

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA**INCORPORADA A LA UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

15<sup>2</sup>  
Ejerc.**JUSTIFICACION ECONOMICA DE LA  
INSTALACION DE CAPACITORES EN  
BAJA TENSION**TESIS PROFESIONAL  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA  
AREA INDUSTRIAL  
P R E S E N T A  
SEBASTIAN MIRTH MARTINEZ BALDERAS  
GUADALAJARA, JAL. 1988



## **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.

## C O N T E N I D O

### INTRODUCCION.

#### CAPITULO I . ASPECTOS BASICOS DE LA ENERGIA REACTIVA Y EL FACTOR DE POTENCIA.

- 1.- Semblanza histórica de los capacitores.
- 2.- Corrientes activas y reactivas.
- 3.- Factor de potencia.
- 4.- Métodos de compensación de corrientes reactivas.
  - A.- Motores síncronos.
  - B.- Condensadores síncronos.
  - C - Capacitores.

#### CAPITULO II . VENTAJAS TECNICAS Y ECONOMICAS EN EL USO DE LOS CAPACITORES EN BAJA TENSION.

- 1.- Razones de la instalación de capacitores en baja tensión.
- 2.- Factores técnicos.
  - A.- Corrección del factor de potencia por medio de capacitores.
  - B.- Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores.
  - C.- Reducción de pérdidas por el efecto Joule.
  - D.- Regulación del voltaje.
- 3.- Factores económicos.
  - A.- Penalización del bajo factor de potencia.
  - B.- El factor de potencia en los costos de producción.

#### CAPITULO III. CARACTERISTICAS DE LOS CAPACITORES EN BAJA TENSION, SU INSTALACION Y CALCULO.

- 1.- Características actuales de los capacitores en baja tensión.
- 2.- Instalación de los capacitores en baja tensión.
  - A.- Compensación individual.
  - B.- Compensación en grupo.

- C.- Compensación mixta.
- D.- Compensación de motores de inducción.
- E.- Compensación de transformadores.
- 3.- Equipo de conexión y desconexión en baja tensión.
- 4.- Determinación del factor de potencia en una instalación.
- 5.- Cálculo de la potencia reactiva requerida en capacitores para corregir el factor de potencia.
  - A.- Información básica requerida para calcular un banco de capacitores.
  - B.- Corrección del factor de potencia medio.
  - C.- Corrección del factor de potencia a plena carga.
  - D.- Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectable.

CAPITULO IV . ANALISIS DE ALTERNATIVAS Y JUSTIFICACION ECONOMICA DE DOS CASOS DE CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA POR MEDIO DE CAPACITORES EN BAJA TENSION.

- 1.- La economía de la ingeniería y el ingeniero.
- 2.- Decisión entre alternativas.
  - A.- Interés simple e interés compuesto capitalizable.
  - B.- Valor futuro.
  - C.- Período de pago.
- 3.- Caso I.
- 4.- Caso II.

ANEXO . TARIFAS ELECTRICAS.

- 1.- Tarifas eléctricas para el año 1987.
- 2.- Tarifas eléctricas para el año 1988.

CONCLUSIONES.

BIBLIOGRAFIA.

## INTRODUCCION

El contenido de este estudio pretende servir de guía o herramienta para la corrección del bajo factor de potencia en el que incurrir un gran porcentaje de los usuarios de energía eléctrica. Esto ocasiona aumentos innecesarios de los costos de producción y gasto excesivo de la propia energía eléctrica.

La energía eléctrica es uno de nuestros recursos vitales y no escapa a la tendencia del incremento de su costo, ya que su materia prima fundamental constituida por los energéticos, se consume día a día en forma acelerada. Al tratarse de un recurso no renovable, es lógico que su gradual agotamiento lo convierta en un elemento cada día más escaso y por lo mismo, más costoso.

El creciente auge industrial y el continuo incremento de los costos en la época actual establecen la responsabilidad para quienes de alguna manera están involucrados en este medio, de aprovechar en la mejor forma los recursos limitados y optimizar la función de la ingeniería y la economía.

Desafortunadamente existe falta de disposición por efectuar una inversión en dispositivos que evitan caer en costos adicionales y gastos innecesarios de energía, además de proporcionar otros beneficios.

Esta predisposición se debe por una parte, al desconocimiento o ignorancia del caso, es decir, no se sabe que en cada factura de consumo de energía eléctrica se está pagando una sanción económica, por incurrir en un bajo factor de potencia, esto debido en la mayoría de los casos a que el administrador, contador o gerente quien está encargado de controlar estos pagos carece de la información necesaria para conocer este hecho; por otra parte existe otro obstáculo, esto es, que aunque el ingeniero o encargado de mantenimiento de una industria o instalación, ha detectado el problema y ha informado de la necesidad de capacitores para evitarlo, la administración de la empresa no entiende fácilmente el desembolso de una inversión que a su parecer no tiene caso, y solamente presentando un estudio detallado que justifique económicamente esta inversión, es como deciden realizarla.

El principal objetivo que se persigue al tratar este tema, es precisamente el justificar la utilización de los capacitores tratando los principales aspectos técnicos del tema, pero el enfoque final será el económico.

Para corroborar esto, se analizaran dos casos reales de corrección de bajo factor de potencia en instalaciones situadas en Guadalajara o su referia, y se realizará el correspondiente estudio de justificación económica.

## ASPECTOS BASICOS DE LA ENERGIA REACTIVA Y EL FACTOR DE POTENCIA.

## 1.- Semblanza histórica de los capacitores.

Los capacitores también llamados condensadores se definen como dos - cuerpos conductores, electrodos o armaduras, muy próximos y separados por una capa muy fina de aislante.

Tienen la propiedad de acumular en sus armaduras cargas eléctricas. - Suelen formarse también en un recipiente aislado conteniendo una solución im pregnante que baña una cinta, de aluminio o alguna otra aleación, en forma - de espiral, de esta manera se obtienen capacidades mayores de los mismos.

El capacitor eléctrico fue descubierto en 1745 por Von Kleist, y poco después e independientemente por Cunaeus y Muschenbroek en Leyden. En su pr i mera versión, consistió en un cilindro de vidrio recubierto en sus paredes - interna y externa por una laminilla metálica y fue utilizado como "almacena- dor o condensador" de cargas eléctricas.

En 1946 Wilson enunció la Ley de que la cantidad de carga eléctrica - almacenada es inversamente proporcional al espesor del medio aislante inter- puesto entre las laminillas metálicas y más tarde, en el año de 1830 Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía también del medio aislante em- pleado, mostrando que la "capacidad de almacenamiento específica" de sustan- cias tales como el azufre, la laca y el vidrio era considerablemente mayor - que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, introdujo el concep- to de "dieléctrico" y determinó las primeras constantes dieléctricas conoci- das.

Sin embargo no fue sino hasta principios del s. XX cuando empezó a fg bricarse el capacitor en una forma industrial de un período de demanda insig- nificante, el capacitor pasó rápidamente a representar un instrumento indis- pensable en la explosión tecnológica característica de nuestro siglo. Se u- tilizó inicialmente como supresor de la chispa eléctrica en la desconexión - de bobinas de inducción y pronto se multiplicaron sus aplicaciones especial- mente hacia la técnica de los sistemas de comunicación. El desarrollo de la- Telegrafía inalámbrica y la radiodifusión, dió el impulso definitivo a la - técnica del capacitor. Desde un principio se utilizaron dieléctricos de pa- pel, impregnado en aceite mineral, naftaleno, petróleo, aceite de silicones y

polibuteno. Según las aplicaciones específicas, también se han venido utilizando dieléctricos de vidrio, cerámica, mica, óxidos de aluminio o tantalio, electrolitos (ácido bórico, ácido fosfórico, etc.), laminados plásticos, 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 la energía de las líneas, la energía activa disponible en los generadores eléctricos, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores, la regulación del voltaje en los puntos de consumo y en general, la eficiencia de la transformación 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 voltaje o aumento de la energía activa disponible. El capacitor dedicado a estos fines es llamado capacitor de potencia. El uso del capacitor de potencia, se inició en el año de 1914, aproximadamente. Durante los primeros años se fabricó con dieléctricos de papel impregnado en aceite mineral. En el año 1932, la introducción de los asfalcos (hidrocarburos aromáticos clorados) como impregnantes, produjo una verdadera revolución en la técnica de los capacitores de potencia: Bajaron bruscamente los tamaños, peso y costos de las unidades, lográndose además un gran avance en la seguridad de su uso, debido al hecho de ser incombustible el nuevo impregnante.

En el año 1937, se produjo otro avance considerable al aparecer el capacitor de potencia para uso en interior. Desde entonces, el uso de los capacitores de potencia se ha venido incrementando año tras año, de una forma extraordinaria.

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 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.

Recientemente, la introducción de los dieléctricos de plástico en los

capacitores marcaron un paso adelante en la tecnología del capacitor de potencia. Este sistema de dieléctrico se constituía a base de papel-plástico--astarol.

Ultimamente, se ha introducido al mercado un capacitor en baja tensión que está formado por un ensamble de unidades modulares en grupos de tres para obtener la conexión trifásica y el valor deseado, así como una mayor versatilidad en su instalación. Cada unidad está fabricada de plástico de alta resistencia, contiene resistencias internas de descarga que reduce voltaje en la misma, cuando ésta se desconecta. Cada unidad contiene fusible térmico y fusible contra cortocircuito, que protegen el equipo en caso de una falla inevitable. Además hay que agregar que están impregnados con eonol, que constituye un fluido que no presenta un problema de contaminación como el astarol, esto ha hecho posible la aparición de unidades significativamente más compactas, resistentes a las descargas parciales, de mayor vida-útil y de pérdidas dieléctricas considerablemente más bajas.

## 2.- Corrientes activas y reactivas.

En las redes eléctricas de corriente alterna, pueden distinguirse dos tipos fundamentales de carga: Cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas.

Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas. Debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor u otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica. Este tipo de corriente se conocen como corrientes activas.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran defasadas  $90^\circ$  con respecto al voltaje aplicado y por consiguiente, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético, durante un corto período de tiempo (un cuarto de ciclo) y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite periódicamente, siguiendo las oscilaciones del voltaje aplicado a la carga. Las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra 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 o 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 eléctricos, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura eléctricos, 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 activa, 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.

En el caso particular de las instalaciones industriales, la corriente-reactiva total, necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica de una planta, suele ser de carácter inductivo; es decir, esta corriente se encuentra defasada  $90^\circ$  en atraso con respecto al voltaje. En la fig. 1 se representa, de una forma esquemática, la alimentación de energía-eléctrica de una planta industrial, a partir de un generador G y una línea de-transmisión que empieza y acaba en unos transformadores de potencia. La carga-total de la planta se ha descompuesto en su parte resistiva R y su parte reactiva de tipo inductivo  $X_L$ .

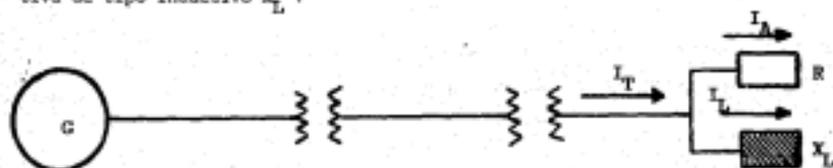


FIG. 1. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial.

Donde  $I_A$  representa la corriente activa,  $I_L$  la corriente reactiva, de tipo inductivo e  $I_T$  la corriente total consumida por la planta. En la figura 2 se representan estas magnitudes, junto con el voltaje, tanto en forma vectorial como en forma de ondas sinusoidales.

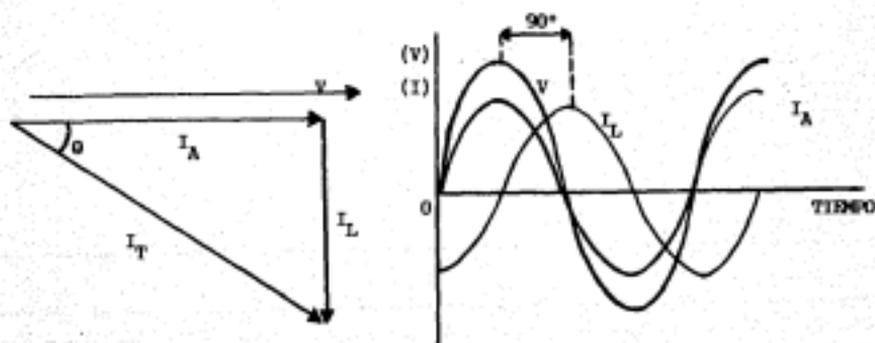


FIG. 2. Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente.

### 3.- Factor de potencia.

Habíamos visto en el inciso anterior que al conectar a una red de corriente alterna un aparato eléctrico inductivo (motores, transformadores, etc.), la corriente total absorbida tiene dos componentes: Corriente activa que es la que produce el trabajo útil, y la corriente reactiva necesaria para el funcionamiento del aparato por ser la que produce el campo magnético, pero que no produce por sí misma ningún trabajo.

La relación entre estas corrientes está dada por la siguiente fórmula:

$$I_T = \sqrt{(I_A)^2 + (I_L)^2}$$

En donde:

$I_T$  = corriente total.

$I_A$  = corriente activa.

$I_L$  = corriente reactiva.

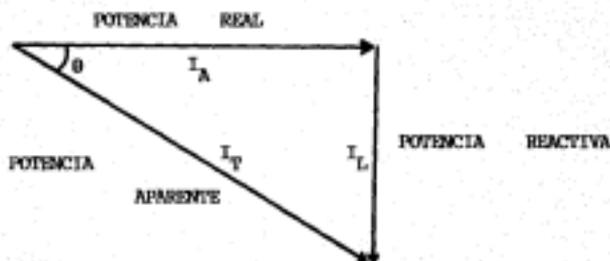


FIG. 3. Triángulo de corrientes y potencias.

Por consiguiente sus valores relativos pueden ser representados, como se muestra en la fig. 3 por medio de un triángulo rectángulo, en el que los dos catetos representan las componentes activa y reactiva y la hipotenusa, la intensidad total.

La componente activa crea la potencia activa o real, que es la que a través del tiempo, produce el trabajo que demanda la máquina, siendo registrada la energía absorbida por el medidor de energía activa. Su unidad de medida es el kilowatt (KW). A su vez, la intensidad reactiva engendra la potencia reactiva y con el tiempo, la energía reactiva que es registrada por el medidor correspondiente, midiéndose en kilovoltampere reactivos (KVAR).

El producto de la corriente total por la tensión de la red, es la potencia aparente, cuya unidad es el kilovoltampere (KVA). Entre estas tres potencias, existe la misma relación que entre las intensidades, por lo que también podemos establecer la siguiente relación:

$$P_A = (P_R)^2 + (P_r)^2$$

En donde:

- $P_A$  = potencia aparente.
- $P_R$  = potencia real.
- $P_r$  = potencia reactiva.

La fig. 3 puede representar indistintamente intensidades o potencias. Como se puede ver en ese mismo triángulo, la magnitud del ángulo depende de los valores relativos de las dos componentes, activa y reactiva; es decir, - para aparatos que sean capaces de desarrollar igual potencia, pero que absorban potencias reactivas diferentes, el ángulo será mayor para aquél que la componente reactiva también lo sea. Este ángulo es lo que se conoce como ángulo de fase y el valor de su coseno recibe el nombre de FACTOR DE POTENCIA.

Del triángulo de la fig. 3 se deduce:

$$\cos \theta = \frac{\text{intensidad activa}}{\text{intensidad total}} = \frac{I_A}{I_T}$$

Es decir:

$$\cos \theta = \frac{\text{potencia real}}{\text{potencia aparente}} = \frac{P_R}{P_A} = \frac{KW}{KVA} \quad (1)$$

En la misma fig. 3 puede verse que cuanto mayor sea la corriente reactiva  $I_r$ , mayor será el ángulo y por consiguiente más bajo el factor de potencia. Es decir, que un bajo factor de potencia en una instalación industrial implica un consumo alto de corriente reactiva, y por tanto un riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión y distribución. Esto puede traducirse en la necesidad de cables de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros o incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación.

Existe además un factor económico muy importante, que es la penalidad pagada mensualmente a la compañía suministradora del servicio de energía eléctrica, por causa de un bajo factor de potencia.

#### 4.- Métodos de compensación de corrientes reactivas.

##### A.- Motores síncronos.

Fue descrito por primera vez por el Ing. Sueco Ernest Danielson en 1902. Si el rotor magnético del motor de inducción se sustituye por un imán o un electroimán montado sobre un eje, el campo rotativo creado por las bobinas de campo provocará el giro del rotor sin necesidad de corriente inducida. Su construcción es análoga a la del alternador.

Este motor gira exactamente a la misma velocidad que el campo magnético (sin desfase), pueden proporcionar un trabajo mecánico y al mismo tiempo, actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados.- De lo contrario, actuarán también como una carga inductiva. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el factor de potencia no constituyen una forma de compensación fácilmente controlable, además, en relación con su tamaño producen menos energía que un motor de inducción, por lo que su costo aumenta considerablemente en comparación.

Como regla general estos motores no se deben de usar cuando hay violentas fluctuaciones en la torsión, ni en tamaños pequeños (menos de 50 HP) porque requieren excitación con corriente directa, son más difíciles de arrancar que los motores de inducción y se desincronizan con mucha facilidad cuando se producen perturbaciones en el sistema.

##### B.- Condensadores síncronos.

Los motores síncronos, debido a su factor de potencia ajustable, cuando se hacen funcionar con carga ligera sólo para mejorar el factor de potencia o para controlar el voltaje en alguna parte de un sistema o instalación eléctrica, es entonces, cuando se llaman condensadores síncronos.

Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Mejoran 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.

## B.- Capacitores.

Proporcionan la potencia reactiva de carácter capacitiva que sea necesaria, pudiéndose instalar en bancos fijos o bancos divididos en secciones fijas y desconectables.

El uso de los mismos comparado con el uso de otros métodos de generación de potencia reactiva implica las interesantes ventajas de un bajo costo por KVAR (kilo-volt-ampere-reactivo), instalado, un fácil manejo y un mantenimiento mínimo, que en muchos casos se hace prácticamente inexistente.

Los capacitores, al corregir el factor de potencia, permiten aumentar la capacidad de carga del sistema; reducen pérdidas de energía en forma de calor; permiten una mejor regulación del voltaje de la instalación, y lo más importante, mejoran notablemente el rendimiento económico de la distribución y consumo de energía eléctrica.

## VENTAJAS TECNICAS Y ECONOMICAS EN EL USO DE LOS CAPACITORES EN BAJA TENSION.

## 1.- Razones de la instalación de capacitores en baja tensión.

Regularmente los capacitores en baja tensión suelen resultar poco más caros que los de alta tensión, sin embargo, los costos de la instalación así como los medios de conexión, desconexión y protección de los capacitores en alta tensión son mucho mayores, lo que puede anular esta ventaja. Además la falla de los capacitores en alta tensión afecta toda la instalación, si se instalan en baja tensión una falla afecta parcialmente.

Con esto no queremos decir que sea incosteable la instalación de los capacitores en alta tensión ya que los mismos se utilizan en líneas de transmisión y transformadores de potencia en los que se manejan altas tensiones por ser requeridos y no haber alternativa, pero en una instalación o sistema en los que se tienen ambas alternativas (alta o baja tensión), es importante tomar en cuenta los siguientes puntos para poder efectuar una adecuada decisión.

Existen razones de tipo técnico y económico que hacen necesaria la instalación de los capacitores en baja tensión. Cuando se quiere corregir el factor de potencia para evitar el pago de penalidad a la compañía eléctrica, deben instalarse los capacitores detrás del equipo de consumo de energía, de forma que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga industrial no pase a través de dicho equipo de medición. Por consiguiente cuando el equipo de medición se encuentre instalado en el lado de baja tensión, los capacitores deben ser instalados también en baja tensión.

Cuando se quiere aumentar la capacidad de carga de un transformador, los capacitores deben instalarse en el lado del secundario de dicho transformador (generalmente lado de baja tensión), para que disminuya la corriente inductiva que pasa a través del mismo.

Cuando se quieren disminuir las pérdidas por efecto Joule en una cierta instalación industrial, los capacitores deben instalarse junto a las cargas principales, de forma que eviten el paso de corrientes inductivas por el cableado. Si las cargas están conectadas en baja tensión los capacitores deberán instalarse también en baja tensión.

Al reducir las pérdidas y la temperatura en los motores, transformadores y líneas se aumenta la eficiencia de los equipos y la vida de sus aislamientos, lo que se traduce en un ahorro en reemplazo de equipos y mayor rendimiento de la inversión de los mismos.

## 2.- Factores técnicos.

### A.- Corrección del factor de potencia por medio de capacitores.

Una forma sencilla y económica de resolver estos inconvenientes y de obtener un ahorro considerable en la mayoría de los casos, es instalar capacitores en baja tensión.

Los capacitores conectados en paralelo a un equipo especial o a la carga que supone una instalación industrial completa, representan una carga reactiva de carácter capacitivo, que toma corrientes desfasadas  $90^\circ$ , en adelanto, respecto al voltaje. Estas corrientes, 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.

La fig. 4 muestra la misma planta industrial representada en la fig. 1 pero con un banco de capacitores de reactancia  $X_C$ , en paralelo.

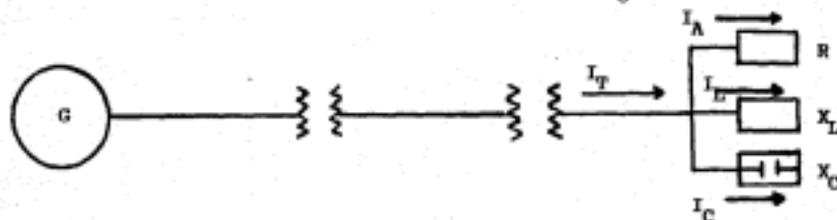


FIG. 4. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores instalados en paralelo con la carga global de la planta.

En la fig. 5 vuelve a representarse el voltaje y las corrientes en su forma vectorial y sinusoidal, mostrándose la corriente reactiva capacitiva  $I_C$ , la nueva corriente reactiva resultante  $I'_L$ , que en la figura sigue siendo de tipo inductivo y la nueva corriente total  $I'_T$ , resultante en la línea de alimentación. Puede verse como  $I_T$  y por tanto, también  $I_L$ , se han reducido considerablemente.

Físicamente no se ha anulado la corriente capacitiva  $I_C$ , ni tampoco la parte equivalente  $I_L - I'_L$  de corriente inductiva. Lo que es 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 fig. 5 se desprende que variando la carga capacitiva instalada  $X$  (o lo que es lo mismo, la potencia del banco de capacitores), - el ángulo  $\theta$ , convertido en  $\theta'$ , pueda reducirse tanto como se quiera y por consiguiente el factor de potencia puede aproximarse al valor de 100 %, tanto como sea conveniente.

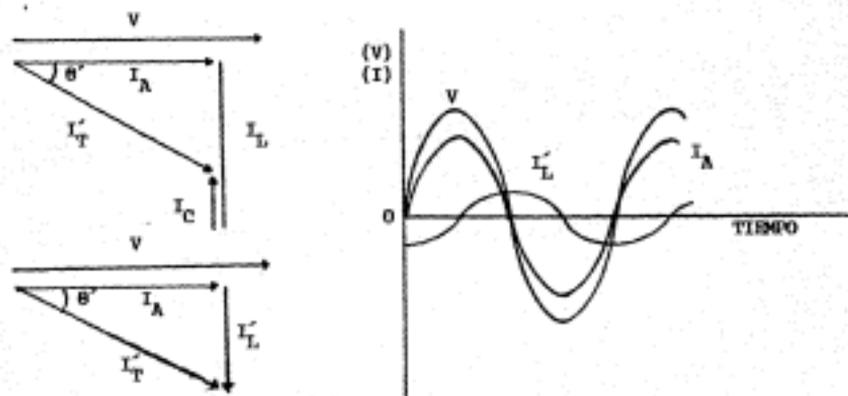


FIG. 5. Corriente reactiva y total de línea resultantes al instalar un banco de capacitores.

En la práctica cuando se resuelven casos de bajo factor de potencia, suele operarse con consumos de potencia más bien que de corrientes. El producto del voltaje de operación, medido en kilovolts, por las corrientes  $I_A$  e  $I_T$ , medidas en amperes, determina la potencia consumida en kilowatts y en KVA, respectivamente (incluyendo el factor  $\sqrt{3}$ , cuando se trata de corrientes trifásicas). Por definición, el producto del voltaje de operación, en kilovolts, por la corriente reactiva, en amperes, determina la llamada potencia reactiva, medida en KVAR.

En la fig. 6 se muestra el paso del triángulo de corrientes al conocido triángulo de potencias, más usado en la práctica. Ambos triángulos son semejantes, puesto que el segundo se obtiene de multiplicar por un mismo número las magnitudes que forman los tres lados del primero. El subíndice L que aparece en la magnitud KVAR, indica que se trata de una potencia reactiva de tipo inductivo.

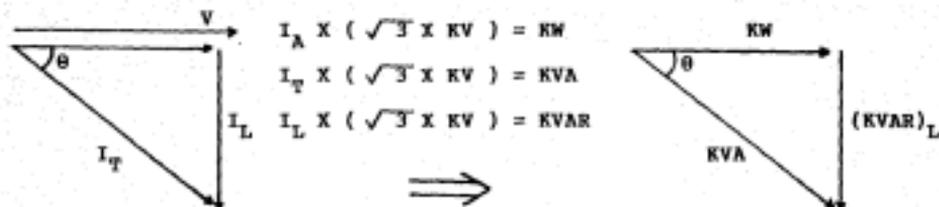


FIG. 6. Paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias, cuando se trata de corrientes trifásicas balanceadas.

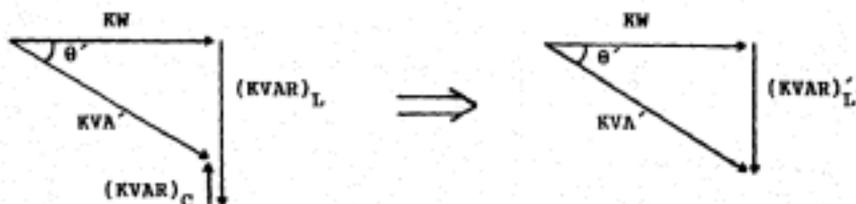


FIG. 7. Corrección del factor de potencia, añadiendo potencia reactiva proporcionada por un banco de capacitores.

En la fig. 7, puede verse cómo añadiendo potencia reactiva de tipo capacitivo  $(KVAR)_C$ , proporcionada por un banco de capacitores conectados en paralelo, el factor de potencia puede acercarse al valor de 100%, tanto como se quiera.

Conociendo la potencia activa KW (medida en kilowatts) que se consume en una instalación industrial y el  $\cos \theta_1$  (factor de potencia) a que se opera, es fácil determinar la potencia en KVAR, del banco de capacitores que es necesario instalar para aumentar el factor de potencia a un nuevo valor  $\cos \theta_2$ , deseado.

En efecto, de la fig. 8 se deduce la relación:

$$KVAR = KW (tg \theta_1 - tg \theta_2) \quad (2)$$

Los valores de  $tg \theta_1$  y  $tg \theta_2$ , se determinan a partir de los valores de  $\cos \theta_1$  y  $\cos \theta_2$ , respectivamente por medio de-

$$\operatorname{tg}^2 \theta = \frac{1}{\cos^2 \theta} - 1$$

Cuando en lugar de conocerse el consumo medio en KW, en kilowatts, se conoce la energía consumida durante un mes KW-hr, en kilowatts-hora - (este es el caso más frecuente), puede calcularse la magnitud KW dividiendo los KW-hr por las horas trabajadas durante el mes.

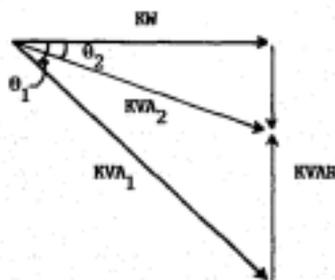


FIG. 8. Método práctico para corregir el factor de potencia.

B.- Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores.

Cuando el banco, o los bancos de capacitores, se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento en capacidad de carga que se ha obtenido al pasarse de un factor de potencia  $\cos \theta_1$ , a un nuevo valor  $\cos \theta_2$ . Si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en kilovolts-ampers, el aumento en potencia activa disponible puede calcularse según la expresión:

$$KW_2 - KW_1 = KVA (\cos \theta_2 - \cos \theta_1) \quad (3)$$

Ejemplo:

Contamos con un transformador de 500 KVA operado con un factor de potencia de  $\cos \theta_1 = 0.70$  (70%), disponemos de una potencia activa de  $500 \times 0.70 = 350$  KW. Mejorando el factor de potencia a un valor de  $\cos \theta_2 = 0.85$  (85%), obtendremos un aumento en capacidad de aproximadamente un 20% :

$$(3) \quad 500 (0.85 - 0.70) = 75 \text{ KW}$$

Con exactitud, el aumento obtenido es de:

$$\Delta KW = \left( \frac{\cos \theta_2}{\cos \theta_1} - 1 \right) \% \quad (4)$$

En el caso de que los transformadores se encuentren ya sobrecargados y se intente corregir esta sobrecarga, a base de mejorar el factor de potencia, podemos proceder de la forma siguiente:

Supongamos que  $\Delta KVA$  es el valor de la sobrecarga ( diferencia entre el consumo actual de potencia aparente y la capacidad nominal de los transformadores de potencia ),  $KVA$  es la capacidad nominal de los transformadores y  $KW$  representa el consumo actual (necesario) de potencia activa; con estos datos podemos calcular el factor de potencia actual:

$$\cos \theta_1 = \frac{KW}{KVA + \Delta KVA}$$

y el factor de potencia que es necesario alcanzar para operar sin sobrecarga:

$$\cos \theta_2 = \frac{KW}{KVA}$$

Conociendo  $\cos \theta_1$  , y  $\cos \theta_2$  , podemos calcular por medio de la expresión (2), la potencia reactiva, en KVAR que es necesaria instalar.

Estas mismas consideraciones son aplicables al caso de un generador eléctrico, con una capacidad generadora expresada por la magnitud KVA (kilovoltampere).

La gráfica de la fig. 9, nos sirve para conocer el incremento de carga en un transformador y/o generador que se encuentre ya con sobrecarga.

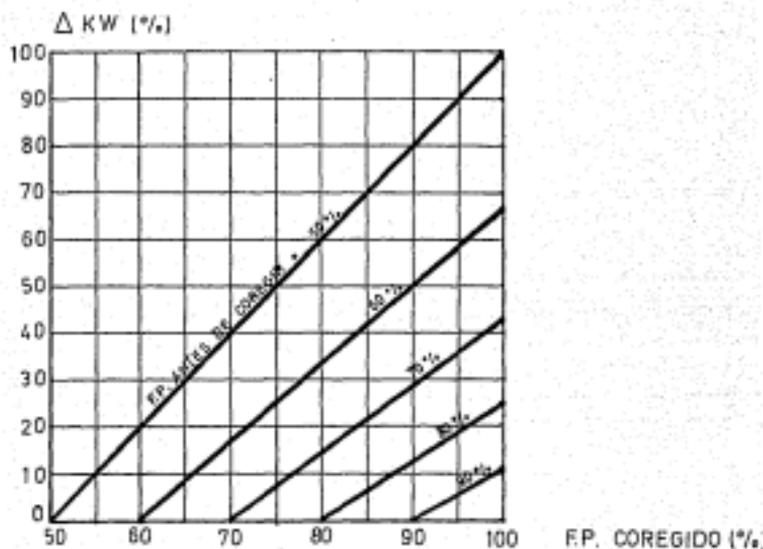


FIG. 9. Aumento de capacidad de un sistema o transformador en porcentaje de KW cuando se corrige el factor de potencia por medio de capacitores.

C.- Reducción de pérdidas por el efecto Joule.

Además de los beneficios mencionados anteriormente, la instalación de bancos de capacitores produce otro beneficio adicional: Es la reducción de pérdidas por el efecto Joule, en los tramos de línea que van desde los generadores a los puntos donde están colocados o instalados los capacitores.

En efecto, las pérdidas por calor producidas en las líneas provienen tanto de las corrientes activas como de las reactivas que circulan por las mismas y representan una energía perdida, que el consumidor paga como si la hubiese transformado en trabajo productivo.

Llamando  $P$  a estas pérdidas y  $R$  a la resistencia óhmica total de una instalación industrial, se tiene:

$$P = R I_A^2 + R I_L^2$$

Teniendo en cuenta que  $I_T^2 = I_A^2 + I_L^2$  esta expresión toma la forma:

$$P = R I_T^2$$

Vamos a llamar  $P_1$  a las pérdidas correspondientes al factor de potencia  $\cos \theta_1$  y  $P_2$  a las pérdidas correspondientes al nuevo factor  $\cos \theta_2$ , obtenido al instalar capacitores junto a las cargas que consumen potencia reactiva.- Suponiendo que tanto la demanda de potencia activa, como el voltaje, no cambian apreciablemente después de haberse instalado los capacitores, tendremos:

$$KW = \sqrt{3} (KV) I_{T1} \cos \theta_1 = \sqrt{3} (KV) I_{T2} \cos \theta_2$$

Expresión que nos relaciona las corrientes totales  $I_{T1}$  e  $I_{T2}$ , antes y después de la instalación del banco de capacitores, con los factores de potencia respectivos.

$$\text{Llamando} \quad - \Delta P = 100 \times \frac{P_1 - P_2}{P_1}$$

Obtenemos finalmente

$$- \Delta P = 100 \left( 1 - \left( \frac{\cos \theta_1}{\cos \theta_2} \right)^2 \right) \% \quad (5)$$

Expresión que nos da la disminución de pérdidas por el efecto Joule, en tanto por ciento, obtenidas al mejorar el factor de potencia de un valor  $\cos \theta_1$ , al nuevo valor  $\cos \theta_2$ .

Puede comprobarse que el paso de un factor de potencia del 70% al 85%, por ejemplo, produce una disminución de pérdidas por valor de más de 30%.

Este efecto es particularmente importante en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por razones económicas, es conveniente que en éstas, se mantenga constante la relación  $\frac{P}{KW}$ , independientemente de la potencia activa transportada.

Según la expresión

$$\frac{P}{KW} = \frac{R}{3(KV)^2} \frac{KW}{\cos^2 \theta}$$

(R: resistencia ómica de la línea)

Vemos que para que esto sea posible, es necesario que la relación  $\frac{KW}{\cos^2 \theta}$  se mantenga constante.

Llamando  $KW_{\text{máx.}}$  a la potencia activa transmitida cuando  $\cos \theta = 1$  (máxima posible), se concluye que:

$$KW = KW_{\text{máx.}} \cos^2 \theta \quad (6)$$

Vemos pues, que siguiendo este criterio, la potencia activa transportable es proporcional al cuadrado del factor de potencia a que se efectúa la distribución. Para un factor  $\cos \theta = 0.70$ , la potencia transportable sería el 49% de la máxima posible; de donde se deduce la importancia del control del factor de potencia para lograr una distribución más económica dentro de una instalación industrial o sistema.

En la fig. 10 se anexa una gráfica de reducción de pérdidas por efecto Joule al instalar capacitores.

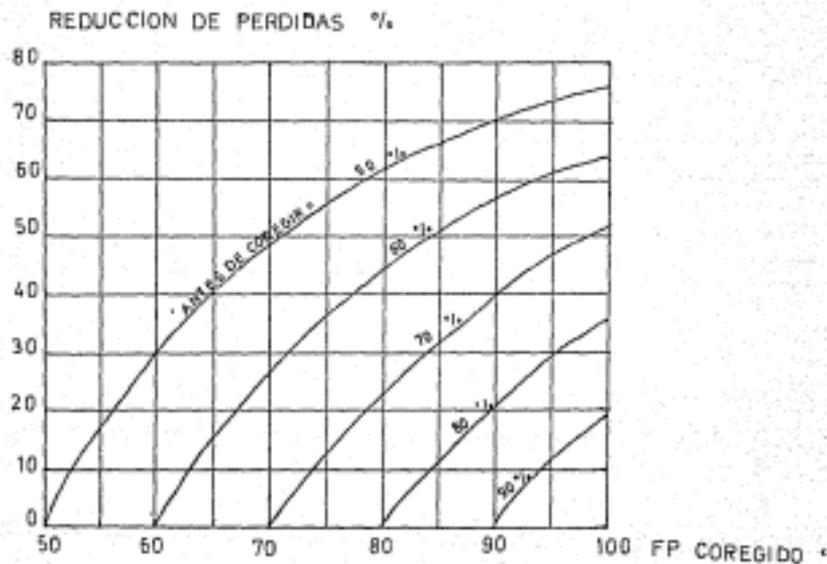


FIG. 10. Reducción de pérdidas por efecto Joule, obtenida en una instalación industrial, o una línea de distribución de energía eléctrica, al corregir el factor de potencia de la carga, por medio de capacitores.

#### D.- Regulación de voltaje.

Otro efecto importante logrado al instalar bancos de capacitores en líneas eléctricas y plantas industriales: Es la posibilidad de regular el voltaje de operación.

En la fig. 11, se representa esquemáticamente una línea de distribución, que partiendo de un generador G, alimenta una carga de impedancia Z.

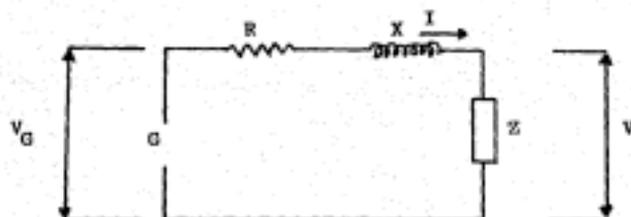


FIG. 11. Representación esquemática de una línea de distribución.

Vamos a llamar  $V_G$  al voltaje de operación del generador (prácticamente constante),  $V$  al voltaje que llega a la carga  $Z$ , e  $I$  a la corriente que circula por cada fase de la línea. La resistencia y reactancia equivalentes, por fase, de la línea se representan por  $R$  y  $X$ , respectivamente, siendo esta última de carácter inductivo, en el caso más frecuente de líneas aéreas operando con carga superior a su carga crítica.

La fig. 12, muestra una representación vectorial de las caídas de tensión en la línea y en la carga.

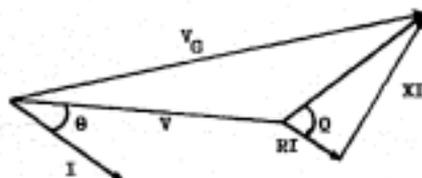


FIG. 12. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga  $Z$ , de la fig. 11.

Vemos en dicha figura, que la caída de tensión total en la línea (suma de los vectores RI y XI), depende de la corriente que circula por la misma y por consiguiente, de la potencia solicitada por la carga Z. Vemos pues, que la configuración del diagrama vectorial de la fig. 12, va a cambiar según la variación de la demanda de potencia en KW de la carga (la demanda de potencia reactiva de las instalaciones industriales suele experimentar variaciones mucho menores que las que experimenta la demanda de potencia activa). Al aumentar la demanda de potencia KW, aumentará la corriente I y por tanto la caída de tensión total en la línea; como  $V_G$  se mantiene constante (en módulo), esto implicará una disminución de V (en módulo), siempre que los ángulos  $\theta$  y  $Q$  se mantengan constantes.

La disminución incontrolada del voltaje V, puede ocasionar graves perturbaciones en los centros de consumo de energía eléctrica, que es necesario evitar por medio de una regulación adecuada. Una forma económica y eficaz de lograr esta regulación consiste en controlar el ángulo  $Q$ , o bien el ángulo  $\theta$ , por medio de la instalación de bancos de capacitores en las líneas o en los centros de consumo, respectivamente. Resultan así dos procedimientos posibles de regulación de voltaje:

a) Compensación de la línea.

Disminuyendo el ángulo  $Q$ , o lo que es igual, la relación  $\tan Q = \frac{X}{R}$ , la caída de tensión total en la línea disminuye y por consiguiente, tiende a aumentar el voltaje V.

b) Compensación de la carga.

Disminuyendo el ángulo  $\theta$ , es decir, aumentando el  $\cos \theta$ , los vectores  $V_G$  y V tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando el voltaje V. Por añadidura, este efecto resulta especialmente favorecido por la reducción de corriente que los capacitores ocasionan en las líneas.

Teniendo en cuenta que, en la práctica, las magnitudes  $V_G$  y  $V$  son mucho mayores que la caída de tensión total en la línea, es posible sustituir a efectos de cálculo, la caída de tensión real  $|V_G - V|$ , por el valor aproximado:

$$\Delta V = RI \cos \theta + XI \sin \theta$$

Definiendo por  $u = \frac{\Delta V}{V}$ , la caída de tensión relativa y teniendo en cuenta que:

$$KW = \sqrt{3} (KV) I \cos \theta$$

obtenemos:

$$u = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW + \frac{X}{10^3 (KV)^2} KW \operatorname{tg} \theta \quad (7)$$

En la práctica, debe lograrse que  $u$  no sobrepase un valor prefijado (normalmente bastante pequeño), manteniéndose  $V$  prácticamente constante.

La máxima potencia transportable por una línea dada, sin sobrepasar este valor de  $u$ , la obtendremos cuando se anule la componente reactiva  $X$  de la línea y al mismo tiempo, se anule el ángulo  $\theta$ . Esta potencia máxima viene dada por la expresión:

$$u = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW \text{ máx.}$$

Eliminando el voltaje  $V$ , entre esta expresión y la anterior, e introduciendo la notación  $\operatorname{tg} Q = \frac{X}{R}$ , queda:

$$KW = \frac{KW \text{ máx.}}{1 + \operatorname{tg} Q \operatorname{tg} \theta} \quad (8)$$

Esta expresión aproxima proporcionalmente errores despreciables, siempre que se opere con valores de  $\cos \theta$  inferiores a 0.95, cosa que es normal en la práctica y valores de  $u$  del orden del 5%. De lo contrario, puede recurrirse a la expresión exacta, bastante más complicada en su forma, pero también muy sencilla de deducir partiendo del valor exacto de la caída de tensión en la línea  $|V_G - V|$ , en lugar del aproximado  $\Delta V$  y siguiendo el mismo razonamiento expuesto anteriormente.

La expresión (8), nos permite conocer la potencia activa que es posible transmitir sin llegar a producir una caída de voltaje que sobrepase el porcentaje  $u$  (ya que  $KW_{\text{máx.}}$ , depende de  $u$ ), en función del factor  $\operatorname{tg} Q$  y del factor de potencia a que se efectúa el suministro de energía eléctrica.

A título de ejemplo, se proporcionan en la tabla siguiente, cuatro valores máximos de potencia activa que, según este criterio, es posible transmitir contando con las combinaciones de  $\operatorname{tg} Q$  y  $\cos \theta$ , que se indican a continuación.

$\text{tg } \theta$	$\cos \theta$	$\text{KW}/\text{KWmáx}$
4	0.70	19.7 %
4	0.85	28.9 %
4	0.95	43.5 %
1	0.85	61.9 %

Inversamente, de la expresión (8) podemos deducir para cada valor de la potencia activa transmitida KW, el factor  $\text{tg } \theta$  a que debe operar la línea (compensación de la línea), o el factor  $\text{tg } \theta$  y por consiguiente, el  $\cos \theta$ , con que debe operar la carga (compensación de la carga). De dicha expresión se deduce que, cuando crece la demanda de potencia activa KW, debe disminuir el término  $\text{tg } \theta$  (línea compensada), o bien el término  $\text{tg } \theta$  (carga compensada). Esto último implica el aumentar el  $\cos \theta$ , es decir, mejorar el factor de potencia de la carga en las horas de mayor demanda. Ambos efectos pueden lograrse controlando la potencia de los bancos de capacitores instalados en la línea o en la carga, respectivamente. En la práctica, este tipo de regulación se efectúa de forma automática, por medio de controles adecuados.

De la expresión (7), se deduce fácilmente la elevación de voltaje lograda al conectar un banco de capacitores de potencia reactiva total L, al final de una línea de distribución. Dicha elevación de voltaje puede calcularse según la expresión:

$$e = \frac{X}{10 (\text{KV})^2} L \quad (9)$$

Donde e es la elevación de voltaje, expresada en tanto por ciento, L es la potencia reactiva del banco de capacitores en KVAR, X es la reactancia total por fase, de la línea en ohms y KV es el voltaje nominal de la línea, en kilovolts.

### 3.- Factores económicos.

#### A.- Penalización del bajo factor de potencia.

De la fórmula (1):

$$\cos \theta = \frac{\text{INTENSIDAD ACTIVA}}{\text{INTENSIDAD TOTAL}} = \frac{I_A}{I_T} = \frac{KW}{KVA}$$

como el valor del  $\cos \theta$  siempre es menor a la unidad, se puede ver que la intensidad total tomará un valor más elevado que el que tomaría si el equipo no fuera inductivo, y que este valor será tanto más alto cuanto más inductivo sea el aparato considerado.

El hecho de que exista un bajo factor de potencia en una instalación, produce un aumento en la intensidad de corriente, lo cual origina pérdidas por calor y fuertes caídas de tensión, obligando a la compañía suministradora a aumentar a su vez, la potencia de sus plantas generadoras, transformadoras y líneas de transmisión o distribución.

Por estas razones, se autoriza al distribuidor de energía eléctrica a cargar una penalidad al usuario de acuerdo al criterio de la tarifa eléctrica en vigor.

En México, esta tarifa está determinada por el diario oficial del año 1973: Toda instalación que tenga un bajo factor de potencia, deberá por lo tanto pagar una multa o sobre precio por kWh por un coeficiente variable según el factor de potencia del consumidor.

De acuerdo a esto, cuando el factor de potencia tenga un valor inferior a 85%, aparecerá en el recibo un "CARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA" y además se indica el valor del bajo factor de potencia (FP).

Este recargo se obtiene por medio de la siguiente fórmula:

$$\% \text{ PENALIDAD} = \frac{\text{FACTOR DE POTENCIA MÍNIMO (85)}}{\text{FACTOR DE POTENCIA ACTUAL}} - 1 \times 100$$

Según la fórmula anterior, se tabularon los siguientes valores, para darse idea de los porcentajes de penalidad, ver tabla I.

#### B.- El factor de potencia y los costos de producción.

En la época actual, de continuo incremento de los costos, es de vi

TABLA I

F.P. ACTUAL	F.P. MINIMO	% DE PENALIDAD
.84	.85	1.19
.83	..	2.41
.82	..	3.66
.81	..	4.94
.80	..	6.25
.79	..	7.59
.78	..	8.97
.77	..	10.39
.76	..	11.84
.75	..	13.33
.74	..	14.86
.73	..	16.43
.72	..	18.05
.71	..	19.72
.70	..	21.40
.69	..	23.19
.68	..	25.00
.67	..	26.86
.66	..	28.78
.65	..	30.77
.64	..	32.81
.63	..	34.92
.62	..	37.09
.61	..	39.34
.60	..	41.66
.59	..	44.06
.58	..	46.55
.57	..	49.12
.56	..	51.78
.55	..	54.54

TABLA I. Porcentajes de penalidad al incurrir en un bajo factor de potencia.

tal importancia al hacer uso racional de nuestros recursos. La energía eléctrica es un recurso no renovable que no escapa a la tendencia del incremento de su costo.

La energía eléctrica mueve industrias y debemos utilizarla en la forma más eficiente posible, es lógico que su gradual agotamiento lo convierta en un elemento cada día más escaso y por lo mismo, más costoso.

Costos de producción, son los que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados, se dividen en:

- 1.- MATERIA PRIMA: Es el costo de materiales integrados al producto.
- 2.- MANO DE OBRA : Es el costo del sueldo directo que interviene en la transformación de los productos.
- 3.- GASTOS DE FABRICACION INDIRECTOS : Son los costos que intervienen en la transformación de los productos de una manera indirecta.

Toda industria que pretende llegar a un adecuado control económico de su producción, debe vigilar celosamente los llamados "COSTOS DE PRODUCCION".

Los costos de producción pueden ser englobados en dos grandes grupos:

- 1°) COSTOS FIJOS. Que se mantienen constantes para cualquier volumen de producción, si este no crece demasiado.
- 2°) COSTOS VARIABLES. Que dependen fundamentalmente del volumen de la producción.

Citaremos algunos de los factores que en forma importante, constituyen los costos variables:

- Costos de materia prima.
- Costos de mano de obra.
- Costo de la energía empleada en la producción.

Si la energía eléctrica es uno de los factores que afectan o modifican los costos de producción, vale la pena saber si lo que se paga por ella, mes a mes, es lo justo o si se está siendo objeto de recargos en la tarifa, por conceptos cuya naturaleza hemos desconocido y que por lo tanto han quedado fuera de nuestro control.

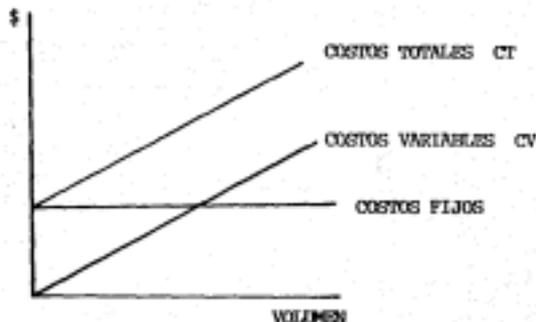


FIG. 13. Gráfica de costos.

Veamos gráficamente como se comportan los costos en la fig. 13, y como se alteran los costos totales, al disminuir los costos variables en la fig.-14.

- Donde: CV = Costos variables.  
 CT = Costos totales.  
 CV' = Costos variables disminuidos.  
 CT' = Costos totales disminuidos.

Esto significa que al reducir nuestros costos variables, obtenemos un ahorro en nuestros costos totales, aun, manteniendo los costos fijos iguales.

Hemos visto anteriormente, que si operamos con un factor de potencia inferior a 85%, tendremos que pagar un recargo, pero si el factor de potencia se eleva a un valor superior de 85%, EVITAREMOS PAGAR ESTA MULTA Y ASI MEJORARLOS COSTOS DE PRODUCCION.

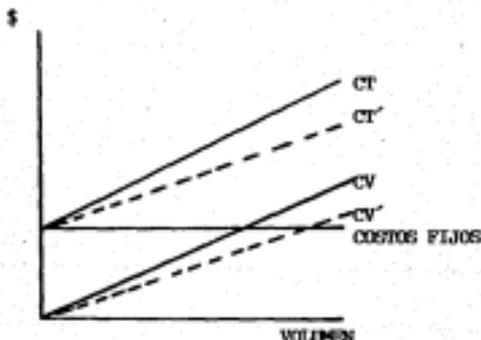


FIG. 14. Gráfica de costos al disminuirlos.

Además de evitar la penalidad de la compañía suministradora, al corregir el bajo factor de potencia, vemos como se ahorra dinero al instalar capacitores.

1.- Si mejoramos el bajo factor de potencia donde se esté provocando, entonces, no serán necesarios alimentadores capaces de llevar las corrientes de plena carga de los motores.

2.- Si la instalación ya está trabajando, al corregirse el bajo factor de potencia, la carga en amperes, conectada a ella se reduce y entonces puede aceptar la instalación de otros motores que pueden ser motivo de alguna ampliación y que sin el factor de potencia corregido, habieran provocado una sobrecarga en la instalación, en los transformadores o bien podían haber motivado gastos adicionales de instalación.

3.- Al disminuirse la corriente en las líneas de distribución y en los transformadores, se reducen las pérdidas en el cobre ( $I^2R$ ) y por consiguiente la temperatura de operación de los equipos. Esto se traduce en incremento en la eficiencia de los equipos y en la vida de sus aislamientos, lo que origina una reducción adicional en la cuenta de energía eléctrica.

Es importante que la aplicación de capacitores esté respaldada por conocedores en la materia puesto que habrá casos especiales que ameriten estudios más complejos como el uso de los bancos de capacitores desconectables, el lugar de su instalación, su protección, su costo, etc., temas que trataremos en los dos capítulos siguientes.

## CARACTERÍSTICAS DE LOS CAPACITORES EN BAJA TENSION, SU INSTALACION Y CALCULO.

## 1.- Características actuales de los capacitores en baja tensión.

Los capacitores en baja tensión que existen en el mercado, han sido diseñados para ser conectados a circuitos trifásicos de distribución, a tensiones normales de 220 y 440 volts, en corriente alterna.

Cada capacitor se fabrica ensamblando unidades modulares monofásicas en conexión delta (ver fig. 15).

La conexión mecánica y eléctrica de las unidades monofásicas, constituye un arreglo simple para la formación de un capacitor trifásico.

Cada unidad modular monofásica tienen valores diferentes (ver tabla II - fig. 16). El ensamble de las tres unidades monofásicas, por consecuencia proporciona un capacitor trifásico con diferentes capacidades (ver tabla III fig. 17).

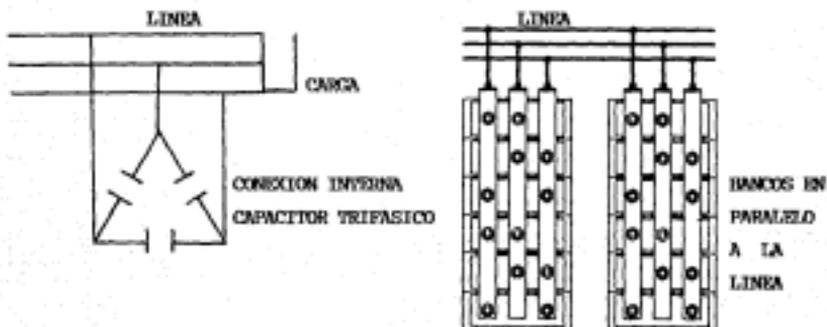


FIG. 15. Conexión de capacitores en baja tensión.

La conexión eléctrica entre las unidades modulares, se hace por medio de barras conectoras de aluminio.

El dieléctrico de los capacitores está formado por capas de polipropileno con un valor de pérdidas muy bajo (0.5 watts/KVAR).

Las placas están formadas por una capa muy delgada de una aleación especial, depositada directamente sobre el plástico por medio de un sistema de evaporación bajo vacío.

En caso de producirse una falla en el dieléctrico, el consecuente arco produce la evaporación de una pequeña superficie del metal restableciéndose así el aislamiento. Esta propiedad de autoregeneración, permite varias fallas en el dieléctrico sin causar interrupción en el servicio, por lo que su vida útil es muy larga.

Los recipientes de las unidades modulares son herméticos, donde los capacitores están impregnados con econol, que constituye un fluido que no representa un problema de contaminación ambiental por ser biodegradable. Anteriormente se inpregnaban con asfereles lo que producía la evaporación de gases, que contaminaban el ambiente.

Los capacitores modulares, están provistos de resistencias de descarga y fusibles internos, con un valor tal que se reduce la tensión a 50 volts, un minuto después de haber sido desconectados de la línea de alimentación. Es por esto que no hay necesidad de proveer de dispositivos de descarga y protección en la instalación.

Las características eléctricas son las siguientes:

Clase de aislamiento 1.2 KV.

Nivel básico de impulso (BIL) 30 KV.

Sobretensión permisible 10 %.

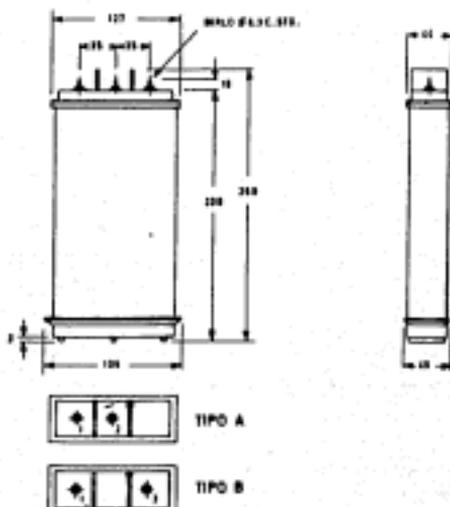
Frecuencia de operación 60 Hz.

Límites de operación de - 25 a + 40 °C.

Altura de operación 2000 metros sobre nivel del mar.

La potencia nominal en KVAR y de tensión de línea Volts se dan en la tabla-III fig. 17, además en el cuadro de características de las tres marcas que existen en el mercado nacional se aprecian las diferencias de fabricación de los mismos.

FIG. 16



NOTA:

PARA FORMAR CAPACITORES TRIFÁSICOS SE REQUIEREN 3 UNIDADES -  
TIPO A POR CADA UNIDAD TIPO B

TABLA II

POTENCIA NOMINAL KVAR <sub>440V</sub>	TENSION NOMINAL VOLTS	CORRIENTE NOMINAL AMPS.	CAPACITANCIA MICROF.	PESO APROX. KG.	TERMINALES TIPO	Nº CATALOGO
2	230	8.7	100.3	1.3	A	2200
2	230	8.7	100.3	1.3	B	2201
1.66	480	3.6	20.9	1.3	A	2250
1.66	480	3.6	20.9	1.3	B	2251
3.33	480	7.2	41.8	1.3	A	2252
3.33	480	7.2	41.8	1.3	B	2253

ACOTACIONES EN M. M.

DIMENSIONES Y PESOS APROXIMADOS

CAPACITOR DE POTENCIA MONOFÁSICO DE BAJA TENSION  
( UNIDAD MODULAR ) TIPO ECONOVAR

FIG. 17

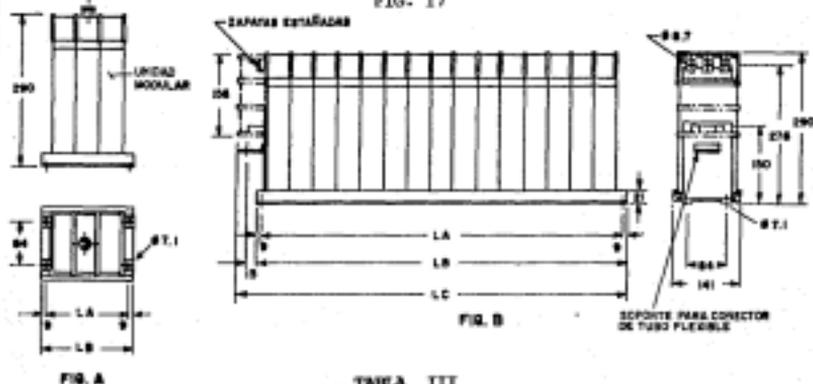


TABLA III

POTENCIA NOMINAL (KVAR @ 60Hz)	TENSION NOMINAL ENT.FASES VOLTS	CORRIENTE NOMINAL AMPS.	NUMERO DE UNIDADES MODULARES	FIG.	DIMENS. EN M. M.			PESO APROX. KG.	CALIBRE CONDUCTOR RECOMENDADO AWS	TUBO CONDUC. RECOMENDADO	No. CAT.
					LA	LB	LC				
6	230	15	3	A	165	183	—	4.5	3 X 10	—	2006
12	230	30	6	B	303	321	356	9	3 X 6	1	2012
18	230	45	9	B	441	459	494	14	3 X 4	1 1/4	2018
24	230	60	12	B	579	597	632	18	3 X 2	1 1/4	2024
30	230	75	15	B	717	735	770	23	3 X 2	1 1/4	2030
5	460	6	3	A	165	183	—	4.5	3 X 14	—	2105
10	460	13	3	A	165	183	—	4.5	3 X 10	—	2110
15	460	19	6	B	303	321	356	9	3 X 6	1	2115
20	460	25	6	B	303	321	356	9	3 X 6	1	2120
25	460	32	9	B	441	459	494	14	3 X 6	1	2125
30	460	38	9	B	441	459	494	14	3 X 6	1	2130
35	460	44	12	B	579	597	632	18	3 X 4	1 1/4	2135
40	460	50	12	B	579	597	632	18	3 X 4	1 1/4	2140
45	460	57	15	B	717	735	770	23	3 X 2	1 1/4	2145
50	460	63	15	B	717	735	770	23	3 X 2	1 1/4	2150
55	460	69	18	B	855	873	908	28	3 X 2	1 1/4	2155
60	460	75	18	B	855	873	908	28	3 X 2	1 1/4	2160

## NOTAS:

- A SOLICITUD DEL CLIENTE SE PUEDEN HACER ENSAMBLES DISTINTOS A LOS MOSTRADOS.
- CONEXIONES EN DELTA.
- TODOS LOS CAPACITORES LLEVAN RESISTENCIAS DE DESCARGA INTERNAS.
- LOS CAPACITORES SON AUTO-REGENERABLES.
- LOS CAPACITORES SON PARA USO EN INTERIORES (PARA USO EN EXTERIORES CONSULTAR A LA FABRICA).

ACOTACIONES EN M. M.

DIMENSIONES Y PESOS APROXIMADOS

**CAPACITORES DE POTENCIA TRIFASICOS PARA  
BAJA TENSION TIPO ECONOVAR**

CAPACITORES DE POTENCIA EN BAJA TENSION.

EXISTEN 3 MARCAS EN EL MERCADO NACIONAL: ECONDVAR, RTC Y TECNICA SALGAR (COPASA). PRESENTAMOS UN CUADRO COMPARATIVO DE ELLOS:

ECONDVAR	RTC	COPASA
VOLTAJE DE OPERACION +10% 230 V Y 460 V -10% 230 V Y 460 V	VOLTAJE DE OPERACION +10% 230 V Y 460 V -10% 230 V Y 460 V	VOLTAJE DE OPERACION 220 V Y 440 V
PROTECCION FUSIBLE PLATA CONTRA CORRIENTE	PROTECCION NO CUENTA	PROTECCION NO CUENTA
REACTOR LIMITA CORRIENTE DE- CONEXION ENTRE BOBIL- NAS 3A. A 5A. ARMO- NICA.	NO CUENTA	NO CUENTA
TEMPERATURA OPERACION -25 A 40 * C	TEMPERATURA OPERACION -20 A 40 * C	TEMPERATURA OPERACION -20 A 40 * C
VIDA UTIL PROMEDIO 15 A 20 AÑOS	VIDA UTIL PROMEDIO 7 A 12 AÑOS	VIDA UTIL PROMEDIO 2 A 7 AÑOS
PERMANENCIA EN MERCA- DO NACIONAL, 27 AÑOS	PERMANENCIA EN MERCA- DO NACIONAL, 15 AÑOS	PERMANENCIA EN MERCA- DO NACIONAL, 2 AÑOS
TECNOLOGIA FRANCESA	TECNOLOGIA SUECO-AMERICANA	TECNOLOGIA FRANCO-MEXICANA
PRESENTACION MODULAR. PUEDE AUMEN- TARSE LA CAPACIDAD EN KVAR.	PRESENTACION GABINETE MODULAR NO PUEDE AUMENTARSE CAPACIDAD EN KVAR.	PRESENTACION GABINETE CERRADO VA- LOR KVAR FIJOS.
UTILIZACION DE IM- PREGNANTE	UTILIZACION DE IM- PREGNANTE	SEMISECOS VIDA UTIL MENOR

ECONOVAR	RTC	COFASA
BAJO PESO. LIGEROS EN INSTALACION.	PESADOS	PESADOS
SERVICIO INTERIOR	SERVICIO INTERIOR	SERVICIO INTERIOR
ESTRUCTURA PLASTICO DE ALTA RESISTENCIA ANTICORROSIVA	ESTRUCTURA METALICA CORROSIVA	ESTRUCTURA METALICA CORROSIVA
CONSTRUCCION VENTILADA	CONSTRUCCION CERRADA	CONSTRUCCION BELLADA
CONEXION A TIERRA NO REQUIERE	CONEXION A TIERRA SI REQUIERE	CONEXION A TIERRA SI REQUIERE
MANTENIMIENTO FACILIDAD EN REEMPLAZO MODULOS	MANTENIMIENTO FACILIDAD EN REEMPLAZO MODULOS	MANTENIMIENTO NO SE PUEDE REALIZAR
RESISTENCIAS DE DESCARGA 50 VOLTS EN 1 MINUTO	RESISTENCIAS DE DESCARGA 50 VOLTS EN 1 MINUTO	RESISTENCIAS DE DESCARGA 50 VOLTS EN 1 MINUTO
PARTICIPACION EN EL MERCADO NACIONAL 1987 53.5% CON 90 MVAR	PARTICIPACION EN EL MERCADO NACIONAL 1987 35.7% CON 60 MVAR	PARTICIPACION EN EL MERCADO NACIONAL 1987 10.8% CON 18 MVAR
GARANTIA 3 AÑOS	GARANTIA 1 AÑO	GARANTIA 1 AÑO

## 2.- Instalación de los capacitores en baja tensión.

### A.- Compensación individual.

Consiste en instalar los capacitores junto a cada una de las cargas que consumen potencia reactiva, compensando individualmente su factor de potencia.

Esta instalación presenta la ventaja de asegurar un buen factor de potencia, independientemente de las condiciones de carga; así como el reducir al mínimo las pérdidas por efecto Joule en la instalación eléctrica.

Además, la compensación individual suele evitar la necesidad de un dispositivo especial para conectar y desconectar el banco de capacitores, ya que en muchos casos los capacitores pueden operarse con el mismo dispositivo de conexión y desconexión de la carga que van a compensar.

Sin embargo, este método de compensación es algo costoso cuando no se trabaja la carga al 100 %, lo que origina que una parte de los capacitores estén fuera de servicio.

### B.- Compensación en grupo.

Cuando el motivo principal de instalar capacitores es el de corregir el factor de potencia de una cierta instalación industrial y no el de minimizar las pérdidas por el efecto Joule que se ocasionan en la misma, la solución más económica suele lograrse corrigiendo el factor de potencia de la instalación completa, en una forma global.

Esta suele ser también la mejor solución, si lo que se pretende es aumentar la capacidad de carga activa de los transformadores, o mejorar los niveles de voltaje.

Si la carga de la instalación industrial no está sujeta a fuertes variaciones, basta con instalar un banco de capacitores fijo que, en condiciones de plena carga, corrija el factor de potencia global a un valor ligeramente más alto que el mínimo admitido por la compañía eléctrica suministradora, o bien, el valor que sea necesario para obtener el aumento de capacidad de carga o aumento de voltaje deseados.

En caso de cargas muy variables en que se pretenda corregir el factor de potencia a un valor próximo a la unidad para cualquier condición de carga, resultará conveniente instalar un banco de capacitores dividido en secciones desconectables, que entren y salgan de operación accionadas por medio de un control automático.

El dispositivo de accionamiento automático, suele constar de un control de escalonamiento múltiple, sensible a kilovares o al mismo factor de potencia y un juego de contactores que, operados por dicho control, sirven para conectar o desconectar las distintas secciones del banco.

En la fig. 18 se representa un esquema típico de conexión eléctrica de un banco de capacitores de baja tensión dividido en secciones desconectables.

Con este procedimiento puede lograrse que el factor de potencia global de la carga, se mantenga, en forma permanente entre valores tales como el 98 % en retraso y el 98 % en adelanto.

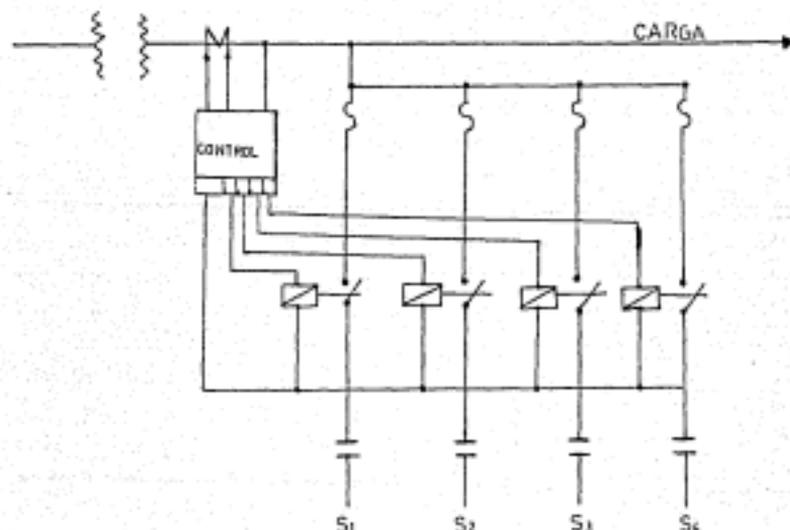


FIG. 18. Esquema unifilar de conexión eléctrica de un banco de capacitores en baja tensión, dividido en secciones desconectables operadas automáticamente.

### C.- Compensación mixta.

En el caso de instalaciones industriales que cuentan con grandes motores u otros equipos de gran consumo de potencia reactiva, puede ser conveniente el adoptar una solución mixta, consistente en compensar individualmente los aparatos de gran consumo de potencia e instalar para el resto de la carga un solo-banco fijo o dividido en secciones desconectables. De esta forma se disminuyen, en parte, las pérdidas por efecto Joule y puede evitarse parte o incluso la totalidad, del mecanismo de desconexión automática.

### D.- Compensación de motores de inducción.

La demanda de potencia reactiva de un motor de inducción varía con las condiciones de carga, disminuyendo apreciablemente en condiciones de baja carga. Por consiguiente, cuando se compensa individualmente este tipo de motores, el capacitor o banco de capacitores instalado no debe ajustarse a las condiciones de plena carga, ya que esto podría originar un exceso de potencia reactiva cuando se opere el motor en condiciones de baja carga o marcha en vacío.

Por otra parte, el tamaño del banco de capacitores también resulta limitado por el fenómeno de autoexcitación del motor, que puede originarse en el momento de la desconexión. Cuando se desconecta un motor de inducción al que se han instalado capacitores, la tensión entre bornes no baja rápidamente a cero, como sucede cuando se desconecta un motor sin capacitores. Esto es debido a que la corriente de descarga de los capacitores mantiene un cierto campo magnético en las bobinas del motor, induciéndose una tensión de autoexcitación mientras el motor sigue girando por inercia. Si los capacitores están excedidos en potencia reactiva, esta tensión puede alcanzar valores considerablemente más altos que la tensión nominal del motor, poniendo en peligro tanto al aislamiento del motor, como a los capacitores mismos.

Para evitar estos problemas, debe procurarse que la potencia del banco de capacitores no exceda las necesidades de potencia reactiva del motor para la marcha en vacío. Corrigiendo el factor de potencia en vacío a un valor próximo al 100 %, puede obtenerse un factor de potencia a plena carga del orden

del 95 % , sin que exceda en ningún momento la demanda de potencia reactiva del motor.

En la tabla IV, se da una orientación sobre la potencia reactiva del banco de capacitores, que puede instalarse para compensar individualmente un motor trifásico de inducción.

Bajo el punto de vista de seguridad industrial, también debe tomarse en cuenta la existencia de estas tensiones de autoexcitación y tomarse las medidas oportunas para evitar accidentes, ya que el personal puede creer que no existe tensión una vez que ha sido desconectado el motor.

Cuando se pretende compensar individualmente un motor trifásico de inducción, cuya operación se efectúe por medio de un contactor tripolar, la conexión del capacitor, o banco de capacitores, puede efectuarse tal como se indica en la fig. 19.

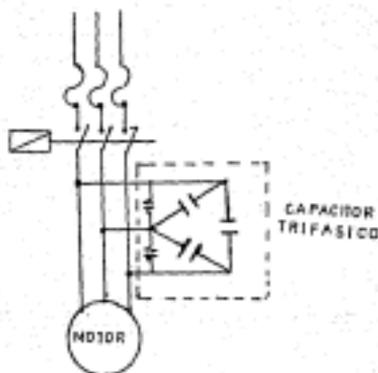


FIG. 19. Conexión de un banco de capacitores acoplado a un motor de inducción trifásico con contactor tripolar.

Cuando el motor está protegido con elementos térmicos, es conveniente tener la precaución de ajustarlos a la nueva corriente que toma el motor con los capacitores, la cual será considerablemente más baja que la del motor solo.

Cuando se usan arrancadores estrella-delta puede ocurrir que al cambiar de conexión en el arrancador, la pérdida del sincronismo entre la ten-

POTENCIA DEL MOTOR.	VELOCIDAD DE SINCRONISMO DEL MOTOR, EN RPM					
	3600	1800	1200	900	720	600
10	2.5	4	4	5	5	7.5
15	2.5	5	5	7.5	7.5	10
20	3	5	5	7.5	10	12.5
25	5	7.5	7.5	10	10	15
30	7.5	10	10	10	12.5	17
40	10	10	10	12.5	15	17.5
50	12.5	12.5	12.5	15	20	22.5
60	15	15	15	17.5	22.5	25
75	17.5	17.5	17.5	20	27.5	30
100	22.5	22.5	22.5	25	35	37.5
125	25	27.5	27.5	30	40	47.5
150	32.5	35	35	37.5	47.5	55
200	42.5	42.5	42.5	45	50	57.5

TABLA. IV. POTENCIA REACTIVA MÁXIMA DEL BANCO DE CAPACIDAD PARA CUBRIR LOS MOTORES TRIFÁSICOS DE INDUCCIÓN DE TIPO -- ADIERTO.  
POTENCIA REACTIVA EN KWPR.

sión residual de los capacitores y la tensión de la red, produzca una fuerte autoexcitación del motor en el momento de restablecerse el contacto, originándose sobretensiones excesivas que pueden dañar las bobinas del motor.

Para evitar este problema, existen en el mercado arrancadores especiales para operar motores con capacitores. Sin embargo, es frecuente que, en la práctica, haya que instalar capacitores en motores con arrancadores normales.

Esto puede hacerse sin dificultades si se observan las reglas siguientes:

1). en motores de potencia nominal inferior a 7.5 HP el problema no es grave por lo que no se hace necesario la instalación de capacitores.

2). En motores cuya potencia nominal esté comprendida entre 7.5 y 15 HP, no pueden instalarse capacitores trifásicos, ya que no existen en el mercado capacidades inferiores a 5 KVAR, sin embargo pueden instalarse capacitores monofásicos conectados como se indica en la fig. 20.

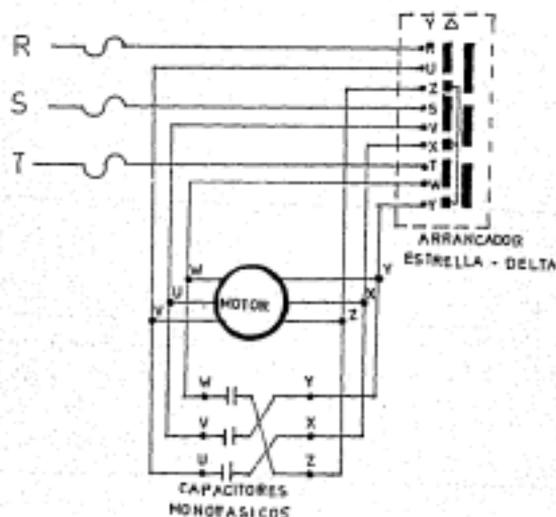


FIG. 20. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de 7.5 a 15 HP con arrancador estrella-delta normal.

3). En motores de potencia nominal superior a 15 HP, sus capacitores pueden conectarse con un contactor adicional, una vez que el arrancador estrella-delta a pasado a posición delta.

En la fig. 21 se muestra un diagrama de conexión, típico para este caso.

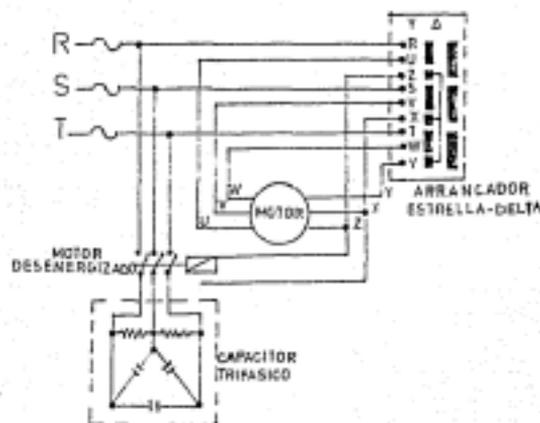


FIG. 21. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de más de 15 HP, con arrancador estrella-delta.

Cuando se instalan capacitores en motores de equipos de elevación: Grúas, funiculares, ascensores, etc., se utiliza una conexión análoga a la de este último caso.

Una característica común de estos equipos es el contar con un freno de electroimán que actúa cuando el motor queda desenergizado. Como el electroimán va conectado en paralelo con los bornes del motor, si no se usara un contactor adicional para los capacitores, éstos provocarían una tensión residual sobre el electroimán que impediría su actuación.

Este problema se resuelve recurriendo a una conexión tal como se indica en la fig. 22.

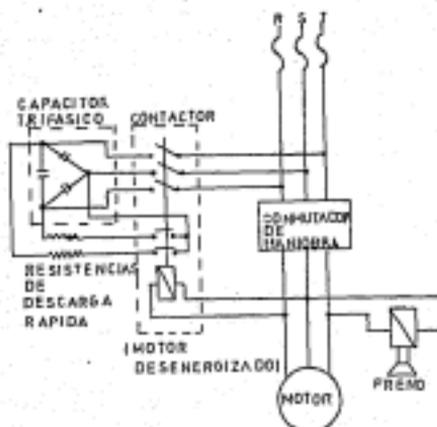


FIG. 22. Instalación de capacitores en paralelo con el rotor de un equipo de elevación.

#### E.- Compensación de transformadores.

Cuando se requiere corregir el factor de potencia de un transformador, por medio de capacitores instalados en el lado de baja tensión, debe procurarse que la potencia reactiva de los capacitores no sea mayor que el 10 % de la potencia nominal del transformador. De esta forma se evitan problemas de resonancia y se reducen las pérdidas de energía en el transformador cuando éste funciona en vacío.

En la tabla V se da una orientación sobre el orden de magnitud de la potencia reactiva que debe instalarse en capacitores, en función de la potencia nominal del transformador y el voltaje de la línea.

Cuando se efectúa este tipo de instalación, el banco de capacitores puede conectarse a la red a través de fusibles.

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR		VOLTAJE DE LA LINEA, EN KV		
KVA	5/13	15/23	23/24	
25	2	2.5	3	
50	3.5	5	6	
75	5	6	7	
100	6	8	10	
160	10	12.5	15	
250	15	18	22	
315	18	20	24	
400	20	22.5	28	
630	28	32.5	40	

TABLA. V. POTENCIA REACTIVA NECESARIA EN CAPACITORES PARA COMPENSAR TRANSFORMADORES. POTENCIA REACTIVA EN KVAR.

### 3.- Equipo de conexión y desconexión en baja tensión.

En baja tensión, los capacitores deben instalarse con equipo de conexión y desconexión estándar, capaz de interrumpir la corriente de cada uno de los conductores energizados, con la excepción de algunos casos, como cuando los capacitores se instalan entre un motor eléctrico y su dispositivo de conexión y desconexión o después de algún interruptor termomagnético o electromagnético derivado o general. En estos casos los dispositivos de conexión y desconexión mencionados pueden servir para operar simultáneamente a los capacitores.

No es necesario que el dispositivo de desconexión interrumpa al mismo tiempo la corriente de todos los conductores energizados.

Como dispositivos de conexión y desconexión pueden usarse interruptores de cuchillas, contactores magnéticos o termomagnéticos, o cualquier tipo de interruptor de potencia para baja tensión de uso estándar, siempre que se tomen los márgenes de corrientes especificados por el fabricante de estos equipos al ser operados con cargas capacitivas puras. La corriente nominal de estos dispositivos en ningún caso debe ser inferior al 135 % de la corriente nominal de los capacitores en baja tensión.

El dispositivo de conexión y desconexión debe ser capaz de soportar, en posición de contactos cerrados, las corrientes de cortocircuito, del sistema en el punto donde se encuentren instalados los capacitores, aún cuando no esté planteado o no sea capaz de interrumpir dichas corrientes de cortocircuito.

Cuando se instalan bancos fijos pueden usarse interruptores de cuchillas con fusible que permitan la conexión y desconexión esporádica del banco (como fines de mantenimiento, por ejemplo), ofreciendo también protección para un caso de cortocircuito. La corriente nominal de estas cuchillas debe exceder como mínimo, en un 65 % a la corriente nominal del banco de capacitores.

Cuando se instalan bancos desconectables (operaciones de conexión y desconexión continuadas) pueden usarse contactores no magnéticos (o arrancadores) cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 50 % a la corriente nominal del banco de capacitores. Como los contactores no proporcionan protección contra cortocircuitos, debe prevenirse la instalación adicional de una protección adecuada. Un interruptor de cuchillas adicional puede proporcionar dicha protección, por medio sus fusibles, además de la posibilidad de aislar el contactor del sistema cuando sea necesario (para operaciones de mantenimiento, por ejemplo).

Los bancos de capacitores desconectables también pueden operarse por medio de interruptores magnéticos o termomagnéticos, o cualquier otro tipo de interruptor de potencia de bajo voltaje, cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 35 % a la corriente nominal del banco de capacitores.

En el caso particular de los interruptores termomagnéticos de caja moldeada, la corriente nominal del interruptor debe exceder, como mínimo, en un 85 % a la corriente nominal del banco de capacitores. Debe prevenirse este mismo margen, cuando se usan contactores o interruptores instalados en el interior de gabinetes de control.

#### 4.- Determinación del factor de potencia en una instalación.

En general y tratándose de instalaciones ya en funcionamiento, no es necesario determinar su valor, ya que este dato viene indicado en el mismo recibo de consumo. No obstante, puede confirmarse a través de medición.

A continuación mencionamos algunos métodos para efectuar la medición.

1). Con un medidor de energía activa y otro de reactiva.

Una vez instalados, se hacen simultáneamente lecturas en intervalos de tiempo (por lo menos de 4 horas) y en condiciones normales de carga.

De estas lecturas se deducen teniendo en cuenta las constantes de los medidores, los consumos de KW y KVAR (energía activa y reactiva respectivamente). El factor de potencia procedido se obtiene con la siguiente expresión:

$$\cos \theta = \frac{KW_h}{\sqrt{(KW_h)^2 + (KVA_h)^2}}$$

Estas lecturas deberán repetirse durante varios días, obteniendo la media de los valores encontrados.

2). Con un vatímetro y un voltajímetro de gancho.

Se mide la potencia activa, en condiciones de plena carga, por medio del vatímetro (KW). En las mismas condiciones se mide el voltaje entre fases (V) y el amperaje por fase (I).

Por medio de la expresión:

$$KVA = \sqrt{3} (V) I$$

Se calcula los KVA consumidos a plena carga, y por la expresión:

$$\cos \theta = \frac{KW}{KVA}$$

Se calcula el factor de potencia en estas condiciones.

3). Con un factorímetro.

Obtendremos directamente el  $\cos \theta$  en %.

5.- Cálculo de la potencia reactiva requerida en capacitores para corregir el factor de potencia.

A.- Información básica requerida para calcular un banco de capacitores.

- 1). Datos de suministro: Voltaje entre fases.  
Frecuencia.  
Número de fases.
- 2). Localización del equipo de medición: Alta o baja tensión.
- 3). Voltaje de distribución.
- 4). Capacidades de los principales transformadores de potencia.
- 5). Datos de la tarifa eléctrica: Método para determinar el costo actual.
- 6). Datos de carga, tantos como sean posibles.
  - a. Demanda máxima en KW o KVA (definir cuál) aparece en su recibo.
  - b. Factor de potencia de la demanda máxima.
  - c. Demanda promedio en KW o KVA.
  - d. Factor de potencia de la demanda promedio.  
Alternativa 1 A partir de la demanda promedio expresada en kWh, durante un intervalo definido de tiempo.  
Alternativa 2 A partir de la demanda promedio en KVARh, durante un intervalo definido de tiempo.
- 7). Potencia total en HP o KW de los motores instalados.
- 8). Lista completa de motores de 20 HP, y mayores, dando potencia en HP o KW, velocidades, tipo y servicio.
- 9). Para grandes instalaciones, diagrama unifilar, indicando los principales tableros y alimentadores de distribución, así como la potencia en HP conectada a cada uno.
- 10). Temperatura media y máxima durante las 24 horas del día más caluroso del año.
- 11). Altura sobre el nivel del mar.

### B.- 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 es  $\cos \theta_1$ , la potencia del banco de capacitores que es necesario instalar para pasar a un nuevo factor de potencia que será  $\cos \theta_2$ , viene dada por la expresión:

$$KVAR = KW ( \operatorname{tg} \theta_1 - \operatorname{tg} \theta_2 )$$

Para facilitar el cálculo, se da directamente el valor del multiplicador (  $\operatorname{tg} \theta_1 - \operatorname{tg} \theta_2$  ), en función de los parámetros (  $\cos \theta_1 - \cos \theta_2$  ) en la tabla número VI.

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.

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 y como consumo, en kilowatts, el consumo medio resultante de dividir los kilowatts consumidos durante un mes, por las horas trabajadas mensualmente. El  $\cos \theta_2$  a alcanzar, debe estimarse mayor que 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 demasiado bajo.

### C.- Corrección del factor de potencia a plena carga.

Cuando la carga alimentada está sujeta a fluctuaciones severas 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, en 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.

TABLE VI

Factor de Potencia original	Factor de Potencia corregido %									
	0.70	0.75	0.80	0.85	0.87	0.90	0.92	0.95	0.97	1.00
0.10	8.91	8.05	9.18	9.31	9.36	9.45	9.50	9.60	9.68	9.96
0.15	5.56	5.70	5.84	5.97	6.02	6.10	6.16	6.26	6.33	6.86
0.20	3.88	4.02	4.15	4.28	4.33	4.41	4.47	4.57	4.65	4.90
0.25	2.85	2.99	3.12	3.25	3.31	3.39	3.45	3.54	3.62	3.87
0.30	2.16	2.30	2.43	2.56	2.61	2.70	2.75	2.85	2.93	3.18
0.32	1.94	2.08	2.21	2.34	2.39	2.48	2.53	2.63	2.71	2.96
0.34	1.74	1.88	2.01	2.14	2.20	2.28	2.34	2.44	2.51	2.76
0.36	1.57	1.71	1.84	1.97	2.02	2.11	2.17	2.26	2.34	2.59
0.38	1.41	1.54	1.68	1.81	1.87	1.95	2.01	2.10	2.18	2.43
0.40	1.27	1.41	1.54	1.67	1.72	1.81	1.87	1.96	2.04	2.29
0.42	1.14	1.28	1.41	1.54	1.59	1.68	1.74	1.83	1.91	2.16
0.44	1.02	1.16	1.29	1.42	1.47	1.56	1.62	1.71	1.79	2.04
0.46	0.91	1.05	1.18	1.31	1.36	1.45	1.50	1.60	1.68	1.93
0.48	0.81	0.95	1.08	1.21	1.26	1.34	1.40	1.50	1.58	1.83
0.50	0.71	0.85	0.98	1.11	1.17	1.25	1.31	1.40	1.48	1.73
0.52	0.62	0.76	0.89	1.02	1.08	1.16	1.22	1.31	1.39	1.64
0.54	0.54	0.68	0.81	0.94	0.99	1.07	1.13	1.23	1.31	1.56
0.56	0.46	0.60	0.73	0.86	0.91	1.00	1.05	1.15	1.23	1.48
0.58	0.38	0.52	0.65	0.78	0.84	0.92	0.98	1.08	1.15	1.40
0.60	0.31	0.45	0.58	0.71	0.77	0.85	0.91	1.00	1.08	1.33
0.62	0.25	0.38	0.52	0.65	0.70	0.78	0.84	0.94	1.01	1.27
0.64	0.18	0.32	0.45	0.58	0.63	0.72	0.77	0.87	0.95	1.20
0.66	0.12	0.26	0.39	0.52	0.57	0.65	0.71	0.81	0.89	1.14
0.68	0.06	0.20	0.33	0.46	0.51	0.59	0.65	0.75	0.83	1.08
0.70		0.14	0.27	0.40	0.45	0.54	0.59	0.69	0.77	1.02
0.72		0.08	0.21	0.34	0.40	0.48	0.54	0.63	0.71	0.96
0.74		0.03	0.16	0.29	0.34	0.42	0.48	0.58	0.66	0.91
0.76			0.11	0.24	0.29	0.37	0.43	0.53	0.60	0.86
0.78			0.05	0.18	0.24	0.32	0.38	0.47	0.55	0.80
0.80				0.13	0.18	0.27	0.32	0.42	0.50	0.75
0.82				0.08	0.13	0.21	0.27	0.37	0.45	0.70
0.84				0.03	0.08	0.16	0.22	0.32	0.40	0.65
0.86					0.03	0.11	0.17	0.26	0.34	0.59
0.88						0.06	0.11	0.21	0.29	0.54
0.90							0.06	0.16	0.23	0.48
0.92								0.10	0.18	0.43
0.94								0.03	0.11	0.36
0.96									0.04	0.29
1.00										0.20

TABLE VI. Multiplicadores de KW para determinar los kilovares en capacitores requeridos para corregir el factor de potencia.

D.- 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 instalar un banco fijo que corrige el factor de potencia al 85 %, en condiciones de plena carga.

## ANALISIS DE ALTERNATIVAS Y JUSTIFICACION ECONOMICA DE DOS CASOS DE CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA POR MEDIO DE CAPACITORES EN BAJA TENSION.

## 1.- La economía de la ingeniería y el ingeniero.

El ingeniero se enfrenta a dos cargos importantes, el físico y el económico. Su éxito en la manipulación o alteración del campo físico para obtener productos o servicios depende de su conocimiento de las leyes físicas. Pero el valor de estos productos y servicios está en su utilidad medida en términos económicos.

La economía, el logro de un objetivo a bajo costo, ha estado siempre asociada con la ingeniería. En la historia las grandes innovaciones tuvieron que esperar a ser inventadas o descubiertas, no porque no tuvieran utilidad o fueran costosas, sino porque la mente del hombre no fué capaz de encontrarlas antes, pero con el desarrollo de la ciencias, se ha hecho posible, físicamente, producir objetos en los cuales las personas apenas están interesadas, o que simplemente no les llaman la atención.

Existen personas que creen que el ingeniero se debería limitar a la consideración de los factores físicos y técnicos y dejar a otros los aspectos económicos y humanísticos de la ingeniería; ni siquiera consideran que dichos aspectos sean parte de la ingeniería. Este punto de vista se da, en parte, porque quienes se deleitan con el descubrimiento y aplicación de las bien ordenadas certidumbres del medio físico, encuentran muy difícil ajustar su pensamiento a la consideración de las complejidades del sector económico.

Los ingenieros están cayendo en la cuenta cada vez más de que muchos proyectos valiosos fracasan porque quienes hubieran podido beneficiar con ellos no entienden su significado. El posible beneficiario de un bien o servicio se interesa en primer lugar por su valor y su costo. Para quien no entienda la tecnología de la ingeniería puede ser difícil o hasta imposible captar los aspectos técnicos de un proyecto en forma suficiente como para obtener una medida de su deseabilidad económica. La incertidumbre que surge por este motivo puede fácilmente llevar a pérdida de confianza en el proyecto, a la decisión de desistir de su consideración.

Acostumbrado a la utilización de hechos, y adecuadamente capacitados en problemas de cálculos, el ingeniero debe aceptar la responsabilidad de interpretar su obra en términos económicos. Es mucho más fácil para él dominar los aspectos

tos fundamentales del análisis económico, necesarios para superar la distancia - existente entre los aspectos físicos y económicos de la aplicación de su carrera, que lo puede hacer para la persona que no tenga preparación técnica adquirir los conceptos necesarios de esta rama.

Puesto que los factores económicos son consideración estratégica en la mayor parte de las actividades de la ingeniería, la práctica de la ingeniería debe responder a crear. El ingeniero creador, no busca solo superar las limitaciones físicas, sino que toma la iniciativa, propone y acepta la responsabilidad del éxito o fracaso de proyectos en los que intervienen factores humanos y económicos. - Cuando los ingenieros aceptan en forma general la responsabilidad de que las propuestas sean adecuadas tanto en el aspecto técnico como en el económico, y de su interpretación en términos de valor y costo, se puede esperar entonces que se promueva la confianza en las empresas de la ingeniería y se realice el valor de los servicios de la ingeniería.

## 2.- Decisión entre alternativas.

La ingeniería está orientada hacia el futuro. Por lo tanto, el mejoramiento de la corteza de decisiones en todo aquello que se relacione con el objetivo primordial de satisfacción de necesidades es una faceta importante del proceso de la ingeniería. Decisiones bien tomadas pueden eliminar muchos obstáculos, mientras que decisiones inadecuadas pueden impedir y con frecuencia obstaculizan, toda acción subsiguiente. A pesar de la habilidad con que se ejecute una acción mal tomada en el mejor de los casos los resultados serán brillantes, y en el peor, a no dudarlo, desastrosos.

La toma de una decisión consiste en elegir un curso de acción cuando se tienen varios. Se toma una decisión correcta cuando se escoge el curso de acción que produce resultados más favorables que los que hubiera producido cualquier otra posibilidad. Toda decisión está basada en la posibilidad de seleccionar, es decir, en el hecho de que existan alternativas de selección. El ingeniero que actúa creativamente lo hace sobre la base de que existe una solución óptima, si la puede hallar.

Se ha reconocido durante mucho tiempo que la determinación lógica de las alternativas, y su evaluación en términos reales, son un aspecto integral del proceso de la ingeniería.

Cuando se entra a considerar un grupo de alternativas de inversión surge el interrogante de cuál ha de ser la inversión seleccionada. Para responder a esta pregunta es necesario estudiar varios criterios de decisión. Un criterio de decisión es una regla o procedimiento que indica la manera de seleccionar las oportunidades de inversión en forma tal que se puedan alcanzar determinados objetivos. Hasta que pronto se logren depende de la eficiencia del criterio de decisión. Una propuesta de inversión es un proyecto único, considerado como posibilidad de inversión. Es importante distinguir entre una propuesta de inversión y una alternativa de inversión que está definida como una posible decisión. De acuerdo a las definiciones hechas toda propuesta de inversión puede ser considerada una alternativa de inversión. Sin embargo, una alternativa de inversión puede estar formada por un grupo de propuestas de inversión. También puede representar la opción de "no hacer nada". En esta forma, si quien debe tomar una decisión está considerando dos propuestas, A, y B, es posible que tenga cuatro alternativas u opciones para escoger, según indicadas a continuación.

### Decisión entre alternativas.

Alternativas	<u>XI</u>	<u>XII</u>
No hacer nada (rechazar A, rechazar B)	0	0
Aceptar únicamente A	1	0
Aceptar únicamente B	0	1
Aceptar A y B	1	1

Generalmente se describe una oportunidad de inversión mediante los ingresos y egresos de efectivo que se producirían en caso de hacerla. La descripción - del valor y tiempo en que se producirán los ingresos y egresos es conocida como - el flujo de efectivo de la inversión.

Para facilitar la discusión de los criterios de decisión, se considerará - la selección de propuestas de inversión, como el problema de seleccionar una so - la alternativa de decisión dentro de un grupo de las mismas. Puesto que la acepta - ción de una de dichas alternativas impediría aceptar cualquiera de las otras.

Cuando se comparan alternativas el factor de importancia para determinar - la deseabilidad económica de las mismas es la diferencia futura entre las alterna - tivas.

Todos los criterios de decisión tienen como objeto la maximización del be - neficio o del valor presente, dado que todas las alternativas de inversión den un rendimiento superior a una tasa mínima atractiva de rendimiento.

Se puede considerar a la tasa mínima atractiva de rendimiento como una ta - sa a la cual la firma siempre puede invertir como lo es el valor del capital en - el mercado de inversiones o préstamos bancarios.

La tasa mínima atractiva de rendimiento debe reflejar el riesgo que se co - rre en la futura inversión. Si el riesgo es bajo, la tasa mínima atractiva tendrá un valor cercano a la tasa de interés en el mercado de préstamos o inversiones, - si por el contrario el riesgo es alto, la tasa mínima atractiva de rendimiento, - deberá ser muy semejante o superior al mejor índice de rendimiento de las tasas - de interés en el mercado de préstamos o inversiones. este mismo criterio se sigue para fijar la tasa de interés cuando el capital disponible para inversiones es un recurso escaso o limitado.

Si se proyecta al futuro el enfoque de oportunidades de inversión con una tasa mínima atractiva de rendimiento, será posible suponer que los ingresos produ

cidos por las inversiones corrientes se pueden invertir a la tasa mínima atractiva de rendimiento. En estas circunstancias, la tasa mínima atractiva de rendimiento es considerada como una tasa de reinversión, puesto que se supone que el ingreso futuro proveniente de inversiones corrientes se invierte o reinvierte a dicha tasa.

En base a los criterios de decisión se realiza la selección de la mejor alternativa, a continuación analizaremos algunos criterios básicos para la comparación de alternativas.

#### A.- Interés simple e interés compuesto capitalizable.

Cuando se trata de interés simple, el interés por pagar cuando se cancela un préstamo es proporcional al tiempo de duración del mismo. El interés que se gana puede determinarse de la siguiente manera:

$$I = P n i$$

Donde:  $I$  = interés ganado.  
 $P$  = capital.  
 $n$  = período de interés.  
 $i$  = tasa de interés.

Cuando se trata de interés compuesto capitalizable, el interés de vencido se suma al final de cada período de intereses (anual o mensual). Para obtener la capitalización en un solo pago se aplica la siguiente fórmula:

$$F = P ( 1 + i )^n$$

Donde:  $i$  = tasa de interés de cada período.  
 $n$  = número de períodos de capitalización de interés (meses o años).  
 $P$  = capital actual.  
 $F$  = suma futura dentro de  $n$  períodos de interés igual al monto capitalizado a que asciende un capital actual  $P$ .

B.- Valor futuro.

El valor futuro como base de comparación es una cantidad equivalente a un flujo de caja, calculado en un tiempo futuro para una tasa de interés dada. El valor futuro de la propuesta  $j$ , en un tiempo futuro  $n$  a partir de ese momento es:

$$FW_j(i) = \sum_{t=0}^n F_{jt}(1+i)^{n-t}$$

Donde:  $FW$  = valor futuro.

$F_{jt}$  = flujo neto de efectivo para la propuesta de in versión  $j$  en el momento  $t$ .

Si  $F_{jt}$  menor que 0 = egreso neto de efectivo.

Si  $F_{jt}$  mayor que 0 = ingreso neto de efectivo.

$i$  = tasa dada de interés.

También puede calcularse el valor futuro de una cantidad determinando o conociendo el valor actual del flujo de efectivo y convirtiendo luego dicha cantidad a su equivalente futuro después de  $n$  años. Por tanto, también se puede expresar el valor futuro de una propuesta  $j$  en la siguiente forma:

$$FW = PA_j(i) (1+i)^n$$

Donde:  $FW$  = valor futuro.

$PA$  = valor actual o presente.

$i$  = tasa dada de interés.

$n$  = tiempo futuro, a partir del valor actual.

Con base en esta relación se ve fácilmente que, para valores fijos de  $i$  y  $n$  dados, el valor futuro es simplemente el valor actual multiplicado por una constante. Por consiguiente, las diferencias relativas entre alternativas estimadas con base en el valor actual, serán iguales a las diferencias relativas entre alternativas que se comparen sobre la base del valor futuro, teniendo fijos los valores de  $i$  y  $n$ .

Es importante hacer notar que estas bases de comparación analizadas en este inciso, representan un índice que refleja las diferencias entre las -

### C.- Período de pago.

Expresiones como "esta inversión se pagará en menos de tres años" son comunes en la industria, e indican la tendencia a evaluar los activos en términos de su período de pago. Se define comúnmente dicho período de pago, como el tiempo necesario para recuperar el costo inicial de una inversión mediante el flujo de efectivo producido por dicha inversión con una tasa de interés igual a cero. Es decir si  $P_0$  = costo inicial de la inversión y si  $P_t$  = flujo neto de efectivo en el período  $t$ , entonces se define como período de pago a aquel valor de  $n$  que satisface la siguiente ecuación:

$$0 = P_0 + \sum_{t=1}^n P_t$$

Existen dos limitaciones de este método, una es que no considera el valor del dinero en el tiempo, y la otra, que no se conocen las consecuencias de la inversión que sigue al período de pago. Sin embargo, no se puede negar que este método de alguna medida de la forma en que una inversión pagará el desembolso inicial que requiere. En aquellas situaciones en que exista un alto grado de incertidumbre sobre el futuro, y cuando una firma se encuentre interesada en su situación de efectivos y posibles préstamos, el método de período de pago puede suministrar información bastante útil sobre las inversiones objeto del análisis. Esta medida de la deseabilidad de una inversión se utiliza con frecuencia para completar otras bases de comparación de alternativas.

### 3.- CASO I.

Cálculo de capacitores para la corrección del factor de potencia y justificación económica en dos pozos de bombeo de un fraccionamiento tipo caspestre ubicado en la periferia de la ciudad de Guadalajara, Jal.

#### 1). ANTECEDENTES.

En las instalaciones se encontraron dos pozos de bombeo recién instalados conteniendo cada uno el siguiente equipo eléctrico:

- a. Transformador eléctrico.
  - Capacidad 250 KVA
  - Fases 3
  - Voltaje primario 22,800 V
  - Voltaje secundario 440 V
- b. Motor eléctrico acoplado a una bomba.
  - Capacidad 150 HP
  - RPM 1,800
  - Fases 3
  - Voltaje Nominal 440 V
- c. Interruptor arrancador a tensión reducida.
  - Capacidad 225 AMP
  - Tensión 600 V

Las mediciones registradas fueron las siguientes:

	<u>CORRIENTE AMPERES</u>		<u>VOLTAJE VOLTS</u>
FASE A .....	173	.....	442
FASE B .....	173	.....	442
FASE C .....	174	.....	441
	<hr/>		<hr/>
PROMEDIOS .....	173.3		441.7
Nº MEDIDOS ...	102		

Por otra parte los recibos de CFE se encuentran penalizados por bajo factor de potencia y sus lecturas son las siguientes:

MES/AÑO	KWH	FP	HRS TRABAJO/MES	COSTO TOTAL \$	PENALIDAD \$
SEP/87	26,400	77.5	129	1'749,971	154,409
OCT/87	25,200	76.0	123	1'785,748	189,078
NOV/87	25,900	77.0	126	1'878,540	176,803
DIC/87	25,780	77.0	126	1'939,280	182,520

\* LAS LECTURAS INCLUYEN AMBOS POZOS.

2). CÁLCULO DE LOS CAPACITORES PARA LA CORRECCION DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA.

A.- Se inicia el cálculo determinando las potencias:

Promedios medidos = 173.3 AMP y 441.7 V

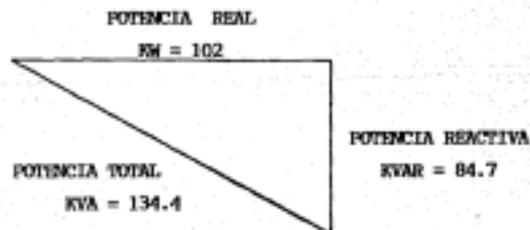
KW medidos = 102 KW

$$KVA = \frac{\sqrt{3} (V) (I)}{1000} = \frac{\sqrt{3} (441.7 \text{ V}) (173.3 \text{ AMP})}{1000}$$

$$KVA = 132.6$$

$$KVAR = \sqrt{(KVA)^2 - (KW)^2} = \sqrt{(132.6)^2 - (102)^2}$$

$$KVAR = 84.7$$



TRIANGULO DE POTENCIAS DEL SISTEMA

B.- Capacitores necesarios para la corrección del factor de potencia, en este caso inicial, utilizaremos las tablas IV y VI del capítulo III para determinar la capacidad de los capacitores en lugar de efectuar el cálculo, esto con el fin de aplicar la información proporcionada y corroborar su utilidad.

- a. De acuerdo a la tabla IV se necesita instalar un capacitor de 35 KVAR<sub>C</sub> para compensar cada motor de 150 HP a 1800 RPM.
- b. En la tabla VI el multiplicador ( $\text{tg } \theta_1 - \text{tg } \theta_2$ ) para determinar los KVAR<sub>C</sub> en capacitores requeridos para corregir el factor de potencia de 77% a 90% es 0.345. El cálculo se realiza según la fórmula siguiente:

$$\text{KVAR}_C = \text{KW (MULTIPLICADOR)}$$

$$\text{KVAR}_C = 102 (0.345) = 35.19$$

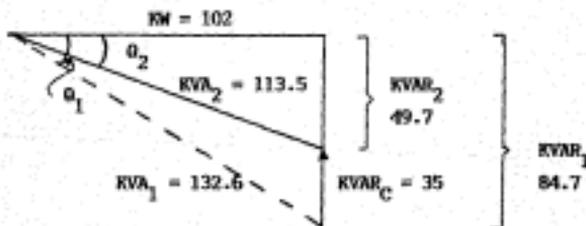
Por consiguiente la selección del capacitor es de 35 KVAR<sub>C</sub>, en 460 VOLTS, para cada uno de los pozos. Tomando en cuenta ambos métodos y además que esa capacidad existe en el mercado.

$$\text{KVA}_2 = \sqrt{(\text{KW})^2 + (\text{KVAR}_2)^2}$$

$$\text{KVA}_2 = \sqrt{(102)^2 + (49.7)^2} = 113.5$$

$$\text{KVAR}_2 = 84.7 - 35 = 49.7$$

$$\text{FP}_2 = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}_2} = \frac{102}{113.5} = 0.90 = 90\% \text{ atrasado}$$



$\text{KVAR}_C$  PARA AMBOS POZOS = 70

### 3). LUGAR DE INSTALACION.

Cada capacitor de 35 KVAR<sub>C</sub> se instalará en la entrada de cada motor con un interruptor termomagnético, 3 polos, 100 AMP.

4). ASPECTOS TÉCNICOS Y JUSTIFICACION ECONOMICA DE LA INSTALACION DE CAPACITORES EN BAJA TENSION.

A.- En este caso, antes de proceder al análisis de justificación económica, veremos brevemente los aspectos técnicos que conlleva la utilización de los capacitores, esto, aplicando las fórmulas del capítulo II.

a. Aumento en la capacidad de carga del sistema.

$$\% \Delta KW = \left( \frac{FP_2}{FP_1} - 1 \right) \times 100$$

$$\% \Delta KW = \left( \frac{90}{77} - 1 \right) \times 100 = 16.00$$

Esto significa, que la capacidad del sistema queda libre en un 16.00% de KW en cada transformador.

b. Reducción de pérdidas por el efecto Joule.

$$\% - \Delta P = 100 \left( 1 - \left( \frac{FP_1}{FP_2} \right)^2 \right)$$

$$\% - \Delta P = 100 \left( 1 - \left( \frac{77}{90} \right)^2 \right) = 26.80$$

26.80% de reducción de pérdidas en el sistema de cada pozo, lo que se traduce en un incremento en la eficiencia del motor y cableados.

c. Las variaciones de voltaje excesivas, hacen que los motores funcionen torpemente y se recalienten, los capacitores mantienen un nivel estable de voltaje, con ello también se obtiene un lucrativo aumento de eficiencia del motor y su funcionamiento, así mismo, de la vida útil de los equipos.

B.- JUSTIFICACION ECONOMICA DE LA INSTALACION DE DOS BANCOS DE CAPACITORES DE 35 KVAR. 460 V. EN LOS POSOS DE BOMBEO.

SISTEMA ACTUAL.

MES	KWH	FP	COSTO TOTAL	CARGO (B.F.P.)	HRS. BOMBEO/MES
SEP.	87 26,400	77.50	2'086,250.00	185,897.00	129
OCT.	87 25,200	76.00	2'232,186.00	227,601.00	123
NOV.	87 25,900	77.00	2'368,100.00	212,858.00	124
DIC.	87 25,780	77.00	2'435,082.00	219,785.00	126
PROMEDIOS	25,820	76.87	-----	-----	126

PROYECCION PARA 1989, AUMENTO DE 85% EN LAS TARIFAS DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 17 DE DICIEMBRE DE 1987.

MES	KWH	FP	COSTO TOTAL	CARGO (B.F.P.)	HRS. BOMBEO/MES
ENE.	88 26,820	77.00	4'504,902.00	406,602.50	126
FEB.	88 ..	..	..	..	..
MAR.	88 ..	..	..	..	..
ABR.	88 ..	..	..	..	..
MAY.	88 ..	..	..	..	..
JUN.	88 ..	..	..	..	..
JUL.	88 ..	..	..	..	..
AGO.	88 ..	..	..	..	..
SEP.	88 ..	..	..	..	..
OCT.	88 ..	..	..	..	..
NOV.	88 ..	..	..	..	..
DIC.	88 ..	..	..	..	..
TOTALES	321,840	77.00	54'058,624.00	4'879,229.00	1,512

SISTEMA PROPUESTO

COSTO INICIAL: 2 CAPACITORES DE 35 KVAR 460 V                   1'780,960  
 2 INTERRUPTORES DE NAVAJA 3X100                           400,000  
 VARIOS E INSTALACION   240,000

INVERSION INICIAL   \$ 2'420,960

MES	KWH	FP	CONSUMO TOTAL	CARGO	HRS./BOMBEO
ENE.	88 25,820	90.00	4'504,902.50	0	126
FEB.	88 ..	..	..	..	..
MAR.	88 ..	..	..	..	..
ABR.	88 ..	..	..	..	..
MAY.	88 ..	..	..	..	..
JUN.	88 ..	..	..	..	..
JUL.	88 ..	..	..	..	..
AUG.	88 ..	..	..	..	..
SEP.	88 ..	..	..	..	..
OCT.	88 ..	..	..	..	..
NOV.	88 ..	..	..	..	..
DIC.	88 ..	..	..	..	..
<b>TOTALES</b>	<b>309,840</b>	<b>77.00</b>	<b>54'058,824.00</b>	<b>0</b>	<b>1,512</b>

ALTERNATIVA 1

INVERTIR EL DESEMBOLOSO INICIAL EN UN INSTRUMENTO BANCARIO CAPITALIZABLE MENSUALMENTE A UNA TASA DE 60% ANUAL EN LUGAR DE INVERTIR EN CAPACITADORES.

INVERSION INICIAL \$ 2'520,960

MES	KWH	FP	CONSUMO TOTAL	CARGO POR (B.F.P.)	HRS./ BOMBEO	INTERES DE
						LA INVERSION.
						N
						P(1+i) <sup>N</sup>
ENE.	25,820	77.00	4'504,902.50	406,602.50	126	..
FEB.	..	..	..	..	..	..
MAR.	..	..	..	..	..	..
ABR.	..	..	..	..	..	..
MAY.	..	..	..	..	..	..
JUN.	..	..	..	..	..	..
JUL.	..	..	..	..	..	..
AGO.	..	..	..	..	..	..
SEP.	..	..	..	..	..	..
OCT.	..	..	..	..	..	..
NOV.	..	..	..	..	..	..
DIC.	..	..	..	..	..	..
<b>TOTALES</b>	<b>309,840</b>	<b>77.00</b>	<b>54'068,824.00</b>	<b>4'879,229.00</b>	<b>1,512</b>	<b>1'926,736</b>

## ALTERNATIVA 2

INVERTIR EL COSTO INICIAL BRUTO INCREMENTO DE RENTA FIJA CAPITALIZABLE, MENSUALMENTE A UNA TASA DEL 12% ANUAL, EN LUGAR DE INSTALAR CAPACIDADES.

INVERSION INICIAL: 2'520,960

MES	KWH	FF	CONSUMO TOTAL	CARGO P. F. P.	HR.S. DOME O MES	INTERES DE LA IN- VERSION.
ENE. 88	25,820	77	4'504,702	406,402,50	126	
FEB. 88						
MAR. 88						
ABR. 88						
MAY. 88						
JUN. 88						
JUL. 88						
AGO. 88						
SEP. 88						
OCT. 88						
NOV. 88						
DIC. 88						
TOTALES	309,840	77	54'058,824	4'879,239	1,512	5'177,045

C.- Período de pago de la inversión inicial.

a. SISTEMA PROPUESTO.

COSTO INICIAL EN CAPACITORES = 2'420,960

AHORRO MENSUAL POR FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO = 406,602

$$\text{PERIODO DE PAGO} = \frac{2'420,960}{406,602} = 5.95 \text{ APROX. 6 MESES}$$

b. ALTERNATIVA 1.

INVERSION INICIAL = 2' 520,960

TASA ANUAL CAPITALIZABLE = 60 %

CAPITALIZANDO LA INVERSION:

$$P (1+I)^n = 2P$$

$$(1+I)^n = 2$$

$$(1+0.05)^n = 2$$

$$(1.05)^{14} = 2.04$$

PERIODO DE PAGO DE LA INVERSION = 14 MESES

c. ALTERNATIVA 2.

INVERSION INICIAL = 2'520,960

TASA ANUAL CAPITALIZABLE = 120 %

CAPITALIZANDO LA INVERSION:

$$P (1+I)^n = 2P$$

$$(1+I)^n = 2$$

$$(1+0.10)^n = 2$$

$$(1.10)^{6.5} = 2.$$

PERIODO DE PAGO DE LA INVERSION = 6 MESES Y MEDIO

## RESUMEN DE LA PROYECCIÓN PARA 1982

CONCEPTO	SIST. ACTUAL	SIST. PROPUESTO	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
1.- COSTO INICIAL.	0	+2'420,960	0	0
2.- CAPITAL INICIAL.	0	0	+2'420,960	+2'420,960
3.- PENALIDAD POR S. F. P.	-4'879,229	0	-4'879,229	-4'879,229
4.- AHORRO POR S. F. P.	0	+4'879,229	0	0
5.- $P(1+i)^{12} - F$ INTERES.	0	0	+1'926,756	+5'177,049
S A L D O S .	-4'879,229	+2'458,269	- 531,533	+2'718,786
6.- PERIODO DE PAGO DE LA INVERSIÓN INICIAL.	-	5 MESES	14 MESES	6,5 MESES
7.- COSTO FINANCIERO DE LOS CARGOS POR S. F. P.	NEGATIVO	POSITIVO	NEGATIVO	NEGATIVO
8.- BENEFICIOS TÉCNICOS EN LA INSTALACIÓN.	NO HAY	SI	NO	NO

#### D.- Conclusiones al caso 1.

##### a. SISTEMA ACTUAL.

Seguir con el sistema actual nos representa una erogación de 4'879,229 para 1988, definitivamente estamos incurriendo en gastos innecesarios y problemas técnicos, se debe tomar una solución para evitar esta fuga de dinero.

##### b. SISTEMA PROPUESTO.

La instalación de los capacitores tienen un costo inicial de 2'420,960, sin embargo los equipos representan activos fijos, con un período de pago menor a siete meses, esto significa que después de recuperar su costo, los beneficios económicos y técnicos, los proporcionan mes a mes y año con año hasta el término de su vida útil que va de 15 a 20 años.

Por lo anterior los convierte en la mejor opción aún en un análisis de corto plazo. A esto hay que agregar que los ahorros representan un costo financiero a favor, ya que podemos destinarlos a otro tipo de inversión, por otra parte, el desembolso inicial no se repetirá sino hasta el término de 15 o 20 años, evitando incurrir en penalidades por parte de CFE y obteniendo beneficios técnicos en nuestro sistema durante este tiempo, independientemente del costo de las tarifas eléctricas y las tasas de interés que prevalezcan en el futuro.

##### c. ALTERNATIVA 1.

Esta alternativa representa invertir un costo similar al de los capacitores a una inversión capitalizable mensualmente con una tasa del 60% anual, en lugar de instalar los capacitores, y no es una opción atractiva ya que los intereses más el capital inicial no nos alcanzan para pagar las multas por bajo factor de potencia, como se aprecia en la tabla del resumen, se tendría que desembolsar 531,533 pesos más, seguir con las multas mes a mes y no gozar de los beneficios técnicos, por tales motivos debemos deshecharla.

##### d. ALTERNATIVA 2.

Esta alternativa es igual a la anterior, pero a una tasa del 120% anual, se puede apreciar en la tabla final de este caso que los intereses proporcionados por el capital inicial de 2'520,960, que es similar al costo de los capacitores, nos alcanza a cubrir las multas del bajo factor de potencia apenas y el capital queda libre con un pequeño excedente 2'719,780 lo que aparentemente es atractivo, sin embargo esta suma no puede disponerse para otra inversión

ya que tendría que volver a depositarse año tras año para seguir pagando las multas y si la inflación y las tarifas aumentan con demasiada, sería insuficiente para cubrir estos pagos. Por otra parte no gozaríamos de beneficios técnicos y si incurriéramos en un asunto penalizado, por lo que no debemos considerarla como la mejor opción.

#### 4.- CASO II.

Cálculo de capacitores para la corrección del factor de potencia y justificación económica en una planta saquiladora de techos de lámina ubicada en la periferia de la ciudad de Guadalajara, Jal., recién construida.

##### 1). ANTECEDENTES.

Durante los trabajos preliminares de la supervisión se detectó que las instalaciones en construcción operaran a un factor de potencia (FP) inferior a 85 % que permite Comisión Federal de Electricidad (CFE), por lo que cuando entren en servicio las instalaciones eléctricas recién construidas, CFE aplicará el factor de ajuste correspondiente. Para eliminar el pago adicional por bajo factor de potencia (BFP) se buscará una solución.

##### 2). SOLUCION EN TERMINOS GENERALES.

La solución para corregir el bajo factor de potencia, es instalar capacitores, y de las posibilidades conocidas, en este caso, es recomendable la desconectarlos en baja tensión por las razones siguientes:

- a. Conviene reducir los valores de corriente en conductores tomando en cuenta los factores de agrupamiento y temperatura ambiente (40 a 45 °C). Los capacitores instalados en baja tensión ayudan en este aspecto.
- b. La falla de capacitores en alta tensión afecta toda la instalación, en cambio si se instalan en baja tensión una falla afecta parcialmente.
- c. Se reducen las pérdidas y la temperatura de los transformadores y motores al evitar pérdidas, con lo que se reduce el pago a CFE y aumenta la vida del equipo.

##### 3). CALCULO DE CAPACITORES NECESARIOS PARA CORREGIR EL BAJO FACTOR DE POTENCIA.

Para determinar la cantidad de KVAR en capacitores que hay que instalar, utilizaremos los datos de placa de los motores que se instalaron en las líneas de producción continua, al final de este inciso se presenta la relación de motores de la cual se obtiene que la carga total es de 440 KW y el FP es de 0.70

atrasado. El voltaje de la línea es de 440 V.

Con los datos anteriores:

$$\begin{aligned}KW &= 441.21 \\FP_1 (\cos \theta_1) &= 0.70 \\ \theta_1 &= 45.57^\circ\end{aligned}$$

$$KVA_1 = \frac{KW}{FP_1} = 630.30$$

$$KVAR_1 = \sqrt{(630.3)^2 - (441.21)^2}$$

$$KVAR_1 = 450.12$$

Considerando corregir el valor del  $FP_1$  a  $FP_2 = 0.96$ :

$$\begin{aligned}KW &= 441.21 \\FP_2 (\cos \theta_2) &= 0.96 \\ \theta_2 &= 16.26^\circ\end{aligned}$$

$$KVA_2 = \frac{KW}{FP_2} = 459.59$$

$$KVAR_2 = \sqrt{(630.3)^2 - (459.59)^2}$$

$$KVAR_2 = 128.67$$

La diferencia entre el valor  $KVAR_1$  y  $KVAR_2$ , es la cantidad de  $KVAR_C$  en capacitores que es necesario instalar y resulta:

$$450.12 - 128.68 = 321.25$$

$$KVAR_C \text{ TOTALES A INSTALAR} = 320$$

#### 4). LUGAR DE LA INSTALACION.

Apoyándonos en que el proceso es en serie ininterrumpido las 24 Hrs. en las líneas de producción, además de que existen en el mercado bancos de capacitores de 40  $KVAR_C$  en 460 V.

Se recomienda instalar 8 bancos de 40  $KVAR_C$ , cada uno en 460 V. que por ser de 50 AMP/FASE pueden protegerse con interruptores de 100 AMP 440V.

5). JUSTIFICACION ECONOMICA DE LA INSTALACION DE LOS BANCOS DE CAPACITORES EN LAS LINEAS DE PRODUCCION.

A.- Período de pago de la inversión inicial en capacitores del sistema propuesto.

COSTO INICIAL DE LOS CAPACITORES = 10'880,000

CARGO MENSUAL POR BFP = 3'316,572

$$\frac{10'880,000}{3'316,572} = 3.3 \text{ MESES}$$

Con exactitud el período de pago de los capacitores es de:

3 MESES 9 DIAS

B.- Que cantidades necesito invertir en el banco para con el interés pagar los cargos por bajo factor de potencia (BFP).

1) ALTERNATIVA 1. A UNA TASA DE 60% ANUAL CAPITALIZABLE.

2) ALTERNATIVA 2. A UNA TASA DE 120% ANUAL CAPITALIZABLE.

LA CAPITALIZACION ES MENSUAL.

$$I = P_1$$

$$P = ?$$

$$1) P_1 = \frac{I}{i_1} = \frac{3'316,572}{0.60/12} = 66'331,440$$

$$2) P_2 = \frac{I}{i_2} = \frac{3'316,572}{1.20/12} = 33'165,720$$

SISTEMA ACTUAL 514 CAPACITORES.

PROYECTO PARA 1968.

MESES	KWH	FF	CONSUMO TOTAL.	CARGO POR P. F. P.	MESES TRA- BAJOS/MESES
ENE. 68	241,342	70	27795,750	11315,572	547
FEB. 68					
MAR. 68					
ABR. 68					
MAY. 68					
JUN. 68					
JUL. 68					
AGO. 68					
SEF. 68					
OCT. 68					
NOV. 68					
DIC. 68					
<b>TOTAL 1968</b>	<b>2'892,000</b>	<b>70</b>	<b>285'563,400</b>	<b>39'798,868</b>	<b>5,554</b>

SISTEMA PROPUESTO.

8 CAPACITORES DE 46 KVAF. 460 V.	3.230,000
5 INTERRUPTORES DE 3100 AMPERES.	1.600,000
INSTALACION VARIOS.	1.050,000
	<u>10.880,000</u>

MES	KWH	E.P.	COSTO TOTAL	CARGO POR	
				E.	P.
ENE. 88	211,343	52	20.480,377	0	547
FEB. 88					
MAR. 88					
ABR. 88					
MAY. 88					
JUN. 88					
JUL. 88					
AGO. 88					
SEP. 88					
OCT. 88					
NOV. 88					
DIC. 88					
<b>TOTAL</b>	<b>2.592,000</b>	<b>92</b>	<b>245.764,540</b>	<b>0</b>	<b>6,554</b>

RESUMEN DE LA PROYECCION PARA 1968.

<u>CONCEPTO</u>	<u>SIST. SIN CA-</u> <u>FACTORES.</u>	<u>SIST. PRO-</u> <u>UESTO.</u>	<u>ALTERN-</u> <u>TIVO 1.</u>	<u>ALTERN-</u> <u>TIVO 2.</u>
1. COSTO INI- CIAL.	0	10'800,000	0	0
2. CAPITAL INI- CIAL.	0	0	de 331,440	33'165,720
3. PÉRDIDA DE RE D.F.P.	-39'798,858	0	-39'798,858	-39,798,858
4. GANHO POR D. F. P.	0	39'798,858	0	0
5. INTERESES POLICIOSOS RE D.F.P.	0	0	39'798,858	39'798,858
6. SALDO.	-39'798,858	28'918,858	de 331,440	33,165,720
7. COSTOS FI- NANCIEROS.	NEGATIVO	POSITIVO	NEGATIVO	NEGATIVO
8. BENEFICIOS RECIBIDOS EN LAS INSTALA- CIONES	NO HAY	SI HAY	NO HAY	NO HAY

CARACTERISTICAS DE MOTORES PARA CALCULO Y PRODUCCION DEL FACTOR DE POTENCIA

MOTORES EN LAS LINEAS DE PRODUCCION

MOTOR NO.	KW	HP	VOLTS	F.P.
10	2.2	8.6	220	0.671
2	3.7	13.5	220	0.719
3	5.5	19.5	220	0.740
4	2.2	8.1	220	0.712
5	2.2	8.1	220	0.712
6	15.0	50.0	220	0.787
7	3.7	13.5	220	0.719
8	3.7	13.5	220	0.719
9	3.7	13.5	220	0.719
10	3.7	13.5	220	0.719
11	7.5	26.3	220	0.748
12	2.2	8.1	220	0.712
13	3.7	13.5	220	0.719
14	7.5	24.0	220	0.820
57	2.2	8.6	220	0.671
56	2.2	8.6	220	0.671
52	3.7	12.8	220	0.758
54A	0.4	2.0	220	0.524
54B	0.4	2.0	220	0.524
54C	0.4	2.0	220	0.524
54D	0.4	2.0	220	0.524

MOTOR NO.	HP	IN	VOLTS	F.P.
54E	0.4	2.0	220	0.524
54F	0.4	2.0	220	0.524
1A	5.5	20.0	220	0.721
1B	(1H.P.)	7.4	220	0.264
53	1.5	5.4	220	0.728
51	1.5	5.7	220	0.728
55	0.75	3.2	220	0.615
50	5.5	19.9	220	0.740
48	5.5	19.9	220	0.725
49	0.75	3.2	220	0.615
47	(3H.P.)	13.0	220	0.752
45	37.0	120.0	220	0.809
46	3.7	13.5	220	0.719
43	2.2	8.1	220	0.712
41	2.2	8.1	220	0.687
42	0.75	3.2	220	0.615
40	3.7	12.8	220	0.758
39A	0.4	2.0	220	0.524
39B	0.4	2.0	220	0.524
39C	0.4	2.0	220	0.524
39D	0.4	2.0	220	0.524
39E	0.4	2.0	220	0.524
39F	0.4	2.0	220	0.524

<u>MOTOR NO.</u>	<u>P. M.</u>	<u>IN.</u>	<u>VOLTS</u>	<u>F. F.</u>
38	2.2	8.6	220	0.671
37	2.2	8.6	220	0.671
35	3.7	12.8	220	0.758
35F	0.4	2.0	220	0.524
35E	0.4	2.0	220	0.524
35A	0.4	2.0	220	0.524
35C	0.4	2.0	220	0.524
35B	0.4	2.0	220	0.524
35H	0.4	2.0	220	0.524
34	1.5	5.4	220	0.726
34	0.75	3.2	220	0.615
33	1.5	5.7	220	0.690
31	5.5	19.5	220	0.740
30	0.75	2.9	220	0.678
29	5.5	19.9	220	0.725
26	37.0	120.0	220	0.894
25	15H.P.1	13.0	220	0.752
27	3.7	13.5	220	0.719
24	2.2	8.4	220	0.662
23	0.75	3.2	220	0.615
21	3.7	12.8	220	0.758
22	2.2	8.1	220	0.712
56A	0.4	2.0	220	0.524
56B	0.4	2.0	220	0.524
56C	0.4	2.0	220	0.524
56D	0.4	2.0	220	0.524

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

<u>MODEL NO.</u>	<u>F. W.</u>	<u>HA.</u>	<u>VOLTS</u>	<u>F. P.</u>
58E	0.4	2.0	220	0.524
58F	0.4	2.0	220	0.524
71	3.7	12.8	220	0.758
72	2.2	8.4	220	0.687
73	0.75	3.2	220	0.615
74	3.7	13.5	220	0.719
76	2.2	8.4	220	0.687
77	0.75	3.2	220	0.615
79A	3.7	13.5	220	0.719
80A	(3H.F.)	8.1	220	0.725
79B	37.0	120.0	220	0.809
79C	2.2	8.1	220	0.712
80B	(3H.F.)	8.1	220	0.725
79D	37.0	120.0	220	0.809
81	7.5	26.3	220	0.748
82	0.75	2.9	220	0.675
83	5.5	19.8	220	0.740
84	1.2	5.7	220	0.690
88	0.75	3.2	220	0.615
86	1.5	5.4	220	0.728
87A	0.4	2.0	220	0.524
87B	0.4	2.0	220	0.524
87C	0.4	2.0	220	0.524
87D	0.4	2.0	220	0.524
87E	0.4	2.0	220	0.524
87F	0.4	2.0	220	0.524

<u>MOTOR NO.</u>	<u>K. W.</u>	<u>HP.</u>	<u>VOLTS</u>	<u>F. P.</u>
25	3.7	12.5	220	0.756
89	3.7	12.5	220	0.752
90	3.7	12.5	220	0.758
91	0.75	3.4	220	0.578

**MOTORES NO ENCONTRADOS FÍSICAMENTE EN OBRA (MAQUINARIA).**

M-25 EN PLANO 0.4 KM

M-75 EN PLANO 0.4 KM

M-44 EN PLANO 0.4 KM

**MOTORES CUARTO DE BOMBAS.**

<u>MOTOR NO.</u>	<u>H.P.</u>	<u>HP.</u>	<u>VOLTAJE</u>	<u>F. P.</u>
1	7.5	20.0	220	0.734
2	7.5	20.0	220	0.734
3	7.5	20.0	220	0.734
4	20.0	54.0	220	0.725
5	20.0	54.0	220	0.725
6	5.0	13.6	220	0.741
7	5.0	13.6	220	0.741
8	5.0	13.6	220	0.741
9	5.0	13.6	220	0.741

LA COLUMNA BUS 50% K.W. 754.05

H.P. 99.50

F.P. .70

CONSIDERANDO 0.875 K.W./H.P.

99.50 H.P. = 87.16 K.W.

TOTAL K.W. = 441.21

TOTAL K.W.H. = K.W. X HRS/MES

K.W.H. = (441.21 K.W.) X (545 HRS/MES)

K.W.H. = 241,342.90

C.- Conclusiones al caso II.

a. SISTEMA SIN CAPACITORES.

El trabajar sin capacitores, nos significa una erogación de \$ 39'798,858 durante el año 1988 y así año tras año más los incrementos que tenga la tarifa eléctrica, además se incurrirá en problemas de origen técnico.

b. SISTEMA PROPUESTO.

El invertir en capacitores representa la mejor alternativa, ya que no solamente anulamos el cargo por bajo factor de potencia, sino que obtenemos recuperación rápida del costo inicial y jugosas ganancias con los ahorros, además beneficios técnicos que ninguna opción proporciona.

c. ALTERNATIVA 1 y 2.

El depósito de dinero a las diferentes tasas de interés, nos proporcionan al mes el pago de los cargos por bajo factor de potencia, sin embargo representan el 300% y 600% respectivamente del costo de los capacitores, por lo que definitivamente no representan opciones atractivas.

## ANEXO.

### TARIFAS ELECTRICAS.

En México, las tarifas eléctricas las determina la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SECF), de acuerdo a esto, a partir del año de 1986 tuvieron fuertes incrementos, para conocer estos aumentos tomamos unos párrafos aparecidos el 31 de Diciembre de 1985 en un diario informativo editado en Guadalajara, Jalisco.

\* A partir del 1° de Enero aumentarán de precio las tarifas eléctricas en un 51% para el servicio domiciliario, en un 53% para uso industrial y en un 65% para uso comercial.

El anuncio fue hecho esta noche por la SECF, quién fundamenta el aumento en la necesidad de dotar la capacidad financiera a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) única forma de garantizar el servicio para el futuro.

A la vez, las tarifas eléctricas estarán sujetas a un aumento del 3.5% mensual a partir de Febrero \*

Explica la SECF que con el fin de que la CFE y de que la Compañía de Luz y fuerza del Centro puedan seguir garantizando al país el suministro del fluido eléctrico y ampliando sus servicios, tanto en el corto como en el mediano plazo, así como para que se reduzca la presión financiera a que se ha visto sujeto este sector en los años recientes, se autorizó un ajuste a las tarifas de dichas empresas, tratando de que su impacto sea el menor posible entre las clases económicas menos favorecidas.

Los acuerdos de la Comisión Intersecretarial de Precios y Tarifas de los Bienes y Servicios de la Administración Pública Federal, aparecen publicados en el Diario Oficial de la Federación. Se aclara en el comunicado que pese al aumento autorizado, el costo de la generación de la energía eléctrica continúa siendo mayor que su precio de venta, es decir, las tarifas siguen siendo subsidiadas.

El programa financiero del sector eléctrico, en el que se fijan compromisos específicos en cuanto al incremento en la productividad de la mano de obra, así como al uso de combustibles, contempla ajustes anuales a las tarifas para alcanzar el equilibrio entre precio medio y costo medio.

En el año de 1987 las tarifas aumentaron nuevamente en más del 36% al iniciar el año y además se indexó un incremento mensual, que en el caso de las tarifas eléctricas industriales fué de más del 5% durante el primer trimestre, de Mayo a Septiembre más del 4% y en el último trimestre de más del 3%, lo que da un -

incremento acumulado del 120% al final con respecto a las tarifas de Diciembre de 1986.

Para 1988 las tarifas se incrementaron un 85% al inicio del año y se estima un alza a finales de Diciembre de por lo menos un 30%.

Estas variaciones a la alza en los precios de las cuotas de suministro de energía eléctrica, son una repercusión de la inflación y de que aún no se alcanza que el costo de generación y distribución de la energía sea menor que el precio de venta, por lo que están subsidiadas. Además hay que señalar que los gastos administrativos de CFE son demasiado altos, esto nos da una idea de que pasaran varios años para que esta dependencia logre un equilibrio entre su precio de venta y sus costos de generación, distribución y administración, por tales motivos - las tarifas aumentarán más que los índices inflacionarios en los próximos años.

TARIFAS ELÉCTRICAS PARA EL AÑO 1987, PUBLICADAS EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN (2 ENERO 1987), (SERVICIO 93, 99, 112).

NO. TIPO DE SERVICIO	CARGO POR DEMANDA MÁXIMA	CARGO ADICIONAL POR C/KMH	MÍNIMO MENSUAL	DEMANDA POR CON-TRATAR	DEMANDA MÁXIMA MEDIDA	DEPOSITO EN GARANTÍA
3 MAS DE 25 KW BAJA TENSION.	\$5524.49 POR KW DE DEMANDA MÁXIMA NE- GIDA.	\$27.47 POR C/KMH	8 VECES EL CAR- GO POR KW DE DEMANDA MÁXIMA.	<60% DE LA CARGA CONECTA- DA O <25 KM. DEMANDA MÁXIMA.	DEMANDA MEDIA EN KW MAYOR MEDIDA EN UN IN- TERVALO DE 15 MI- NUTOS.	2 VECES EL IM- PORTE DE CARGO POR DE- MANDA MÁXIMA A LA DEMAN- DA CON- TRATADA.
8 ALTA TEN- SION 20KV O MAS.	\$3864.33 POR KW DE DEMANDA MÁXIMA NE- GIDA.	\$19.33 POR C/KMH	10 VECES EL CARGO POR KW DE DE- MANDA MÁXIMA.	<60% DE LA CARGA CONECTA- DA O <25 KM A UN FACTOR DE POTEN- CIA >65%	DEMANDA MEDIA EN KW MAYOR MEDIDA EN UN IN- TERVALO DE 15 MI- NUTOS.	2 VECES EL IM- PORTE DE CARGO POR DE- MANDA MÁXIMA A LA DEMAN- DA CON- TRATADA.
12 ALTA TEN- SION 66KV O SUPE- RIORES.	\$3915.07 POR KW DE DEMANDA MÁXIMA NE- GIDA.	\$15.79 POR C/KMH	20 VECES EL CARGO POR KW DE DE- MANDA MÁXIMA.	<60% DE LA CARGA CONECTA- DA O <30% DEL MA- YOR MO- DOR CO- NECTADO A UN FAC- TOR DE POTENCIA >65%	DEMANDA MEDIA EN KW MAYOR MEDIDA EN UN IN- TERVALO DE 15 MI- NUTOS.	2 VECES EL IM- PORTE DE CARGO POR DE- MANDA MÁXIMA A LA DEMAN- DA CON- TRATADA.

PORCENTAJES DE INCREMENTO MENSUAL A LAS TARIFAS PARA EL AÑO DE 1987

<u>1987</u>	<u>TARIFA RESIDENCIAL</u>	<u>DEMAS</u>
	<u>1 - 1A - 1B - 1C</u>	<u>TARIFAS</u>
	(%) *	(%)
FEBRERO	3.5	5.5
MARZO	3.4	5.3
ABRIL	3.3	5.1
MAYO	3.2	4.9
JUNIO	3.1	4.7
JULIO	3.0	4.5
AGOSTO	2.9	4.3
SEPTIEMBRE	2.8	4.1
OCTUBRE	2.7	3.9
NOVIEMBRE	2.6	3.7
DICIEMBRE	2.5	3.5

TARIFAS ELECTRICAS PARA EL AÑO 1988. PUBLICADAS EN EL DIARIO DE LA FEDERACION (17 DE DICIEMBRE DE 1987). SERVICIO No 3, No 8 Y No 12.

<u>NO TIPO DE SERVICIO</u>	<u>CARGO POR DE- MANDA MAXIMA.</u>	<u>CARGO ADICIONAL</u>
3 MAS DE 25 K.V. BAJA TENSION	\$16,582.71 POR K.M. DE DE- MANDA MAXIMA ME- DIDA.	\$ 82.46 POR CADA K.W.H.
8 ALTA TENSION 20 K.V. O MAS	\$11,599.59 POR K.M. DE DE- MANDA MAXIMA ME- DIDA.	\$ 58.92 POR CADA K.W.H.
12 ALTA TENSION 66 K.V. O SU- PERIORES.	\$11,751.56 POR K.M. DE DE- MANDA.	\$ 47.40 POR CADA K.W.H.

## CONCLUSIONES GENERALES

- 1). Al conectar a una red de corriente alterna un aparato eléctrico inductivo (motores, transformadores, equipos de soldadura, circuitos de lámparas fluorescentes, etc.) la corriente total absorbida tiene dos componentes: corriente activa, que es la que produce el trabajo útil y corriente reactiva, necesaria para el funcionamiento del aparato, por ser la que produce el campo magnético, pero no produce por sí misma ningún trabajo.
- 2). La corriente reactiva al operar diariamente los equipos, produce un gasto innecesario de energía, ocasionando se incurra en un bajo factor de potencia en la instalación.
- 3). El hecho de que exista un bajo factor de potencia en una industria o instalación, da como motivo:
  - A.- Aumento en la intensidad de la corriente en las instalaciones y equipos eléctricos, lo cual origina pérdidas por el efecto Joule, lo que conlleva a un sobrecalentamiento de motores y conductores.
  - B.- Fuertes caídas de tensión, obligando a la compañía suministradora a aumentar la potencia de sus plantas, transformadores y líneas.
- 4). Reportes de CFE, indican que el 34% de las industrias ubicadas en Guadaluajara y su periferia, operaban con un bajo factor de potencia en 1985- y 1986. CFE. (COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD) compañía suministradora de energía eléctrica, carga una penalidad de acuerdo con el criterio de su tarifa en vigor cuando existe un factor de potencia inferior al 85%.
- 5). La instalación de capacitores constituye el medio más económico y eficaz para corregir el bajo factor de potencia y así evitar el cargo.
- 6). Los capacitores en baja tensión que existen en el mercado actual, están formados por ensambles de unidades modulares monofásicas en conexión delta, con fusibles internos y resistencias de descarga, integradas, lo que proporciona facilidad de instalación alta seguridad, larga vida en operación y economía en su mantenimiento.
- 7). Los capacitores en baja tensión pueden instalarse lo mismo a la entrada de un transformador, en compensación individual de cada carga, en un banco de capacitores fijo, o bien de manera mixta. Es importante estudiar-

cada caso en especial, para determinar los capacitores requeridos y su lugar de instalación.

- 8). Al aplicar los capacitores en una instalación se sobrevienen ventajas técnicas:

- A.- Corrigen el bajo factor de potencia.
- B.- Aumentan la capacidad de carga de los transformadores.
- C.- Eliminan pérdidas por calentamiento en líneas, conductores y motores (efecto Joule).
- D.- Mejoran la regulación de tensión (voltaje) en las instalaciones.

- 9). Las ventajas técnicas tienen repercusión en beneficios económicos:

- A.- Al corregir el bajo factor de potencia, se reduce el costo de la energía eléctrica, ya que evitan la sanción económica.
- B.- Si se mejora el factor de potencia donde se esté provocando, entonces, no será necesario un alimentador capaz de llevar corrientes de plena carga de los motores.
- C.- Si la instalación ya está trabajando, al corregirse el bajo factor de potencia, la carga en amperes, conectada a ella se reduce y entonces puede aceptar la instalación de nuevos motores que puedan ser motivo de alguna ampliación y que sin el factor de potencia corregido, hubieran provocado una sobrecarga en la instalación, en los transformadores o bien podían haber motivado gastos adicionales en la instalación.
- D.- Al disminuirse la corriente en las líneas de distribución y en los transformadores se reducen las pérdidas por efecto Joule y por consiguiente la temperatura de operación de los equipos también se reduce. Esto se traduce en una reducción adicional en la cuenta de energía eléctrica, a un incremento en la eficiencia de los equipos y de la vida útil de sus aislamientos.

- 10). El costo de la energía eléctrica es un factor que interviene en los costos de producción, se debe estar conciente, si se está pagando durante un período determinado, la cantidad justa o si se está incurriendo en un sobrecargo en la tarifa por conceptos desconocidos y por consecuencia eg tón fuera de control.

11). El operar con un buen factor de potencia tiene sus ventajas, sobretodo porque nos permite reducir nuestros costo de producción.

12). En la época actual en la que el dinero escassa y la inflación es permanente, cuando más debemos vigilar este concepto tan importante que es el corregir el bajo factor de potencia, para así, tener un ahorro considerable de energía y evitar un gasto innecesario de dinero.

13). Desde el punto de vista financiero, el desembolso en capacitores representa una inversión atractiva.

La mayoría de los equipos o maquinaria, tienen un período de pago de varios años, la adquisición de capacitores, tiene un período de pago menor a un año, es decir, el desembolso inicial se recupera en menos de doce meses debido a las economías obtenidas en la cuenta de energía eléctrica, además este beneficio continúa mes tras mes, año tras año, ya que la vida útil de un capacitor va de quince a veinte años.

14). Hemos visto en las conclusiones de los dos casos analizados y a través de todo el estudio, los beneficios técnicos y económicos en el uso de los capacitores en baja tensión, en los casos estudiados y en la generalidad de ellos, se convierten en la mejor alternativa de inversión para las industrias o instalaciones que optan por ellos.

15). Para finalizar concluiré diciendo:

Es importante concientizarnos los que de alguna manera estemos involucrados en este medio, de corregir el bajo factor de potencia, sin temor a invertir en capacitores que se convierten en la solución óptima a esta problemática. Recordemos que al utilizar la energía eléctrica en la forma más racional y eficiente posible, cuidaremos de uno de nuestros recursos más versátiles evitando el desperdicio y ayudando de alguna manera a la recuperación económica de nuestro país.

## BIBLIOGRAFIA

BAUMEISTER T., AVALLONE E. A., BAUMEISTER III T.

MANUAL DEL INGENIERO MECANICO.

MC GRAW HILL CO. USA 1978.

BLONQUIST W. C., CRAIG C. R., PARTINGTON R. N., MIDON R. C.

CAPACITORS FOR INDUSTRIES.

CHAPMAN AND HALL. NUEVA YORK 1950.

EDMINISTER J. A.

CIRCUITOS ELECTRICOS.

MC GRAW HILL CO. USA 1969.

GARDUÑO G. J.

EL BAJO FACTOR DE POTENCIA.

C. E. MEXICO 1972.

LYNCHEN T. F.

INFLUENCIA DEL FACTOR DE POTENCIA EN EL TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA.

LEYDEN ARGENTINA SA. ARGENTINA 1969.

MAYER R. R.

GERENCIA DE PRODUCCION Y OPERACIONES.

MC GRAW HILL SA. MEXICO 1960.

MENIETTI R. E.

CAPACITOR CONTROLS AND THEIR APPLICATIONS.

SANGAMO ELECTRIC COMPANY. USA 1969.

RESNICK R.

FISICA III.

EDITORIAL CONTINENTAL SA. MEXICO 1969.

RODRIGUEZ P. D.

CONTABILIDAD ADMINISTRATIVA.

MC. GRAM HILL SA. MEXICO 1982.

THIESEN H. G., FABRYCKY W. J., THIESEN G. J.  
ECONOMIA DEL PROYECTO EN INGENIERIA.  
PRENTICE HALL INC. MADRID 1973.

TRUJILLO J. J.  
ELEMENTOS DE INGENIERIA INDUSTRIAL.  
EDITORIAL LIMESA. MEXICO 1970.

WESTON B.  
FINANZAS EN ADMINISTRACION.  
NUEVA EDITORIAL INTERAMERICANA. MEXICO 1977.

OTROS:

CATALOGO CAPACITORES BALTEAU ECONOVAR.  
MEXICO 1985.

CATALOGO CAPACITORES RTC.  
MEXICO 1987.

CATALOGO CAPACITORES TECNICA SALGAR (COPACSA).  
MEXICO 1987.

DIARIO EL INFORMADOR DE GUADALAJARA. JAL.  
MEXICO 31 DE DICIEMBRE 1987.

DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION (SHCP).  
MEXICO 15 DE OCTUBRE 1973.

DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION (SHCP).  
MEXICO 2 DE ENERO 1987.

DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION (SHCP).  
MEXICO 17 DE DICIEMBRE 1987.