia reactiva en
sistemas eléctricos", Mc Graw Hill, 1986.
6. "Aplicación de capacitores serie", I.I.E., 1980
7. J.V. SCHMILL, "Optimum Size and Location of Shunt Capa-
citors on Distribution Feeders", IEEE Transactions
Vol. PAS-84, No. 9, 1965.
8. HUMBERTO SOLORZANO A. y FERNANDO DIAZ V., "Bancos de ca
capacitores en líneas aéreas de 23 KV", 1977.
9. "Systems Theory", Mc. Graw, 1971
10. VEMBU GOURISHANKAR, "Conversión de Energía Electromecá-
nica", R.S.I., 1975.
11. C. LUCA M., "Máquinas Eléctricas", R.S.I. 1974
12. DONAL F. MILLER. "Application guide for shunt capacitors".
IEEE Transactions on Industry Applications, 1976.

13. DONALD FITZPATRICK, "Transient Phenomena in the Motor - Control of Electrical Distribution Systems", IEEE Transactions on Industry Application Systems, 1980.
13. DANIEL H. HOWARD, "Capacitor Fushing", to overcome tank rupture", Transmission and distribution, 1977.
15. R.A. BROWN, "Capacitor fushing", 7th IEEE/PES, transmission and distribution conference and exposition, -- 1979.
16. STEPHEN R. JACK, "Capacitor control applications", IIE
17. BATES, W.H. "Series Capacitors succesfully appred on -- distribution systems", 1968.
18. MARIO V. FARINA, "Programación en Basic", P.H.I. 1974
19. PETER GROGONO "Programación en Pascal", F.E.I. 1986.