

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

LOCALIZACION ECONOMICA DE CAPACITORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TESIS

Presentada a la Junta Directiva de la
Facultad de Ingenieria de la
Universidad de San Carlos de Guatemala

Por

ANGEL EDUARDO POLANCO ANZUETO

Al conferirsele el título de
INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, marzo de 1,995

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

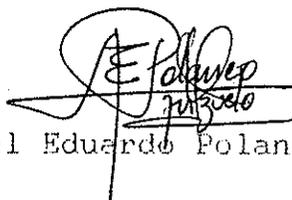
08
T(3499)
C4

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la Ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a vuestra consideración mi trabajo de tesis titulado:

LOCALIZACION ECONOMICA DE BANCOS DE CAPACITORES EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCION

Tema que me fuera asignado por la dirección de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.



Angel Eduardo Polanco Anzueto

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO: Ing. Julio Ismael González Podszueck
VOCAL 1o. Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
VOCAL 2o. Ing. Jack Douglas Ibarra Solórzano
VOCAL 3o. Ing. Juan Adolfo Echeverría Méndez
VOCAL 4o. Br. Freddy Estuardo Rodríguez Quezada
VOCAL 5o. Br. Mario Nephtalí Morales Solís
SECRETARIO Ing. Francisco Javier González López

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO: Ing. Jorge Mario Morales González
EXAMINADOR: Ing. Edwin Ramón Rodas Solares
EXAMINADOR: Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
EXAMINADOR: Ing. Stuardo Abraham Casasola Mazariegos
SECRETARIO: Ing. Edgar José Aurelio Bravatti Castro

Guatemala, 5 de octubre de 1994

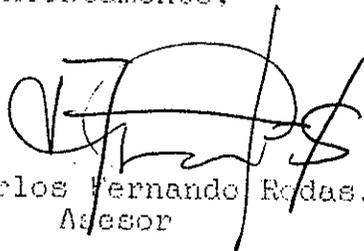
Señor Ingeniero
Angel García Martínez
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Señor Coordinador.

Habiendo asesorado al estudiante ANGEL EDUARDO POLANCO ANZUETO en el desarrollo del trabajo de tesis titulado: LOCALIZACION ECONOMICA DE CAPACITORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION y tras haber revisado su contenido final sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo.

Solamente el autor y su asesor son responsables por los conceptos, conclusiones y recomendaciones aquí vertidas.

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Rodas.
Asesor



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 24 de febrero de 1,995

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis del estudiante Angel Eduardo Polanco Anzueto, titulado: Localización económica de capacitores en sistemas de distribución, ya que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel Jesús García Martínez
Coordinador del Area de Potencia

AGM/sdem.

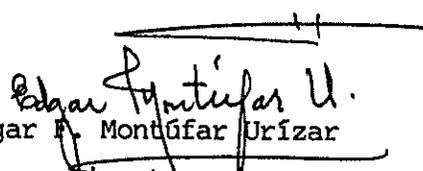


FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica y Regional de Post-grado de Ingeniería Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Angel Eduardo Polanco Anzuetto, titulada: Localización económica de capacitores en sistemas de distribución, procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Director

Guatemala, 28 de febrero de 1,995.





FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

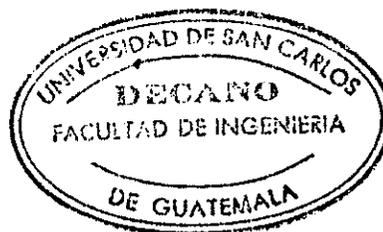
El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: **Localización económica de capacitores en sistemas de distribución**, del estudiante **Angel Eduardo Polanco Anzueto**, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:

Ing. Julio Ismael González Podszueck

Decano

Guatemala, 3 de marzo de 1,995.



DEDICATORIA

A: DIOS, y la Virgen MARIA.

A: San Marcos.

A MIS PADRES: P.E.M. Angel Salvador Polanco
Profra. Néilda Marina Anzueto de
Polanco

A MIS HERMANOS: Jorge Mario Polanco Anzueto &
William Adolfo Polanco Anzueto.

A MIS ABUELITAS: Concepción Polanco.
Olivia N. de León Solís [Q.E.P.D.]
Eluvia Solís [Q.E.P.D.].

A MI FAMILIA: En especial a Mamá Tena & Ma Cháve.

A: Sor Clotilde Cáceres Rangel.

A: Vilma.

AGRADECIMIENTO

Al Ingeniero Carlos Fernando Rodas por su valiosa ayuda en la elaboración de esta tesis.

Indice General

Glosario.....	i
Introducción.....	ii
I. Conceptos básicos en la aplicación de capacitores en sistemas de distribución	
1. Generalidades.....	1
1.1 Conceptos básicos.....	2
1.1.1 Angulo de fase o desfase.....	2
1.1.2 Corriente activa.....	2
1.1.3 Corriente reactiva.....	3
1.1.4 Corriente total.....	4
1.1.5 Factor de potencia.....	4
1.2 Propiedades eléctricas fundamentales de capacitores e inductores.....	5
1.3 Compensadores de energía.....	7
1.4 Efectos de compensadores en serie y paralelo..	10
1.4.1 Capacitores en serie.....	10
1.4.2 Capacitores en paralelo.....	13
II. Análisis de pérdidas	
2. Análisis de pérdidas.....	20
2.1 Eficiencia de los sistemas eléctricos.....	21
2.2 Clasificación de pérdidas en sistemas eléctricos.....	21
2.2.1 Pérdidas no técnicas.....	21
2.2.2 Pérdidas técnicas.....	22

2.2.2.1	Pérdidas en transporte.....	25
A.	Instalación de capacitores en paralelo.....	25
A.1	Control para capacitores.....	29
A.2	Protección de capacitores en paralelo.....	32
2.3	Uso económico de bancos de capacitores.....	33
2.3.1	Capacidad relevada.....	37
2.4	Modelo del simulador del flujo carga.....	37
2.5	Análisis económico.....	41
2.6	Análisis del factor de potencia.....	45
2.6.1	Influencia en el aumento de pérdidas de energía en conductores.....	45
2.6.2	Penalización.....	46
III.	Análisis de la muestra, prueba práctica	
3.	Análisis de la muestra.....	47
3.1	Metodología.....	47
3.2	Herramienta que se va a utilizar.....	48
3.3	Prueba práctica.....	48
3.4	Prueba de campo.....	53
3.5	Evaluación económica.....	58
IV.	Conclusiones.....	63
V.	Recomendaciones.....	64
	Bibliografía.....	65
	Anexos.....	66

GLOSARIO

Capacitor Elemental: una parte indivisible del compensador de reactiva consistente en electrodos separados por un material dieléctrico.

Unidad capacitadora: unión de uno o más elementos compensadores elementales en una caja o recipiente con terminales en su exterior.

Segmento Capacitor: un sólo grupo de unidades del compensador de reactiva, con protección y sistema de control.

Módulo Capacitor: un grupo trifásico de segmentos del compensador de reactiva.

Banco de Capacitores: una línea total de montaje de los módulos eléctricos del compensador conectados entre sí.

DPAS (Distribution Primary Analysis System), software para análisis de sistemas primarios de distribución.

AUTOCAD (The Autocad Drafting Package), software para bosquejos de dibujo en PC's.

A/DFI (File Interchange AUTOCAD/DPAS), software de intercambio de información entre el AUTOCAD y el DPAS.

ANGULADOR (Digital Phase Angle Meter), Medidor digital de fase, usado para pruebas y calibración de relevadores de protección, verifica polaridades de los CT's y PT's, y mide el ángulo de defase entre corrientes, voltajes, corrientes y voltajes.

UTILIDAD: nombre técnico para las medidas de satisfacción del consumidor.

UTILIDAD MARGINAL: el cambio en la utilidad económica total resultante por la compra de una unidad adicional.

PUNTO DE EQUILIBRIO: significa no tener unidades económicas, o estar cubriendo exactamente los costos de oportunidad.

INTRODUCCION

Este trabajo tiene como finalidad principal dar a conocer uno de los métodos utilizados para la localización óptima de los bancos de capacitores en el sistema de distribución de EEGSA.

La simulación de un sistema eléctrico de distribución, por medio de computadoras, permite la identificación y segmentación de pérdidas que ocurren en algún circuito específico: estas pérdidas en los sistemas de distribución es un aspecto, el cual siempre se trata de minimizar para obtener las máximas ventajas económicas.

Uno de los factores importantes que influyen en el aumento de pérdidas en los conductores es el transporte de potencia reactiva: es por eso que la corrección del factor de potencia en los sistemas de distribución a través del uso de bancos de capacitores es una de las medidas más simples y económicas al respecto.

Debido al crecimiento que se da en los circuitos y que la demanda tiene generalmente factor de potencia bajo (cargas inductivas); esto produce pérdidas de potencia real en los conductores y un mal aprovechamiento de la infraestructura que actualmente existe en los circuitos, y se refiere al sobredimensionamiento que es requerido en los transformadores de 69/13.8kv, conductores, etc.

La localización adecuada de capacitores en los circuitos de distribución a través de la simulación por computadora, ofrece gran ayuda en cuanto a reducir el tiempo para tomar una decisión sobre el beneficio económico de su uso.

Entonces se centra el objetivo en aprovechar al máximo la infraestructura y dispositivos que componen el circuito de distribución reduciendo las pérdidas de potencia real a un valor que nos permita obtener las ventajas económicas más altas, y mejora por ende el servicio que se presta a los usuarios, de parte de una empresa comercializadora del servicio eléctrico.

CAPITULO 1

CONCEPTOS BASICOS EN LA APLICACION DE CAPACITORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

1. GENERALIDADES:

El rápido crecimiento de las cargas eléctricas en los sistemas de distribución, ofrece un desafío para el manejo y servicio de éstas de la manera más eficiente. El costo del suministro de esta potencia eléctrica implica generación y transmisión.

Un repaso de la energía consumida indicará que es necesario abastecer dos tipos de potencia - Potencia Activa (kilowatts) y Potencia Reactiva (kilovars). La potencia activa debe de ser generada por una estación central, mientras que la potencia reactiva puede ser proporcionada por una estación central, por el uso de motores síncronos o por el uso de capacitores estáticos en paralelo y/o serie. Los capacitores en paralelo son la fuente más económica para la aportación de potencia reactiva requerida para las líneas de distribución y transmisión.

Un sistema de transmisión y distribución requiere de potencia reactiva en adición para satisfacer la demanda de los consumidores de la energía eléctrica. Si la única fuente de potencia reactiva es la de una generación central, este reactivo común puede ser proporcionado por los generadores y transmitido por distintos elementos hacia donde se necesitan. Las líneas de transmisión, distribución y todo el equipo involucrado (fusibles, PT's, CT's, etc.), deben ser calculados para llevar esta corriente provocada por una componente de la corriente total, la "corriente reactiva".

1.1 CONCEPTOS BASICOS:

1.1.1 ANGULO DE FASE O DESFASE

Si tenemos un sistema de corriente alterna, tanto la tensión (E), como la intensidad de corriente (I) son funciones senoidales y se representan con la misma escala de tiempos. Por el ritmo con que se energizan todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica, aparece un desplazamiento relativo entre ambas magnitudes que sólo es nulo si se tratara de elementos resistivos puros. Dicho desplazamiento se conoce con el nombre de ángulo de fase o desfase (θ) y nunca puede ser mayor de 90° .

Si la corriente antecede a la tensión, la carga será de tipo capacitivo; si sucede lo contrario, la carga será de tipo inductivo.

1.1.2 CORRIENTE ACTIVA

Es uno de los dos componentes de la corriente fundamental que puede existir en redes eléctricas de corriente alterna. Se origina de una carga óhmica o resistiva, ya que ésta toma corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas, por lo que la energía eléctrica aplicada se transforma en trabajo mecánico, calor o cualquier otra forma de energía que no puede devolverse a la red eléctrica causante de la misma.

Como cargas óhmicas o resistivas pueden designarse las lámparas incandescentes y los aparatos de calefacción que se comportan igual que en redes de corriente continua, puesto que si tales cargas se consideran reales deberán considerarse como compuestas por una parte puramente resistiva, dispuestas en

paralelo con otra parte reactiva ideal, ya que a frecuencias bajas, como son las normales en redes eléctricas (50 - 60 Hz), la parte de carga reactiva es prácticamente despreciable.

Esta corriente activa da como resultado el consumo de una Potencia Activa (P), medida en Watts, que es la potencia aprovechable en un trabajo, y está dada por:

$$P = E * I_a * \cos \theta$$

1.1.3 CORRIENTE REACTIVA

La corriente reactiva se designa también como corriente magnetizante e influye en la capacidad de transporte de energía entre la fuente de abastecimiento y la carga. Sin embargo, esta energía no es aprovechable en trabajo, sino que se acumula en el campo magnético y es devuelta al sistema de la red eléctrica de nuevo cuando el campo magnético desaparece en el ritmo de la frecuencia. Por eso, la potencia magnetizante se designa como potencia reactiva.

La corriente reactiva es, por lo tanto, la componente adicional a la corriente activa que da origen a los campos magnéticos que deben mantenerse en los consumidores inductivos, tales como: líneas de transmisión, líneas de distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores, hornos de inducción, reactancias, etc.

Esta corriente reactiva es provocada por el consumo de Potencia Reactiva ((Q) medida en Volta-amperios reactivos (VARS)).

La potencia reactiva está dada por:

$$Q = E * I_r * \text{SEN } \theta$$

1.1.4

CORRIENTE TOTAL

Es la magnitud de la corriente que circula por los equipos de una red eléctrica que van desde la generación de energía hasta su aprovechamiento, que es un consumo.

Esta corriente demandada da como resultado el consumo de una Potencia Aparente (S), medida en Volta-amperios (VA), que se puede definir como la suma vectorial entre potencia Activa y potencia Reactiva que consume una carga.

La potencia aparente está dada por:

$$S = (P^2 + Q^2)^{1/2}$$

1.1.5

FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia es una relación entre la potencia aparente (kVA) y la potencia real (kW) consumida por una determinada carga. Esta relación viene dada por:

$$FP = \text{Cos. } \theta = \frac{\text{kW}}{\text{kVA}}$$

El valor ideal del factor de potencia es 1.0, que no se da en la realidad debido principalmente a la existencia de cargas inductivas, lo cual significaría que un circuito de distribución estará con un factor de potencia en atraso, si no existe ninguna aportación de potencia reactiva, aun así con aportación externa es común manejar cargas con factor de potencia en atraso en distribución.

La corriente absorbida por tales cargas como los motores, transformadores, hornos de inducción, lámparas, soldadoras, etc., da lugar a que exista un consumo, tanto de potencia activa

CARGA TIPICA DE DISTRIBUCION

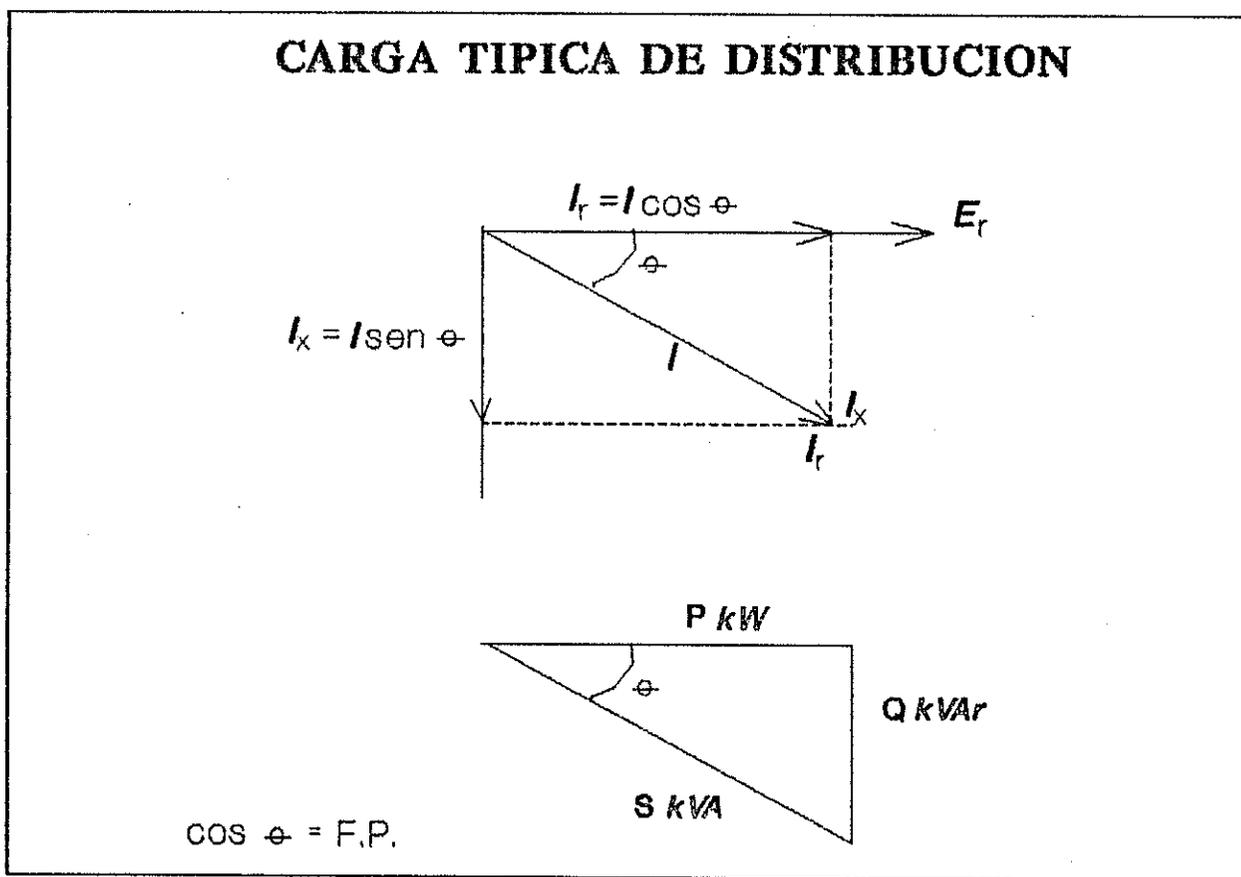


FIGURA 1.

productiva, y una potencia reactiva que sirve para la formación de campos magnéticos, necesarios para el funcionamiento de motores, transformadores, etc.

Se puede describir al factor de potencia como: " La medida de la eficiencia de la utilización de la energía eléctrica."

1.2 PROPIEDADES ELECTRICAS FUNDAMENTALES DE CAPACITORES E INDUCTORES

Cuando un voltaje de E voltios es aplicado a un capacitor ideal fig. 2, o a un inductor ideal fig. 3, existen las siguientes relaciones:

En un capacitor.

$$X_C = \text{reactancia capacitiva} = \frac{10^6}{2\pi fC} \text{ ohms.}$$

en donde:

f= frecuencia de la fuente

C= capacitancia en microfaradios

I_C= corriente tomada del capacitor

$$I_C = \frac{E}{X_C} \text{ amp. en adelante al voltaje aplicado de } 90^\circ$$

En un inductor:

$$X_L = \text{reactancia inductiva} = 2\pi fL \text{ ohms.}$$

en donde:

f= frecuencia de la fuente

L= inductancia en henrios

I_L= corriente tomada del inductor

$$I_L = \frac{E}{X_L} \text{ amp. en atraso al voltaje aplicado de } 90^\circ$$

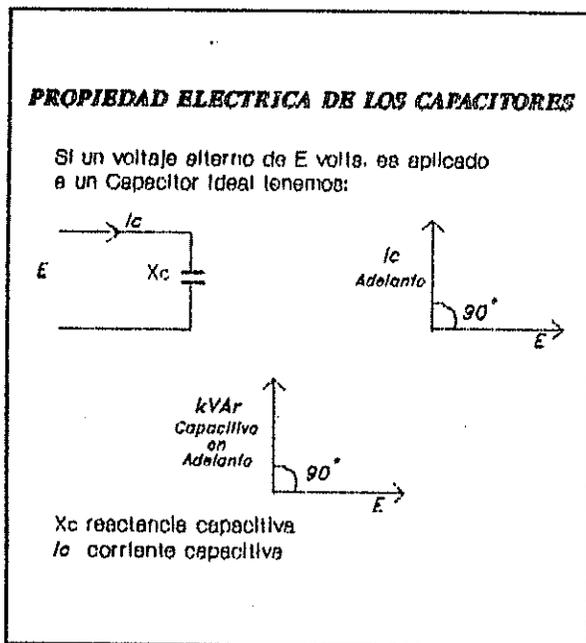


FIG. 2. Capacitor ideal.

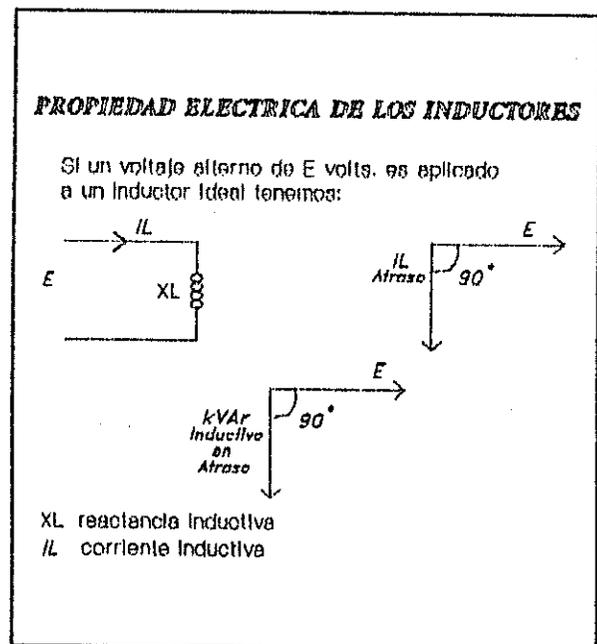


FIG. 3. Inductor ideal.

La reactancia inductiva es opuesta en sentido a la reactancia capacitiva. La potencia activa (kW) tomada de un capacitor ideal y/o de un inductor ideal es cero.

La característica eléctrica de un capacitor estriba en que éste es capaz de proporcionar potencia reactiva.

Se puede hacer una comparación de cargas por medio de diagramas vectoriales, lo que representaría para los circuitos de distribución lo siguiente. Ver fig.(4).:

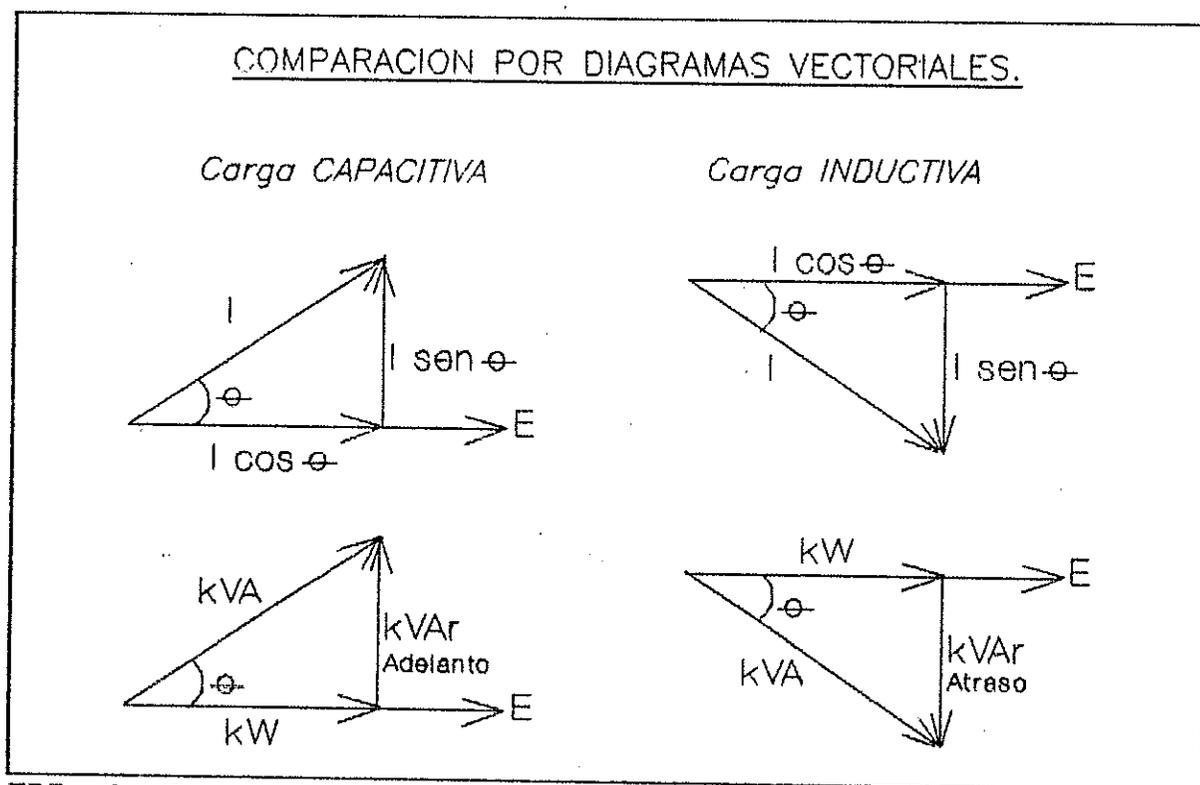


FIG. 4. Comportamiento vectorial

1.3 COMPENSADORES DE ENERGIA

A simple vista, el capacitor parece ser un simple aparato; es un equipo que consta de dos placas metálicas separadas por un material dieléctrico aislador, que posee ciertas características que se obtienen al paso de una tensión eléctrica. Las partes

activas de los capacitores de potencia son: el papel, hoja de metal y una impregnación líquida (material aislante), ver fig 5.. En el pasado, muchos capacitores de potencia fueron construidos con dos hojas de metal (puro aluminio) separado por tres o más capas de papel Kraft e impregnado químicamente.

La capacidad de un capacitor está determinada solamente por 3 factores:

- * El tamaño de las placas,
- * La distancia que las separa, y
- * el material que separa las placas.

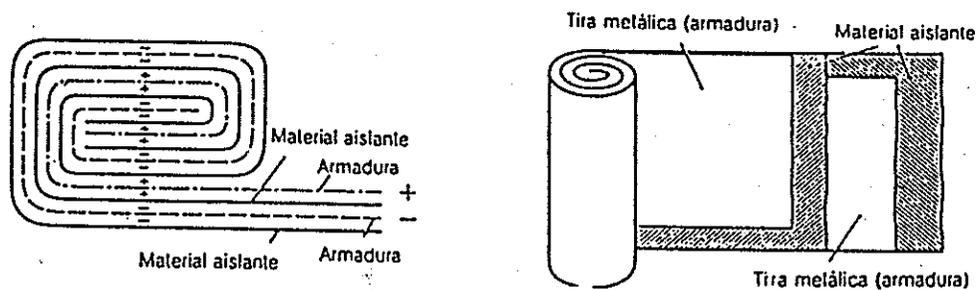


figura 5.

Los capacitores de potencia han sido mejorados tremendamente desde los últimos 30 años o más; parte de esto se debe a las mejoras de los materiales dieléctricos y sus eficientes utilidades. Las mejoras en los procesos técnicos involucrados, han influido en la capacidad de los compensadores de potencia reactiva o capacitores los que se han incrementado desde 15 - 25 kVAR hasta unos 200 - 300 kVAR. Hoy en día los capacitores de potencia son mucho más eficientes y están disponibles a un precio mucho más bajo por kVAR. Se puede mencionar en una forma muy general que el aluminio y el papel, están sumergidos dentro de un cilindro de algunos pies cúbicos de dieléctrico activo, para dar

más capacidad de potencia en los capacitores. Varios de estos cilindros están comprimados e insertados en una forma rectangular dentro del capacitor.

El capacitor ya ensamblado incluye conexiones internas como se observara en la figura 6, que muestra las partes esenciales que lo componen; previo a su inmersión, se remueve la humedad que pueda existir en un horno.

Actualmente los capacitores, debido a sus costos reducidos y a sus dimensiones, son utilizados con mayor maniobrabilidad, lo cuál puede justificar su uso sobre los viejos capacitores puesto que necesitan bases de menor tamaño y costo, y obtener utilidades que pueden ser económicamente mejores escogiendo las presentes tecnologías.

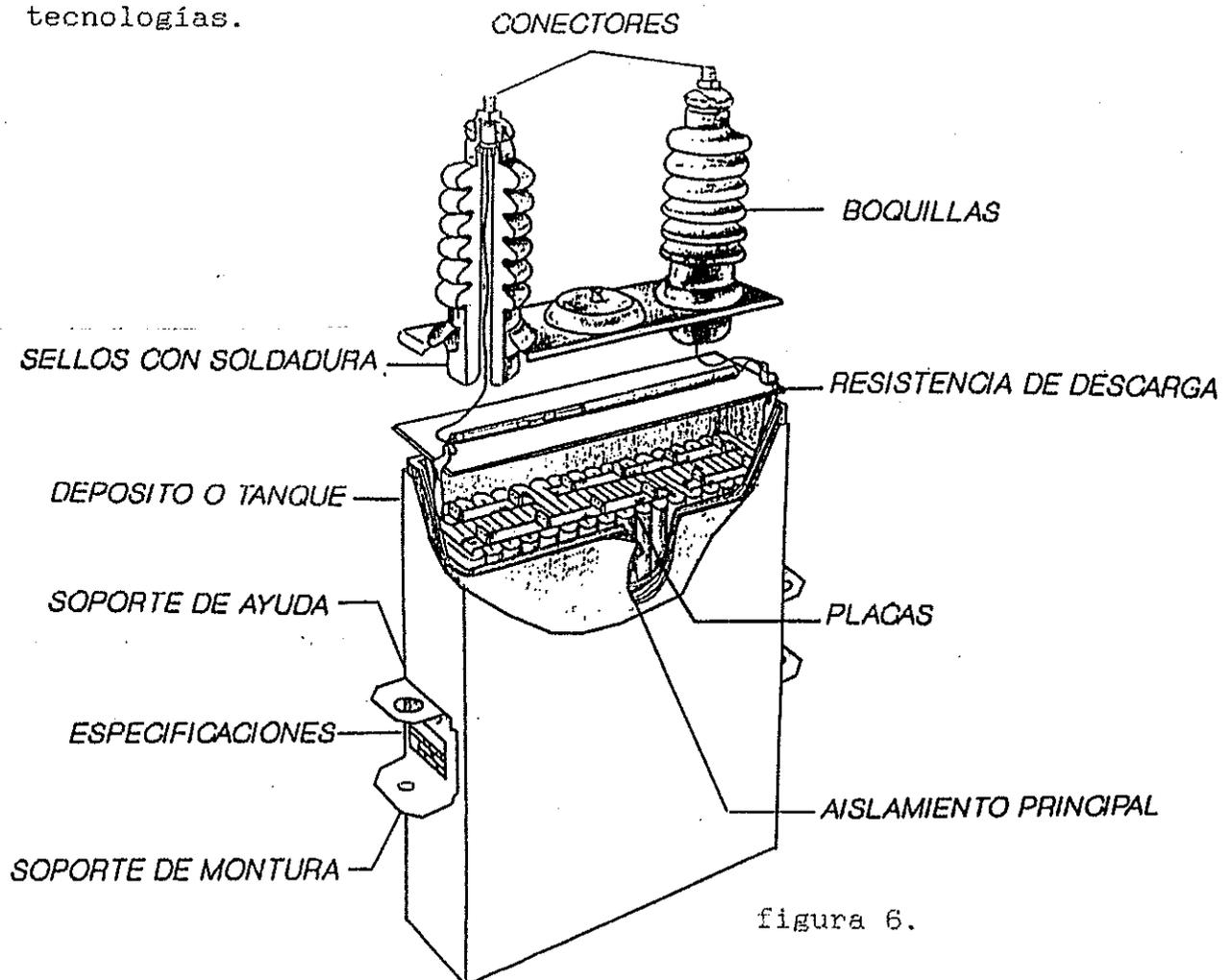


figura 6.

1.4 EFFECTOS DE COMPENSADORES EN SERIE Y PARALELO

La función fundamental de los capacitores, no importando que el banco de capacitores sea conectado en serie o paralelo, es el de proporcionar corriente reactiva y regular el voltaje en el punto donde fueron instalados. Los capacitores en paralelo hacen que se mejore el factor de potencia de la carga, mientras que los capacitores en serie hacen que directamente se contrarreste la reactancia inductiva del circuito al cual está siendo aplicado.

1.4.1 CAPACITORES EN SERIE

Los capacitores conectados en serie con la línea han sido utilizados para una limitada extensión de circuitos de distribución, que si bien es cierto, es una técnica que se ha utilizado desde hace más de 40 años, actualmente no es común usarlos en nuestro medio, especialmente cuando se trata de bancos de capacidad pequeña, debido a que resulta más económico y menos complicado usar bancos de capacitores en paralelo.

En la figura 7, se muestra un esquema sobre el comportamiento fasorial de un sistema al instalar equipo de compensación de reactiva en serie. En otras palabras, un capacitor conectado en serie con la carga, es una reactancia negativa en serie con una reactancia positiva del circuito con el efecto de compensación de reactiva en parte o en todo el circuito dependiendo de donde sea instalado. Por lo tanto, el primer efecto de los capacitores en serie es el de minimizar o suprimir el voltaje causado por la reactancia inductiva del circuito. Algunas veces, un capacitor en serie puede ser considerado como un regulador de alto voltaje que

es proporcional a la magnitud del factor de potencia y a la corriente que esté presente.

Por lo tanto, un compensador en serie provee un alza en el voltaje que aumenta instantánea y automáticamente como la carga que lo hace. También, un compensador en serie produce un rango de voltaje neto más alto que un compensador en paralelo a un bajo factor de potencia; aun con estas características, el compensador en serie mejora el sistema de potencia mucho menos que el compensador en paralelo, y tiene un pequeño efecto sobre la fuente de alimentación de corriente, a menos que estos se instalaran a la salida de la fuente tendría un efecto total en el circuito, y la cargabilidad en las líneas no se vería disminuida.

Considerando la alimentación del circuito y su diagrama fasorial de voltaje figs. 7a. y 7c. El voltaje en el alimentador puede ser expresado así:

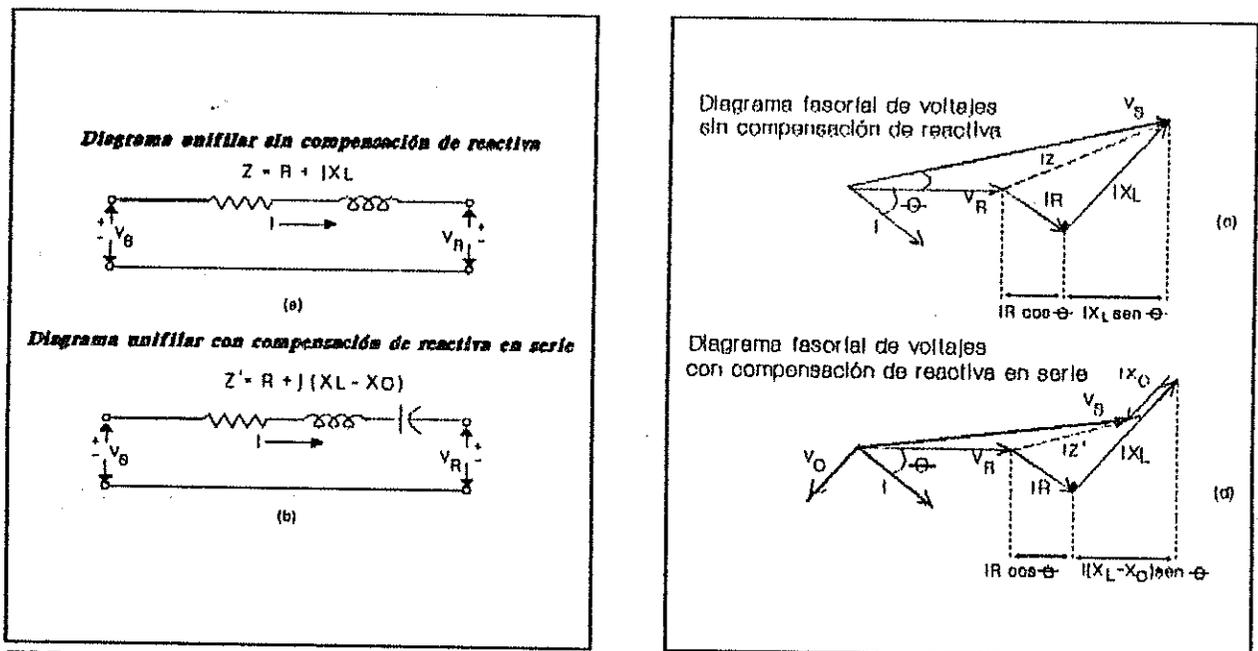


FIG. 7. Esquema unifilar compensación en serie

Diagrama fasorial correspondiente

$$VS = IR \cos \theta + IX_L \text{ sen } \theta$$

donde R = resistencia del circuito

X_L = reactancia inductiva del circuito

$\cos \theta$ = factor de potencia a final del circuito

$\text{sen } \theta$ = seno del ángulo del factor de potencia al final del circuito

Como se observa en el diagrama fasorial, la magnitud del segundo término es más grande que el primero; éste tiende a ser mucho más grande cuando el factor de potencia es más bajo y el rango de R/X_L es pequeño.

Sin embargo, cuando un capacitor en serie es aplicado como se presenta en la figs. 7b. y 7d. el bajo voltaje puede ser calculado por:

$$VS = IR \cos \theta + I(X_L - X_C) \text{ sen } \theta$$

donde X_C = reactancia capacitiva del capacitor serie

Hasta ahora, ha sido un equipo caro y complicado comparado con los capacitores en paralelo, la sobrecompensación de voltaje, el riesgo en su uso sobre el fenómeno de ferresonancia (en transformadores durante el encendido de un motor, etc.) y dificultad en protección de estos compensadores en los sistemas radiales en donde las corrientes de falla son altas. Respecto al efecto resonante, éste puede ser generado durante la conexión y desconexión de un banco de capacitores, o puede presentar estos efectos resonantes por armónicas producidas en otro punto del circuito en donde se encuentren cargas a control remoto, y se incrementa con el uso de tiristores en la industria de donde se deriva un potencial DC, siendo la fuente de AC. En bancos de capacitores conectados en serie, estas causas son más ocurrentes

durante la utilización de las cargas, y es menor este efecto resonante en bancos de capacitores en paralelo. Los compensadores de reactiva en serie no tienen una amplia aplicación en sistemas de distribución.

1.4.2 CAPACITORES EN PARALELO

Los capacitores conectados paralelamente a las líneas primarias son usados extensamente en sistemas de distribución. Los compensadores en paralelo suministran el componente de corriente requerido por una carga inductiva.

La instalación de capacitores en paralelo modifican las características de una carga, y contrarrestan algunos o todos los componentes de una carga inductiva en el punto de su instalación, por lo que el compensador en paralelo tiene el mismo efecto que un condensador síncrono sobre-excitado, generador o motor.

En la figura 8, se muestra que con la aplicación de un compensador en paralelo a la carga, la magnitud de corriente que se proporciona de la fuente de alimentación puede ser reducida; el factor de potencia mejorado, así como la caída de voltaje que se tiene entre la fuente de alimentación y la carga es también reducido; de la siguiente fórmula se obtiene el porcentaje de elevación de voltaje.

$$\% \text{ aumento del Vol.} = \frac{(\text{kVAr}) (d) (X)}{10 \text{ kV}^2}$$

donde:

kVAr = Valor de kVAr trifásico del banco

d = Distancia de la fuente de alimentación al punto de instalación

X = Reactancia del conductor en Ohms/milla

kV = Voltaje de línea a línea

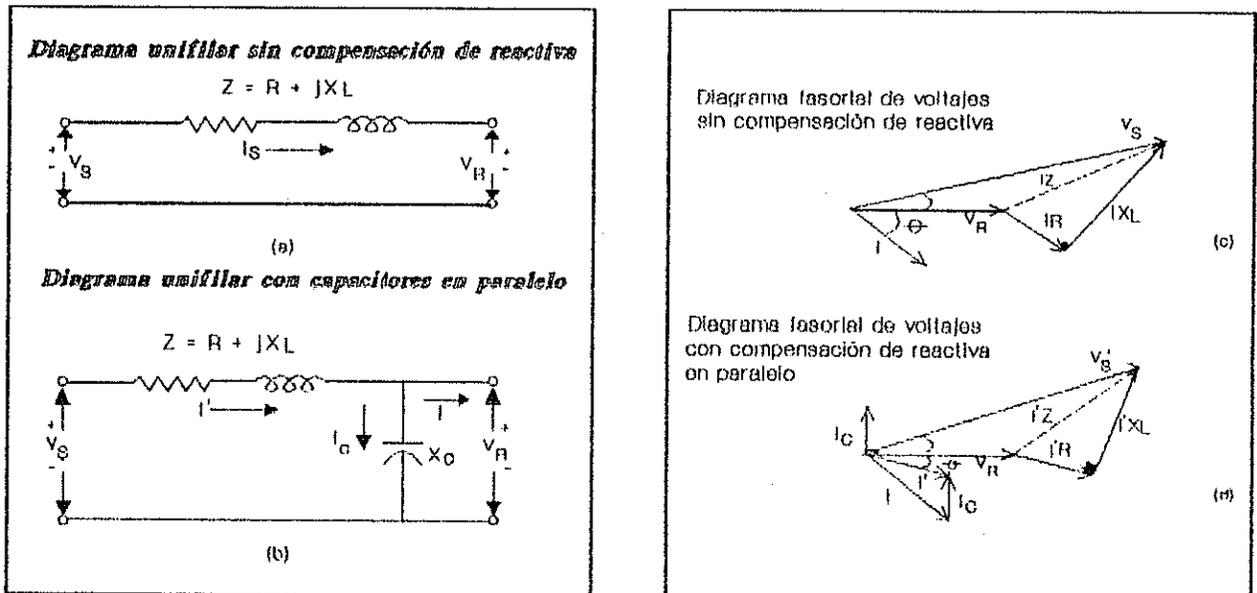


FIG. 8. Diagrama unifilar compensación en paralelo

Diagrama fasorial correspondiente

Los compensadores en paralelo no afectan la corriente o el factor de potencia más allá de su punto de aplicación. Las figs. 8a. y 8c. muestran el diagrama de una línea y su diagrama fasorial de voltaje antes de la adición de un compensador en paralelo y las figs. 8b. y 8d. muestran el esquema del comportamiento del circuito con un compensador en paralelo. El voltaje, en el circuito en una línea de transmisión, corta con factor de potencia en retraso, y puede ser aproximadamente:

$$V_S = I_R R + I_X X_L$$

donde: R = resistencia total del circuito, ohms

X_L = reactancia total del circuito, ohms

I_R = real en fase con la componente de corriente, amp.

I_x = reactiva en desfase con la componente de la corriente, en atraso respecto al voltaje 90° , amp.

Cuando un capacitor es instalado en el final de la línea figura 8b, la caída del voltaje resultante puede ser calculada aproximadamente por:

$$V_S = I_R R + I_x X_L - I_C X_L$$

donde I_C = reactiva en desfase con la componente de la corriente, en atraso respecto del voltaje 90° , amp.

La función de un capacitor conectado en paralelo, una unidad, o un grupo de unidades, es proporcionar kVAR al sistema en el punto donde están conectados. Esta función de proporcionar los kVAR o suministrar una corriente reactiva, persigue interactuar con la componente fuera de fase de la corriente requerida por una carga inductiva, como se ve en la figura 9.

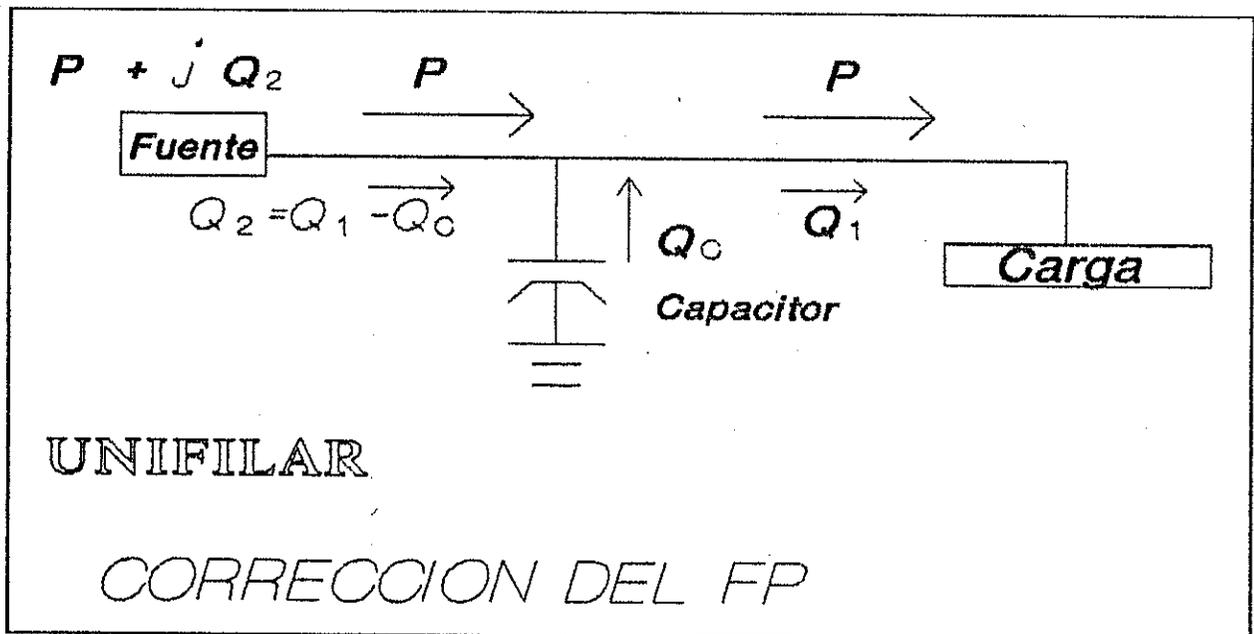


FIG. 9. Diagrama unifilar.

La aplicación de capacitores en paralelo en un circuito de distribución en donde el factor de potencia es en atraso, tiene varios efectos, uno o más de los cuales se puede considerar como razón para su aplicación.

- 1.- Reduce la componente de la corriente en atraso del circuito.
- 2.- Incrementa el nivel de voltaje en la carga o línea donde está instalado, y mejora la regulación de voltaje si las unidades del capacitor son adecuadamente conectadas.
- 3.- Reduce las pérdidas I^2R y las I^2X en el sistema por la reducción de corriente en el circuito.
- 4.- Mejora el factor de potencia en las fuentes generadoras, la corrección al 100% o más del factor de potencia, que puede ser económica en algunos casos.
- 5.- Disminuye la carga (kVA) en las fuentes y circuitos eléctricos para relevar una condición de sobrecarga, que libera capacidad adicional por el crecimiento de la misma, y proporciona utilidades económicas por kilowatt de carga que se va a suministrar.
- 6.- Por reducción de los kVAR de carga en las fuentes de generación, se pueden adicionar kilowatt de carga a los generadores, si la capacidad de la turbina está disponible.
- 7.- Reducir la demanda en (kVA) donde la potencia es adquirida. La corrección al 100% del factor de potencia puede ser económica en algunos casos.
- 8.- Reduce la inversión en el sistema eléctrico, y

proporciona utilidades económicas por kilowatt de carga que se va a suministrar.

Para ilustrar los efectos de una compensación de potencia reactiva, se hará referencia al triángulo de potencia fig. 10a.. En las figs. 10b. y 10c., se observa que añadiendo compensación, el componente de energía reactiva Q de la energía aparente S , puede ser reducido o suprimido totalmente. Observando la fig. 10c., la potencia aparente y la reactiva van decreciendo (por la provisión de la potencia reactiva Q_c) respectivamente; ahora bien, el incremento que es requerido en la potencia aparente y la potencia reactiva es una función del factor de potencia de la carga, que toma la potencia real constante en la carga.

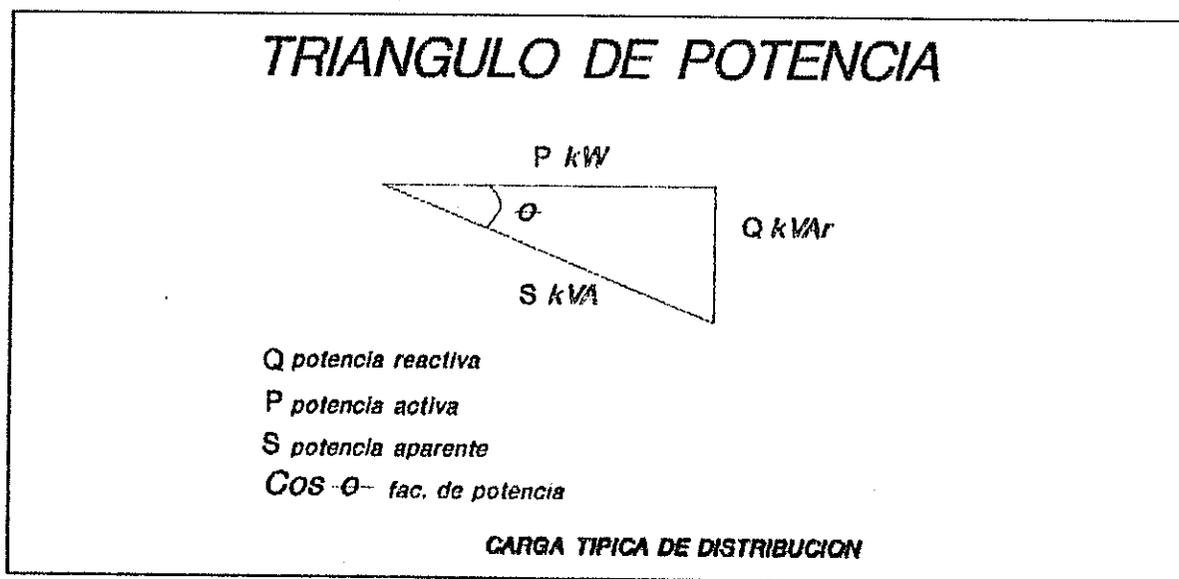
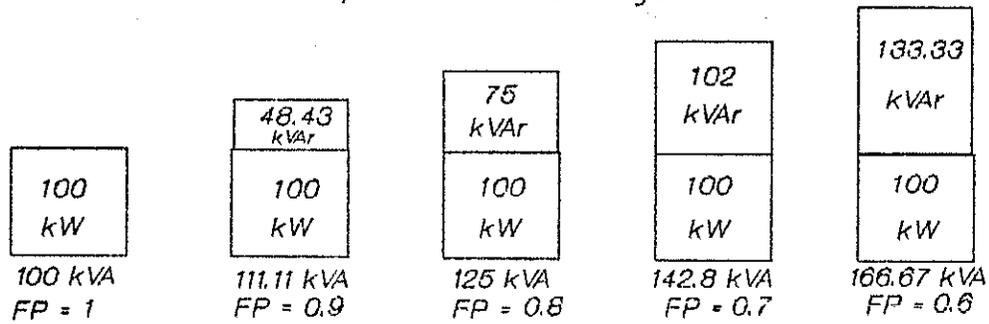


FIG. 10a. Triángulo de potencia.

EL transporte de potencia reactiva, desde una planta de generación a una carga localizada a una distancia considerable, no es económicamente factible, pero sí puede fácilmente ser aportada por compensadores localizados cerca de su consumo.

b) Il·lustraci3n del incrementa en la potencia aparente manteniedo la potencia activa constante, mientras varía el factor de potencia de la carga.



c) Il·lustraci3n que mantiene la potencia aparente constante, mientras la potencia real y reactiva varían en funci3n del factor de potencia de la carga.

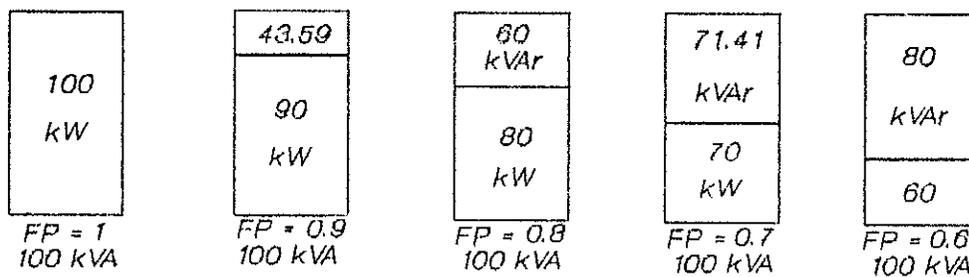


FIG. 10b. y 10c. Variaci3n del factor de potencia

Asumiendo que la carga es suministrada con una potencia activa P, una potencia reactiva en atraso Q₁, y una potencia aparente S₁ con un factor de potencia en atraso tenemos que:

$$\cos \theta_1 = \frac{P}{S_1}$$

ó

$$\cos \theta_1 = \frac{P}{(P^2 + Q_1^2)^{1/2}}$$

Cuando un compensador de reactiva en paralelo Q_c, es instalado en la carga, el factor puede ser mejorado de Cos θ₁ a Cos θ₂, en donde (ver fig. 11):

$$\cos \theta_2 = \frac{P}{S_2}$$

$$\cos \theta_2 = \frac{P}{(P^2 + Q_2^2)^{1/2}}$$

$$= \frac{P}{[P^2 + (Q_1 - Q_C)^2]^{1/2}}$$

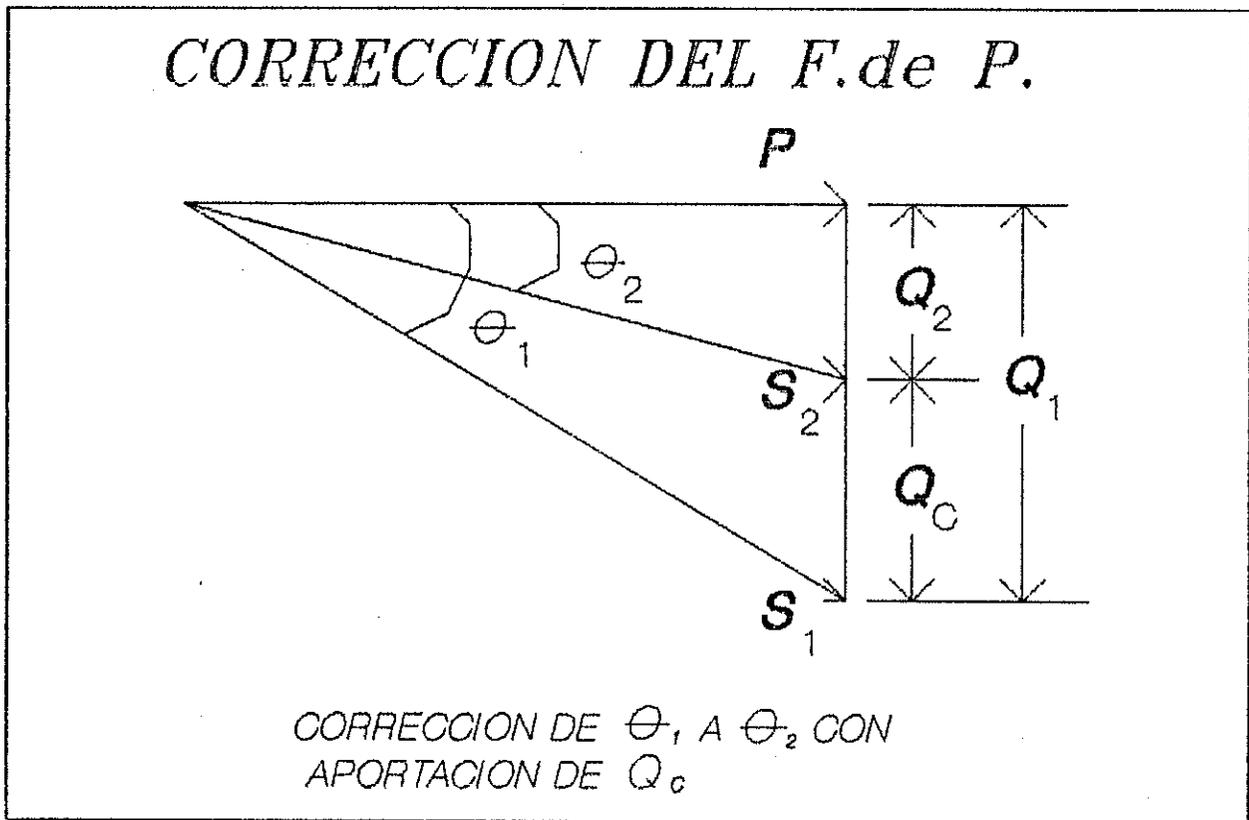


FIG. 11. Ilustración sobre la variación del factor de potencia.

CAPITULO 2

2. ANALISIS DE PERDIDAS

La transferencia de energía eléctrica trae como consecuencia pérdidas de energía aún en los sistemas más eficientes; una compañía comercializadora del servicio de la energía eléctrica típica de sistemas de distribución y transmisión tiene pérdidas que hacen que la cantidad de energía que se estima para los consumidores sea mayor, y represente un costo significativo para las mismas.

La eficiencia productiva del sector eléctrico de un país es el resultado de adecuadas políticas de expansión y operación de sus sistemas eléctricos. La disminución de las pérdidas eléctricas se traduce en una mayor disponibilidad de capacidad instalada y menores gastos de operación para un mismo beneficio social y económico de la electricidad.

Un sistema eléctrico comprende una serie de elementos que van desde la generación de energía hasta su aprovechamiento. A lo largo del proceso de generación, transporte y venta de la energía eléctrica, no es posible entregar a los consumidores toda la energía que está disponible, puesto que en cada uno de los elementos de un sistema eléctrico existen pérdidas eléctricas como resultado de una eficiencia que se ve limitada de acuerdo con la función que realiza cada uno de estos elementos; estas pérdidas se denominan "pérdidas de potencia".

Las pérdidas de potencia sumadas a la demanda de energía eléctrica instantánea de los usuarios conforman la carga total del sistema que se debe satisfacer con los recursos instalados en

generación; esta carga varía en el tiempo según las fluctuaciones que se tengan en la demanda y las pérdidas; dado esto en una ecuación será:

Generación total en el sistema = (Ventas + Pérdidas) en el sistema

2.1 EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

La magnitud de las pérdidas que ocurren en cualquier sistema eléctrico de distribución es medido por un valor llamado "EFICIENCIA". La eficiencia de un sistema eléctrico o de un elemento del equipo que lo constituye es la energía eléctrica entregada a los consumidores, expresado en un porcentaje de la energía tomada desde la fuente de suministro.

2.2 CLASIFICACION DE PERDIDAS EN SISTEMAS ELECTRICOS

En un sistema de distribución, para efectos de control del sistema, se pueden dividir las pérdidas en: pérdidas no técnicas y pérdidas técnicas.

Pérdidas del sistema = pérdidas no técnicas + pérdidas técnicas

2.2.1 PERDIDAS NO TECNICAS

Las pérdidas no técnicas constituyen una pérdida real de energía: en efecto, esta energía es utilizada por algún consumidor de la empresa encargada de este servicio, la cual recibe sólo parte o ninguna retribución sobre esta prestación.

La estimación global de las pérdidas no técnicas requiere la estimación previa de la energía total disponible y de las pérdidas técnicas, y se obtienen las primeras por diferencia. Por lo tanto,

las pérdidas no técnicas aumentan cuando crece el error en la estimación de la energía disponible y/o de las pérdidas técnicas.

Es evidente que un sistema de medición defectuoso, procesos de facturación inadecuados e incapacidad para detectar y controlar las conexiones ilegales, son un reflejo de la incapacidad administrativa de la institución, y como consecuencia de esto, se tiende a crear empresas con cuentas morosas elevadas.

Una de las formas más efectivas para la detección de infractores y para el control de pérdidas no técnicas es la revisión de las instalaciones de medición y acometidas; con esto se persigue:

- Identificar las instalaciones con medidas defectuosas.
- Servir como datos muestrales para la estimación de pérdidas debidas al fraude, para lo cual se recomienda utilizar una muestra estratificada.

Estas deben complementarse con medidas preventivas que incluyen las tendentes a minimizar la posibilidad de alteraciones en los medidores, acometidas (medidas técnicas) y medidas educativas.

Las pérdidas no técnicas son calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico, y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

2.2.2 PERDIDAS TECNICAS

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa sin ser aprovechada de ninguna manera.

La estimación de las pérdidas de potencia requiere información adecuada y herramientas computacionales de análisis de redes eléctricas. A partir de las pérdidas de potencia, se pueden

estimar las pérdidas de energía; este proceso de estimación en muchos casos es voluminosa y por el tipo de información no está disponible en las empresas, puesto que incluye la descripción de la red y las características de la carga.

La mejor estrategia de reducción de pérdidas consiste en realizar un planeamiento adecuado, tanto en operación, como en la expansión del sistema. En cada sistema, existe un punto en donde cualquier reducción adicional del nivel de pérdidas es compensado por los costos asociados con esta reducción. Los diferentes proyectos que se evalúen para reducir el nivel de pérdidas deben considerar los costos y beneficios asociados con cada uno de ellos.

Para lograr una planeación adecuada y una reducción efectiva de pérdidas técnicas, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Diagnosticar el estado actual del sistema.
- Predecir la carga.
- Revisar las normas y criterios de expansión.
- Realizar estudios computarizados.
- Mejorar el factor de potencia.
- Mejorar el balance de las fases.
- Manejar la carga de transformadores y usuarios.

Aunque las pérdidas por generación no se incluyen en la clasificación de las pérdidas técnicas, su control permite lograr ahorros significativos en las plantas de producción de energía eléctrica.

El conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos son las denominadas pérdidas técnicas del mismo. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas técnicas se pueden clasificar a su vez en: según la función del

componente y según la causa que la origina.

Lo anterior se puede resumir en:

PERDIDAS¹

* NO TECNICAS

POR TIPO

- Fraude.
- Error en medición.
- Consumo de usuarios no suscriptores.
- Errores en el consumo propio de la empresa.

* TECNICAS

POR TIPO

- Transporte.
- Transmisión, distribución, circuitos primarios, circuitos secundarios.
- Transformación.
- Transmisión / sub-transmisión sub-transmisión / distribución distribución.

POR CAUSA.

* FIJAS

- por efecto corona
- por corrientes parásitas
- por histerisis.

* VARIABLES

- por efecto Joule.

Entre las principales alternativas para reducir las pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de distribución están:

- Cambios del nivel de voltaje en distribución.
- Recondutorado de líneas.
- Mejoramiento de secundarios
- Instalación de transformadores con bajas pérdidas

¹ Tomado del Manual Latinoamericano y del Caribe, para el control de pérdidas eléctricas.

- Obtener la localización y el tamaño de bancos de capacitores maximizando su rentabilidad.

Para lo que el presente trabajo persigue se enfocaran las pérdidas técnicas de la siguiente manera para su estudio:

2.2.2.1 PERDIDAS EN TRANSPORTE

Estas pérdidas se presentan en el sistema, por el sólo hecho de energizar una línea o un transformador.

Parte de este tipo de pérdidas se producirán en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación en mayor o menor grado sólo depende en un segundo orden de la demanda; estas pérdidas están dadas con base en las características eléctricas de los dispositivos que componen un sistema o red eléctrica, las cuales se asumen como pérdidas fijas. También se encontrarán pérdidas técnicas variables que son aquellas que dependen de la demanda; éste tipo de pérdidas corresponden en su totalidad a las pérdidas por efecto joule, las cuales se pueden llegar a disminuir a valores aceptables a través de:

A. INSTALACION DE CAPACITORES EN PARALELO

El uso de este tipo de compensación de reactiva hace bajar la corriente reactiva en las líneas de distribución, con lo cual se está mejorando la potencia aparente que se transporta desde la fuente hasta un usuario de potencia reactiva; esto implica que el valor en kVA que se maneja en el conductor descienda; por eso es importante "localizar un banco de capacitores en el lugar donde está el mayor consumo de potencia reactiva."

Se establece como una opción económica optimizar el uso de

capacitores en una red de distribución, y resolver en parte el problema de la reducción de pérdidas de potencia que se tienen con el aditamento de la potencia reactiva; esto implica una disminución de la corriente total en el circuito.

Existen 5 conexiones comunes y la selección depende de la mejor utilización de los rangos de voltaje a los que se puedan someter las unidades, fusibles o relés de protección, si este fuera el caso.

Comúnmente los bancos de capacitores para alto voltaje (mayores a 4.2 kV) son conectados en estrella (Υ), mientras que para bajo voltaje (menores a 4.2 kV) los bancos pueden ser conectados en estrella (Υ) o delta (Δ). Los tipos de conexión

- son:
1. Delta
 2. Estrella aterrizada
 3. Estrella no aterrizada
 4. Doble estrella aterrizada
 5. Doble estrella no aterrizada

Las conexiones básicas son estrella y delta. Los bancos conectados en delta son generalmente recomendados para uso en bajo voltaje, cuyo rango de voltaje del grupo de capacitores conectados en serie es el de línea a línea; el gran uso de esta forma de conexión es a 2400 Voltios, y si hay menos de este valor los bancos cuya conexión es en estrella no está disponible. Los bancos conectados en estrella son más simples en su construcción, menos complicados y más económicos: un banco conectado en estrella y aterrizado es el más comúnmente usado para voltajes de 34.5 kV.; el neutral aterrizado del banco de capacitores provee una baja impedancia hacia tierra para corrientes de armónicas. La conexión doble estrella es usada para rangos superiores a los voltajes

usados en distribución. A continuación, se muestra (fig.1) una vista típica de un banco de capacitores ya instalado.

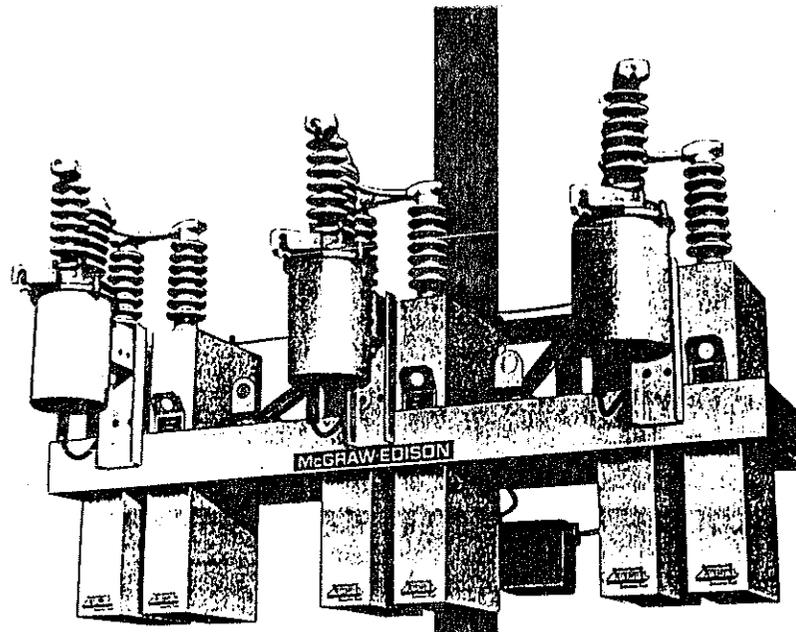


FIGURA 1. Seis unidades típicas de un banco de capacitores, 125 kV BIL, interruptores de aceite, y el rack montado en un poste.

Una vista en elevación se tendría (fig. 2) dependiendo de las unidades que se van a instalar según su capacidad. En la (fig.3) se muestra un esquema de su conexión con las unidades necesarias para llegar al valor requerido de los kVAR por fase, que conformaran el banco de capacitores:

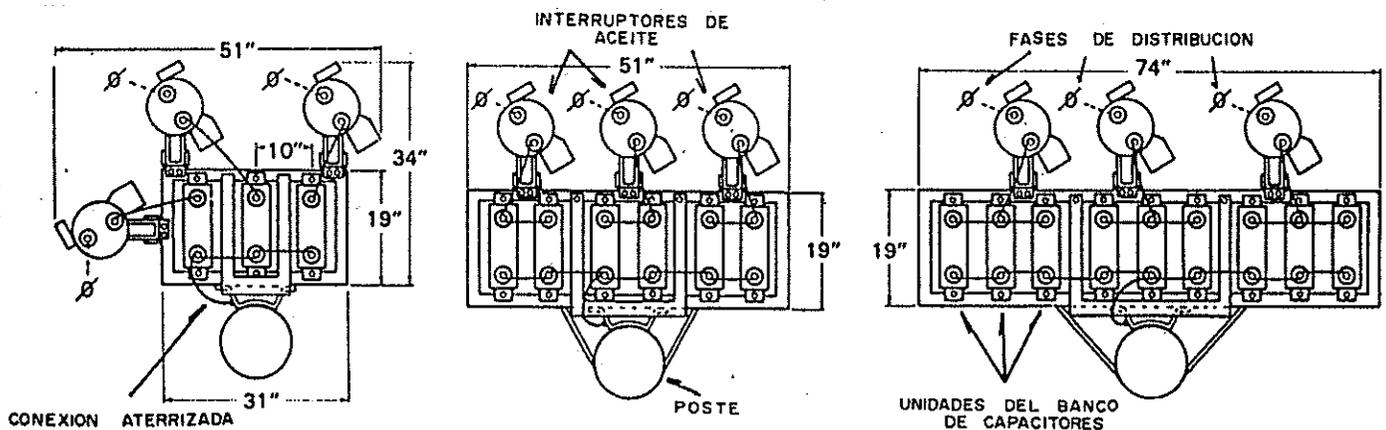


FIGURA 2. Configuración de un banco de capacitores para 13.8 kV, dimensiones estándar.

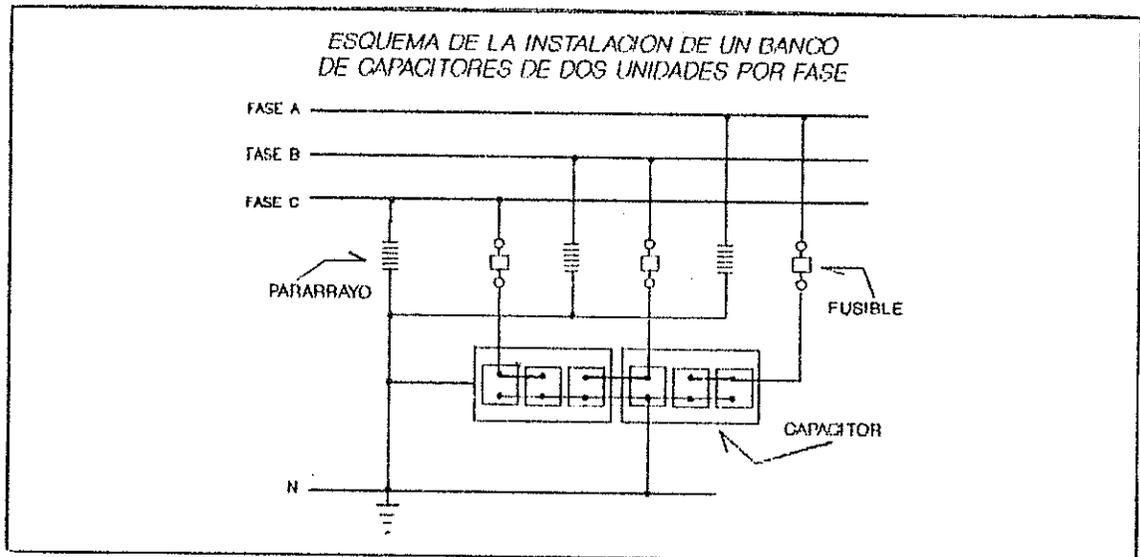


FIGURA 3. Esquema de conexión de un banco de capacitores.

Dentro de la optimización del tamaño y la localización de un banco de capacitores, está el análisis del comportamiento de la curva de potencia reactiva del circuito en cuestión, esta curva viene dada por la duración de la demanda de los kVAR que se tengan en el circuito, en un sistema de monitoreo; registrando datos históricos se puede obtener esta curva (fig.4), y determina que por el tipo de curva, el circuito deberá tener capacitores en servicio con control de tiempo de entrada y de salida.

En la gráfica se puede apreciar el lapso que se necesita para que estén conectados dos bancos de capacitores de 600 kVAR, uno fijo y otro de servicio controlado de 11:00 hrs a 22:00 hrs, aproximadamente.

Como el consumo de energía eléctrica no es constante durante las horas del día y de la noche, la cantidad necesaria de corriente magnetizante varía. No obstante, estas variaciones se repiten de día en día, de modo que es posible determinar de antemano con

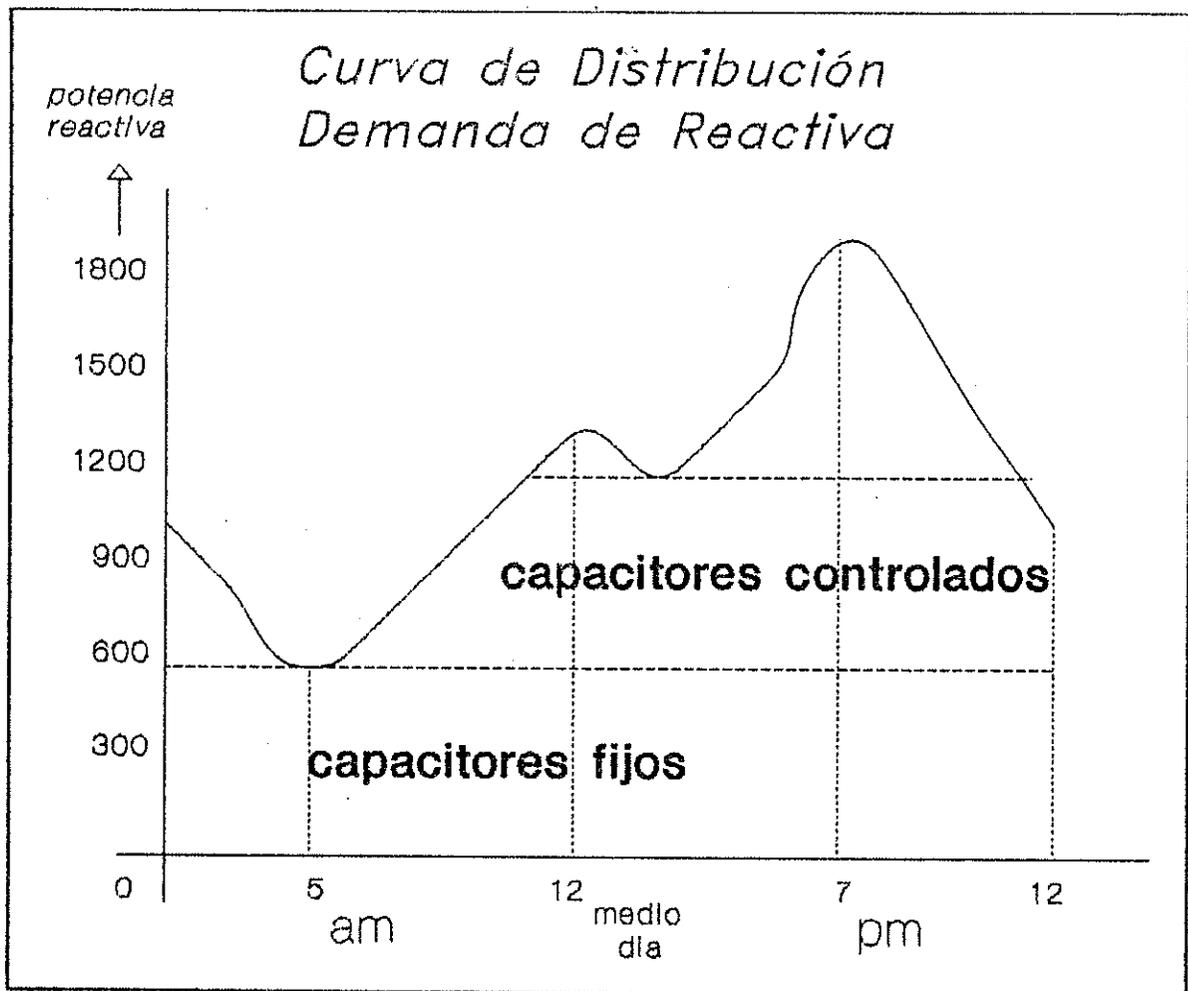


FIGURA 1

bastante exactitud, las necesidades de corriente magnetizante. Como criterio para el control de capacitores, se utiliza el precepto de tener únicamente las unidades suficientes conectadas al sistema para cubrir las necesidades de reactiva de los consumidores. Por estas razones, es indispensable controlar los bancos de capacitores.

A.1 CONTROL PARA CAPACITORES

Este proceso de control de operación del banco de capacitores puede ser manual o automático, utilizando alguna clase de

inteligencia en el control.

El control remoto se puede emplear por el costo que implica en un lugar cercano a la subestación de distribución, ya que el uso en lugares más lejanos se tendrá que incluir costos como la compra, instalación y mantenimiento de miniremotas, etc. Los tipos de inteligencia que se pueden utilizar en el control automático incluyen entre otros: con interruptor de tiempo, de voltaje, de corriente, de voltaje - tiempo, de voltaje - corriente, manual, de temperatura, etc. Por su menor costo, se usa el de interruptor de tiempo. Los más comunes en Guatemala son los controles de tiempo para capacitores, y los que traen un sensor incorporado de voltaje. Existe un cierto parecido entre los mecanismos básicos de control, entre los cuales se enumeran los siguientes:

-CONTROL DE TIEMPO WSHG-12.

Diseñado para uso en instalaciones de tipo "socket" interiores o a la intemperie localizadas en cualquier parte a lo largo de los circuitos. Para el control de capacitores, cuenta con una cuerda de emergencia incorporada; ésta sirve para el funcionamiento del reloj durante interrupciones de hasta 10 hrs. El control viene dotado de dos juegos de manecillas de conexión y desconexión, que permiten 2 operaciones completas cada 24 hrs. El período mínimo de conexión es de 30 min. y el período mínimo de desconexión es de 90 minutos. El dispositivo de omisión de conexión impide la conexión del banco de capacitores los días deseados. Los contactos del control son para uso pesado con una capacidad nominal de 35 amperios, y el motor está diseñado para 120 volts. 60 ciclos.

- CONTROL DE TIEMPO TIPO AW.

Está diseñado específicamente para el control de capacitores en ambientes duros. Se presta especialmente para aplicaciones a la intemperie por estar protegido por una caja hermética de aluminio y permite una operación manual cómoda de los interruptores del banco de capacitores. Viene de fábrica con fusible y dos conmutadores (conmutador 1 automático-manual) y (conmutador 2 abrir-neutral-cerrar); el control está dotado de cuerda de emergencia, dispositivo de omisión de conexión y desconexión temprana; el motor está diseñado para 120 Voltios y 60 ciclos.

Este dispositivo permite una desconexión temprana en un día o días dados de cada semana.

- CONTROL DE TIPO VS.

Este tipo de control (de voltaje), se presta para gobernar bancos de capacitores en aquellos casos en que se considera conveniente subordinar el control de tiempo a un control de voltaje en condiciones anómalas de voltaje. Consta de un mecanismo de tiempo similar al del tipo AW combinado con un instrumento tipo demandometro sensible al nivel de voltaje; este nivel de voltaje puede ser graduado en porcentaje a los niveles máximo y mínimo de 95 a 135 voltios. Como se operan actualmente, es mientras el voltaje permanezca entre 116 y 127 voltios en el punto de ubicación del banco; los capacitores serán gobernados por el control de tiempo y los capacitores entran a línea cuando el voltaje baje a 116 voltios y salir de línea cuando sobrepase los 127 voltios, considerando un ancho de banda de 3 voltios, para evitar

oscilaciones.

A.2 PROTECCION DE CAPACITORES EN PARALELO.

Las consideraciones básicas que se toman en cuenta para la protección de los capacitores en paralelo deberán contemplar las capacidades y limitaciones tanto de los dispositivos asociados como los interruptores, las bases, etc. Estas consideraciones se toman en cuenta, según IEEE Std. 18-1980² y deben considerar las siguientes condiciones:

- Sobre corrientes de falla para bancos de capacitores
- Sobre voltajes en el sistema
- Sobre corrientes de falla para unidades individuales
- Sobre Voltajes para cada componente del capacitor
- Corrientes de descarga para capacitores en paralelo
- Corriente Inrush al momento de conexión y desconexión
- Arcos entre el capacitor y el rack

El primer paso es el de minimizar la probabilidad del caso ruptura que se pueda ocasionar al capacitor. Para el uso de fusibles, cuya protección es la más económica, se deben de tomar aspectos importantes como: el valor de voltaje, corriente, kVA y temperatura en condiciones de falla.

La protección de los bancos de capacitores por medio de fusibles es la más adecuada, y tiene los valores típicos en la siguiente tabla:

²American National Standar IEEE Guide for Protection of Shunt Capacitors Banks

**TABLAS DE FUSIBLES RECOMENDADOS
PARA BANCOS DE CAPACITORES**

1. Bancos con unidades de 25 kVAr

Capacidad del banco	2400 / 4160 Y	7620 / 13200 Y
kVAr	Vollios	Vollios
160	16 T	---
225	25 T	---
300	40 T	---

1. Bancos con unidades de 50 kVAr

Capacidad del banco	2400 / 4160 Y	7620 / 13200 Y
kVAr	Vollios	Vollios
160	16 T	8 T
300	40 T	16 T
460	65 T	25 T
600	85 T	25 T

1. Bancos con unidades de 100 kVAr

Capacidad del banco	2400 / 4160 Y	7620 / 13200 Y
kVAr	Vollios	Vollios
300	---	10 T
600	---	25 T
900	---	40 T

Tabla de fusibles usados en EEGSA

2.3.

USO ECONOMICO DE BANCOS DE CAPACITORES

Cuando se aplican compensadores de potencia al sistema, deben determinarse a su vez los beneficios económicos que se obtienen de la instalación de un capacitor. Es un hecho bien conocido que los capacitores en paralelo son la fuente más económica para satisfacer los requisitos de potencia reactiva de las cargas inductivas, y líneas de transmisión que operan con un factor de potencia en atraso.

Cuando se suministra potencia reactiva solamente por plantas generadoras, cada componente del sistema se debe incrementar en su capacidad. Los capacitores pueden mitigar estas condiciones con disminuir la demanda de potencia reactiva. Las corrientes de línea se reducen de los lugares en donde se instalan los capacitores; todo el trayecto hasta donde se encuentra el equipo de generación. Como resultado de esto, las pérdidas y la carga se reduce en la red

de distribución, en los transformadores de la subestación y en las líneas de transmisión.

Dependiendo del factor de potencia no corregido del sistema, con la instalación de capacitores se puede aprovechar la capacidad del generador, incrementar la capacidad individual de los circuitos y mejorar la regulación de voltaje; este último puede estar entre los rangos de un 30 a un 100% (fig. 5). En general, los beneficios económicos fuerzan a que los bancos capacitores se instalen en el sistema primario de distribución en lugar del secundario. Es una norma bien conocida que, la cantidad óptima de kilovars de un capacitor que va a ser empleada, siempre es la cantidad en la cual los beneficios económicos obtenidos de la adición del último kilovar es exactamente igual al costo instalado de kilovar de los capacitores.

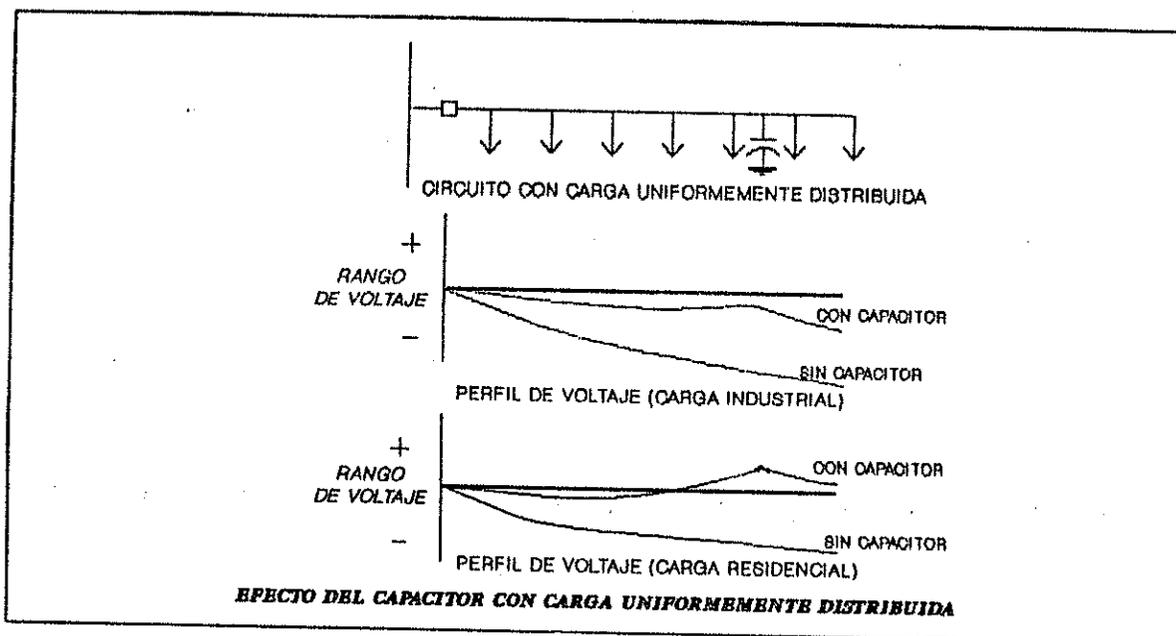


FIGURA 5. Comportamiento del voltaje, con el uso de bancos de capacitores en distribución.

La norma, anteriormente mencionada, está dada desde el punto de vista económico, analizando el punto de intersección entre la curva creciente del valor de los capacitores (1) y la curva de utilidad marginal de la aportación de kVAR a través de capacitores en paralelo (2), tal y como se muestra en la figura (6).

Si analizamos la curva del valor creciente de los capacitores, se observa que es causa de una proporcionalidad, que al adquirir más capacitores, el costo de la obtención de éstos aumentará en igual forma como aumenta la demanda de los capacitores que se va a instalar, no empezando de cero, pues existen costos fijos que se tienen que involucrar para la instalación de los mismos.

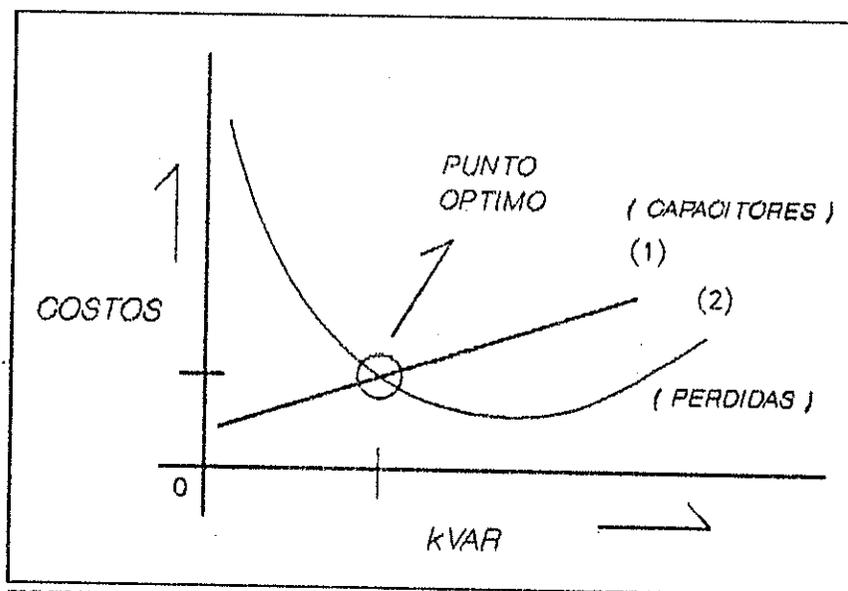


FIGURA 6. Curva de utilidad marginal

Ahora bien, si se observa la curva de utilidad marginal de la instalación de capacitores vs el costo de capacitores, se notará que a medida que se instalen unidades adicionales en el circuito de kVAR, las utilidades aumentan pero no proporcionalmente; aumenta a una tasa decreciente y, al final alcanza un máximo. A partir de

este punto, las unidades adicionales le proporcionarán una utilidad negativa. La ley de la UTILIDAD MARGINAL, acomodándola a lo que persigue este trabajo, manifiesta que la primera unidad instalada de kVAR rinde la máxima utilidad y cada unidad subsecuente que se va a instalar proporciona menos utilidad adicional que la anterior. En otras palabras, entre más se instalen unidades capacitores en paralelo al circuito, menor será la utilidad adicional que nos proporciona otra unidad instalada.

Así se encuentra que el punto en donde se intersectan estas dos curvas es el punto óptimo o punto de equilibrio, lo que significa que se tienen unidades económicas de satisfacción, o que se están cubriendo exactamente los costos de oportunidad.

El método anteriormente mencionado no se utilizó para optimizar el uso de un compensador de reactiva en un sistema de potencia como en el presente trabajo, puesto que la demanda de kVAR en el circuito no es un valor constante y discreto, además involucra muchos parámetros y no permite una evaluación económica a largo plazo, alternativa que hace que la solución sea más complicada; a esto se puede atribuir que difieran los métodos económicos utilizados en las distintas compañías del servicio eléctrico.

El uso de computadoras, como se aplica en este trabajo de tesis, hace posible llegar a la solución de cómo optimizar la ubicación de un banco de capacitores. Antes de llegar a explicar cómo lo determina el programa DPAS, se enumerarán los beneficios económicos que conlleva la instalación, que son factores que una empresa puede evaluar y depende de su situación particular.

2.3.1 CAPACIDAD RELEVADA:

Se puede llegar a situaciones en donde los capacitores pueden ser aplicados aun más allá de su costo, ya que generalmente eleva la capacidad de un equipo sobrecargado, en otras palabras, se puede manejar una carga más alta de lo diseñado para el equipo. En general, siempre que los estudios muestran que con la predicción de la carga máxima para el siguiente año, el conductor principal de alimentación, transformador (transmisión/distribución), etc. va a estar ligeramente sobrecargado, la aplicación de capacitores deberían ser considerados. En muchos casos, grandes instalaciones pueden ser pospuestas o eliminadas relativamente por pequeñas inversiones que se puedan hacer en los capacitores.

Se observa que la sobrecarga pueda tener uno u otros problemas térmicos o de voltaje limitado: Los capacitores pueden curar ambas situaciones; su instalación reduce del sistema las pérdidas de kilowatts que dependen de la carga, y posponen la instalación de una unidad de generación. " Las situaciones arriba mencionadas eleva aún más el beneficio económico de capacidad relevada por medio de capacitores."

Este kVA relevado es efectivo en todos los equipos entre el capacitor y la fuente. Esto incluye el circuito alimentador, la subestación de transformadores (transmisión/ distribución), la línea de sub-transmisión, líneas de transmisión, estación de transformadores de potencia y generadores de potencia.

2.4 MODELO DEL SIMULADOR DEL FLUJO DE CARGA

DPAS (Distribution Primary Analysis System.), es un software

que provee una ayuda para la operación y planeación de los circuitos de distribución; es usado para análisis de flujos de carga, pérdidas, voltajes, y corrientes de falla en circuitos radiales trifásicos, bifásicos o monofásicos en sistemas de distribución primaria.

Los análisis de flujo de carga son utilizados para optimizar la operación de los circuitos primarios, utilizando la entrada de comandos de menús editores para desarrollar todas las funciones del programa, para lo cual se necesitan tres paquetes de software "Distribution Primary Analysis System (DPAS)", "The Autocad Drafting Package (AUTOCAD)", y el "AUTOCAD/DPAS File Interchange (A/DFI)". El A/DFI es un software utilizado para combinar bases de datos ingresados en una computadora por medio de AUTOCAD en forma de un mapa del sistema de distribución que contiene los siguientes códigos: identificación de un conductor, regulador de voltaje, transformadores, cuchillas seccionalizadoras, capacitores, etc, y los traduce a una base de datos técnicos con características eléctricas requerida para los análisis anteriores.

El A/DFI está provisto de menús especiales y una biblioteca de símbolos que son usados por el AUTOCAD(TM) programa de bosquejos: esto hace posible adicionar datos técnicos necesarios para un análisis eléctrico que puede tenerse en reserva o editarse con los mapas o circuitos de levantamiento de campo.

El DPAS utiliza estos datos en reserva y los integra en una base de datos; esta base de datos puede tener varias fuentes según su configuración, pero para el análisis de este trabajo, se utiliza con una fuente de alimentación que será la salida del circuito de

distribución en una subestación 69/13.8 kV.

El ingreso de datos en este programa de simulación está de acuerdo con la carga instalada. Esta base de datos, luego de ser procesada, da un bosquejo del circuito geográfico con entidades o etiquetas de dibujo; a esta base de datos se le pueden simular cambios en capacidades instaladas del equipo, tipos de conductores, o modificar otras características físicas del circuito de distribución, y simula el equipo que se encuentra en el sistema de distribución, que consiste en reguladores de voltaje, bancos de transformadores trifásicos en ocho combinaciones de configuración estrella y delta, cargas conectadas de Línea - Línea, o de Línea - Neutro, bancos de capacitores; cambios que después de su simulación, sus los resultados pueden ser impresos o editados en pantalla.

El programa de simulación, después de que ha leído el circuito, lo analiza y determina cuanta carga en kVA ha sido instalada entre segmentos de línea (nodos), especificando los kW y kVAR de la fuente por fase (datos proporcionados por SCADA). Este método asume que la carga que sirven todos los transformadores es proporcional en todo el circuito analizado. Si bien es cierto que algunos de los usuarios no están consumiendo lo que simula el programa, hace que el método no sea exacto, pero tampoco difiere sustancialmente de la realidad. Este método es el más eficaz en la actualidad.

En la (fig. 7), se puede observar un bosquejo de lo que sería un plano de nodos para análisis de los flujos de carga o análisis de corto circuito, cuyos reportes serán: (ver anexos 1 y 2).

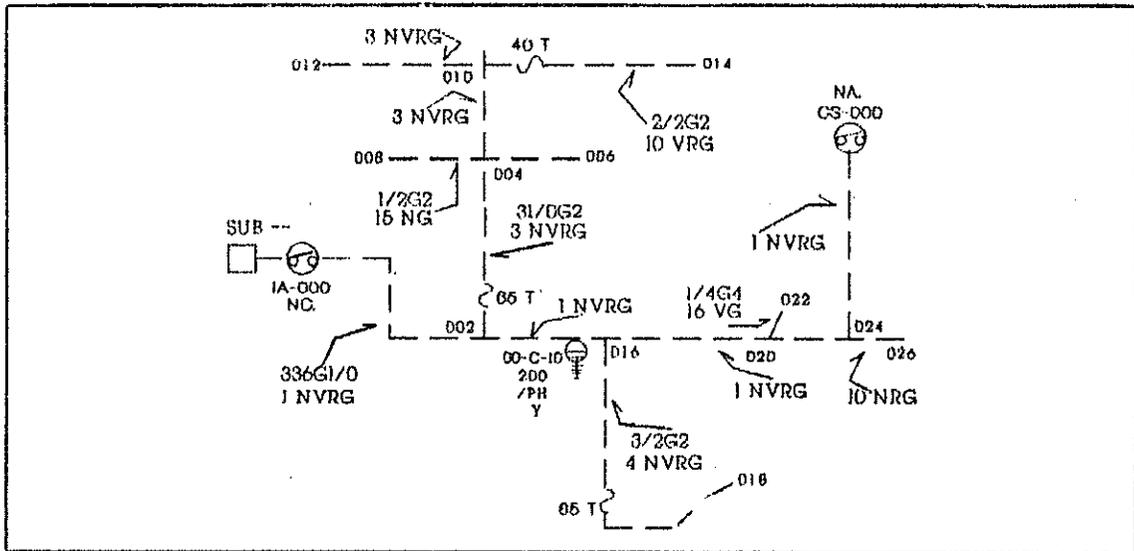


FIGURA 7. Bosquejo del plano de nodos.

En la (fig. 8), se observa el bosquejo de lo que es un plano, que servirá para identificar cuanta carga instalada existe entre nodo y nodo (transformadores, capacitores, etc.), así también un plano de calles (fig. 9), para que geográficamente la persona que desee información sobre algún dato específico en el circuito, se oriente.

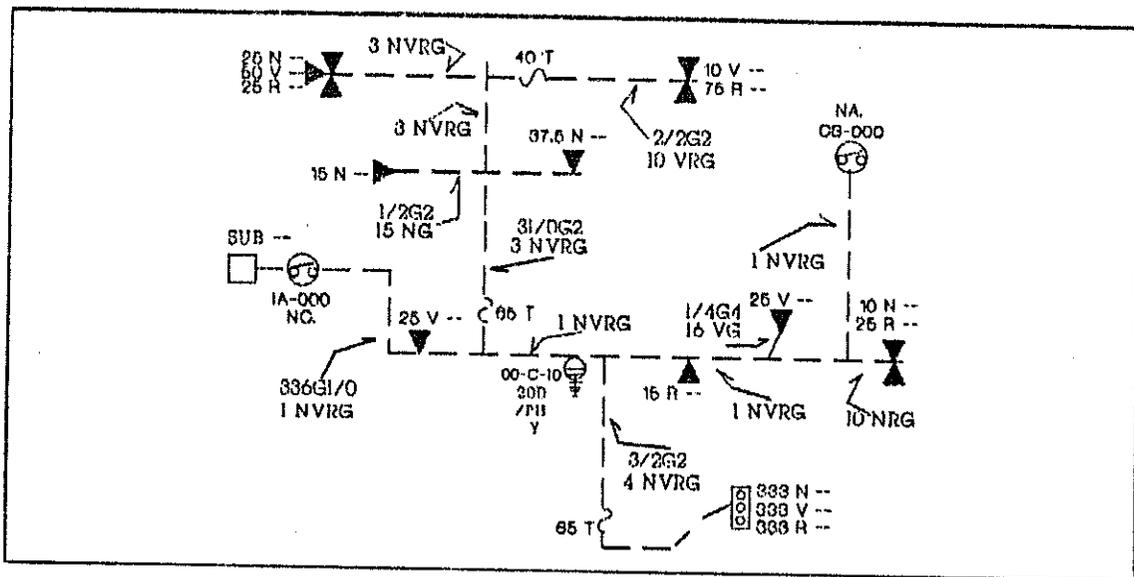


FIGURA 8. Bosquejo del plano de equipo instalado.

capacidad de la potencia eléctrica manejable en los equipos instalados actualmente en los sistemas de distribución. En el proceso de desarrollo de proyectos, el énfasis económico es fundamental y por consiguiente el reconocimiento de la soberanía del consumidor o cliente; así también, el conocimiento del mecanismo de precios y costos sustenta el adecuado enfoque de todo el análisis.

A continuación, se describirá uno de los métodos más utilizados en la evaluación económica de proyectos: El método llamado "EL VALOR PRESENTE NETO" (VPn) consiste en descontar todos los flujos de caja al valor actual, utilizando la tasa de rendimiento requerida; éste es un método que como toda herramienta matemática es tan válido como las suposiciones hechas para aplicarlo, y la calidad de datos que lo sustentan. El VPn de un proyecto es:

$$VPn = \sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+k)^t}$$

donde A_t = representa el flujo de efectivo para un período t
 n = el último período en el cual se espera un flujo de efectivo
 t = tiempo en el cual se está estimando el proyecto
 k = la tasa de rendimiento requerida

La relación entre el VPn y la tasa de rendimiento que se utiliza se representa en la fig. 10.

Por ejemplo, se observa que para una tasa de rendimiento esperado de 10%, el proyecto que posee los flujos de efectivo analizados, tiene un VPn mayor que cero, y por lo tanto es

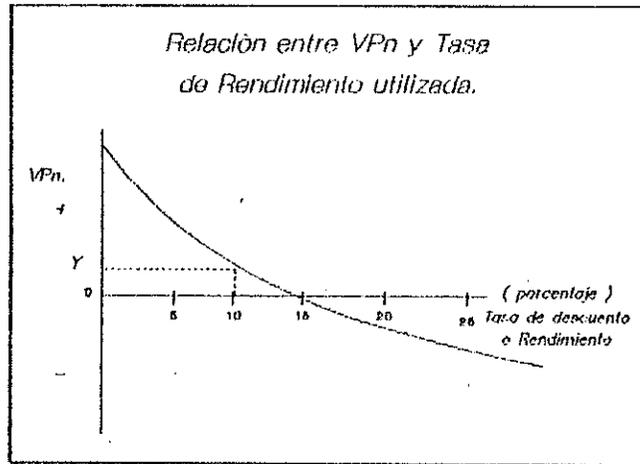


FIGURA 10.

atractivo. El mismo proyecto, si se descuenta a una tasa superior al 15%, tiene un VPn negativo.

Si se suman los valores descontados de los flujos de efectivo netos y su valor es cero o mayor que cero, significa que el proyecto tiene un valor actual neto positivo y por lo tanto ofrece un retorno atractivo para la inversión; por el contrario, si éste es un valor negativo, significa que el proyecto a la tasa de interés considerada no ofrece un retorno aceptable. El valor presente neto depende de la tasa de rendimiento requerida y del número de períodos de tiempo considerados. En esta clase de análisis, se pueden comparar opciones siempre y cuando solamente se tengan tiempos iguales de vida y utilizando la misma tasa de rendimiento.

Para ejemplificarlo, ayudará el diagrama de flujo efectivo, que es una descripción gráfica de los ingresos y egresos que ocurren en un proyecto que evitan errores y aplican bien el principio de equivalencia. Los ingresos son flujos positivos (hacia arriba), y los egresos son flujos negativos (hacia abajo):

una línea horizontal de referencia se utiliza para marcar los periodos de tiempo en los cuales se hace el análisis.

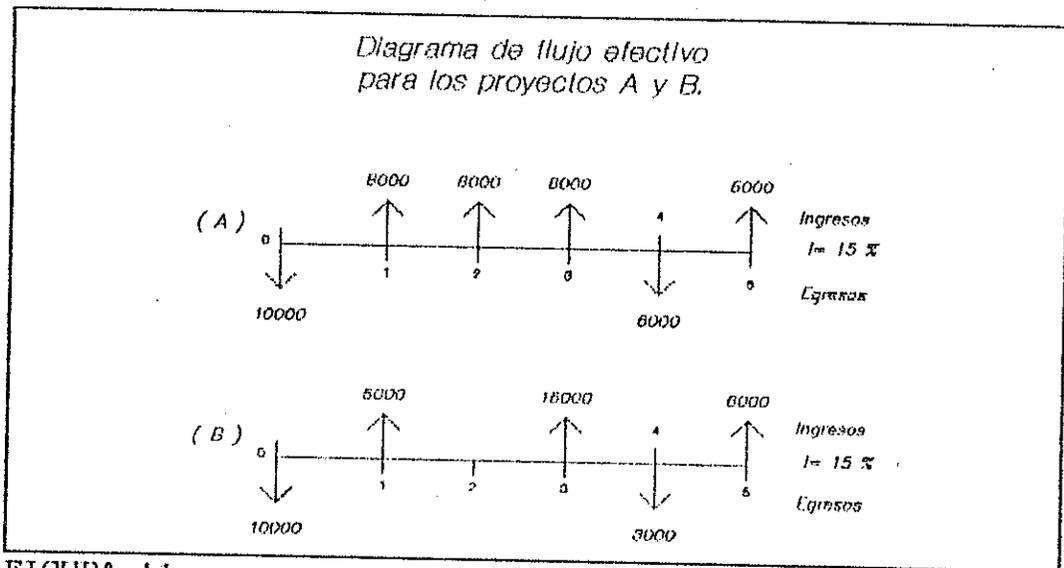


FIGURA 11.

Un análisis sobre dos proyectos A y B, como se muestra gráficamente en la figura 11, se puede determinar que para una tasa de interés del 15% con un número de periodos de 5 años, el VPn es:

Procedimiento matemático.

$$VPn_A = -10000 + \frac{8000}{(1.15)} + \frac{8000}{(1.15)^2} + \frac{8000}{(1.15)^3} - \frac{6000}{(1.15)^4} + \frac{6000}{(1.15)^5} = 7321.17$$

$$VPn_B = -10000 + \frac{5000}{(1.15)} + \frac{15000}{(1.15)^3} - \frac{3000}{(1.15)^4} + \frac{6000}{(1.15)^5} = 5478.37$$

FIGURA 12.

En donde se puede observar que la mejor inversión será el proyecto A.

2.6

ANÁLISIS DEL FACTOR DE POTENCIA

2.6.1 INFLUENCIA EN EL AUMENTO DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN CONDUCTORES

Como se mencionó anteriormente, la existencia de un factor de potencia provoca un incremento de intensidad de corriente en la línea proveniente desde la generación, hasta su consumo: esto origina pérdidas por efecto joule (I^2R), además de fuertes caídas de tensión, que obliga a los distribuidores de energía eléctrica a aumentar la generación o potencia en sus plantas generadoras, transformadores y líneas. Por estas razones, la empresa encargada de la distribución y/o generación de energía eléctrica está autorizada a cobrar un ajuste al valor de la energía eléctrica como penalización al usuario, si éste no está dentro de valores que la empresa impone. A continuación, se muestra cómo varían las pérdidas en % según el FdeP en forma gráfica.

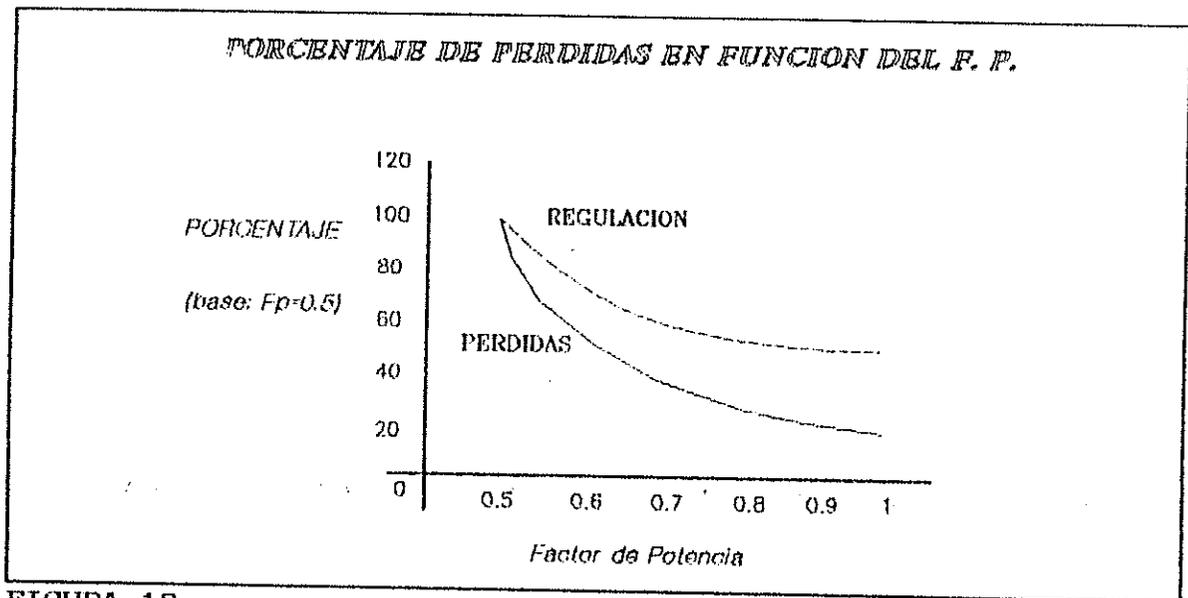


FIGURA 13.

En las gráficas 13 y 14, se muestra el efecto que se presenta sobre las pérdidas y la regulación de tensión cuando se mejora en

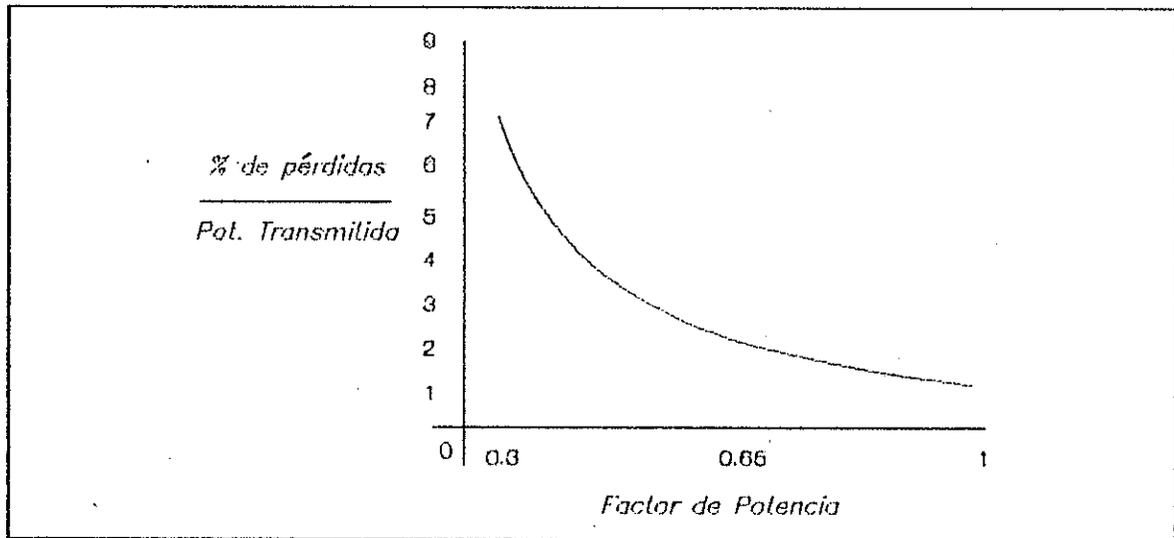


FIGURA 14. Comportamiento de pérdidas con relación al FdeP

cierto porcentaje el factor de potencia para una carga de potencia activa. Se tomaron como base los valores de regulación y pérdidas que se obtienen a un $\cos\theta = 0.5$ en atraso (las demandas con FdeP. en adelante, son poco frecuentes pero su comportamiento es similar).

2.6.2

PENALIZACION

La reducción de pérdidas a valores adecuados al sistema, por medio de la instalación de bancos de capacitores se debe entre otros aspectos a que la penalización de un bajo factor de potencia entre los consumidores, no es estricto.

La tendencia de mejorar las pérdidas técnicas en el sistema de distribución es llegar a manejar un factor de potencia igual a la unidad, pero aun así, si los usuarios se encontraran trabajando en este valor del factor de potencia, los conductores del servicio eléctrico disminuyen el valor del factor de potencia total del circuito. Por lo que es recomendable que el factor de potencia de los usuarios del servicio eléctrico, sea de un valor mayor al 90%.

CAPITULO 3

3. ANALISIS DE LA MUESTRA, PRUEBA PRACTICA

3.1 METODOLOGIA

PASO 1: elegir entre los 85 circuitos que actualmente tiene la EEGSA, y los circuitos que más problemas presentan en cuanto a demanda de potencia reactiva y su comportamiento, de acuerdo con los datos que aporta el sistema SCADA.

PASO 2: entre los circuitos que más alto desbalance tiene, está el circuito 42, de la subestación LA CASTELLANA, el cual se detectó que no era solucionable con traslado de cargas, sino que el consumo de la potencia reactiva diferente por fase, podría dar ese problema.

PASO 3: entre los circuitos que presentan alta demanda de potencia reactiva está el circuito 46, de la subestación HINCAPIE.

PASO 4: de los circuitos mencionados anteriormente, se debió tener un levantamiento de campo reciente para obtener una base de datos actualizada.

PASO 5: con el circuito 42, se procedió, a obtener con el programa de simulación los datos necesarios que permitan balancear cargas; datos que no se apegaron a los datos del SCADA por simular un factor de potencia igual en las tres fases, con lo cual se procedió a tomar lectura de los fasores del circuito con la ayuda de un ANGULADOR.

PASO 6: con el circuito 46 se procedió con el programa de simulación a obtener los datos necesarios para optimizar la localización del banco de capacitores, así también el tamaño y datos que se apegaron a los leídos en el sistema SCADA.

Los circuitos que forman la muestra presentan desbalance provocado por consumo de potencia reactiva distinto por fase, como consumo alto de potencia reactiva total del circuito.

3.2 HERRAMIENTA QUE SE VA A UTILIZAR

Los datos proporcionados por el SCADA son la fuente que se tiene de lecturas, tanto de corrientes por fase y de desbalance, como de voltaje de barra y regulado, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, y son:

El uso de computadoras, para la simulación de los flujos de carga por medio del DPAS (software para computadora).

El angulador equipo electrónico que mide la diferencia fasorial entre corrientes y voltajes.

El amperímetro de gancho, equipo de medición, el cual proporcionó los datos instantáneos de corriente.

3.3

PRUEBA PRACTICA

CIRCUITO 42.

Ubicado en la subestación La Castellana, es un circuito de los que más problemas presenta respecto al desbalance.

En la práctica de campo por medio de un ANGULADOR, se procedió a determinar el ángulo entre la corriente y el voltaje por fase; con esto, se puede obtener una simulación en el DPAS, ya que como se procede a hacer las simulaciones, es tomando el F.P. promedio e igual en las 3 fases, dato que se obtiene de la relación entre la potencia real y la potencia reactiva que se tiene en los datos que reporta el SCADA.

El día 26.01.94 a las 11:30 hrs los datos angulares que se obtuvieron fueron:

REFERENCIA		ANGULO	EN
Fasor			
VA respecto a:			
	I _a	25°	adelanto
	I _b	260°	adelanto
	I _c	122°	adelanto

Fasor

Vc respecto a:			
	I _a	264°	adelanto
	I _b	138°	adelanto
	I _c	2°	adelanto

Fasor

IA respecto a:			
	I _b	233°	adelanto
	I _c	97°	adelanto

Fasor

IB respecto a:			
	I _a	127°	adelanto
	I _c	223°	adelanto

Fasor

IC respecto a:			
	I _a	263°	adelanto
	I _b	136°	adelanto

Fasor

respecto a:			
VA	VB	242°	adelanto
VB	Vc	120.9°	adelanto

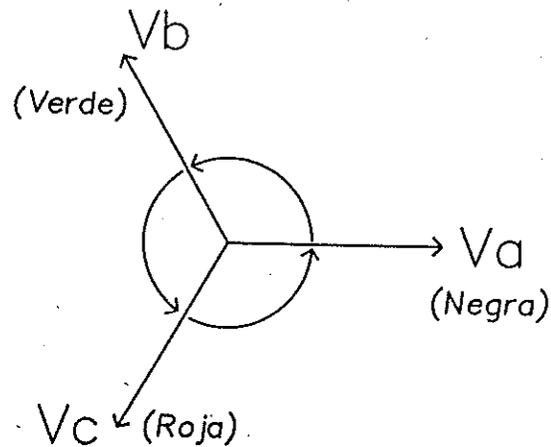
de donde se determinó que:

- Existe consumo de potencia reactiva distinto por fase; a eso se deben las variaciones del f.p. en las 3 fases, fase

A=0.90, fase B=0.95, fase C=0.99, cuyo promedio es $f_p=0.96$, que es la lectura del f.p. que se tiene en el SCADA.

- Que la secuencia de fases es A, C, B, como se muestra en la siguiente figura:

SECUENCIA DE FASES



La simulación del circuito 42 se muestra a continuación con reportes de DPAS, de donde se asumieron los casos siguientes:

Caso 1 -Igual factor de potencia en las fases

Caso 2 -Factor de potencia distinto por fase

Caso 3 -Con aditamiento de reactiva, 300 kVAR fase A y 200 kVAR fase B

Caso 4 -Instalación de 500 kVAR fase A y 300 kVAR en fase B.

01-27-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
 DATA BASE- C:\DATA\CIRO\OTO42
 CONDICIONES DE DESBALANOE 26/1/94 11:30 Hrs
 IGUAL FACTOR DE POTENCIA EN LAS FASES
 LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY

Start Node=SUB42 Nominal L-N Source Voltage= 7.62kv
 Convergence reached in 2 iterations

	Okt.kVA	Okt.kW	Okt.kVAr	SRC.PF%	LD.PF%	Amps	kW Loss	kVAr Loss
A Phase	1760	1696	498.8	98.02	84.81	248.8	18.65	26.60
B Phase	1787	1716	498.6	98.02	84.49	252.6	12.77	25.88
C Phase	1364	1310	381.5	98.01	79.93	192.6	8.274	16.42
Neutral						68.85	.4386	1.181
Total	4918	4722	1373	98.02	83.16		34.84	69.80

	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	78.03	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	92.95	SUB42	101.7	REG 42
B Phase	78.94	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	92.94	SUB42	101.7	REG 42
C Phase	68.70	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	92.94	SUB42	101.5	REG 42

01-27-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
 DATA BASE- C:\DATA\CIRO\OTO42
 CONDICIONES DE DESBALANOE 26/1/94 11:30 Hrs
 FACTOR DE POTENCIA POR FASE
 LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY

Start Node=SUB42 Nominal L-N Source Voltage= 7.62kv
 Convergence reached in 2 iterations

	Okt.kVA	Okt.kW	Okt.kVAr	SRC.PF%	LD.PF%	Amps	kW Loss	kVAr Loss
A Phase	1791	1828	757.0	80.88	76.75	248.4	18.78	27.40
B Phase	1820	1791	602.4	96.10	69.51	262.4	18.22	26.26
C Phase	1431	1430	49.02	99.93	91.04	198.5	8.922	17.80
Neutral						119.2	1.507	4.068
Total	4977	4785	1369	98.14	83.59		37.43	75.54

	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	75.75	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.8	REG 42
B Phase	75.98	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.7	REG 42
C Phase	60.54	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.8	REG 42

01-27-1994	EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA DATA BASE- C:\DATA\OIRO\OTO42 INSTALACION DE 300 KVAR EN LA FASE A Y 200 KVAR EN LA FASE B (nodo 42080) LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY							
Start Node-SUB42	Nominal L-N Source Voltage= 7.62kv Convergence reached in 2 iterations							
	Okt.kVA	Okt.kW	Okt.kVAr	SRC.PF%	LD.PF%	Amps	kW Loss	kVAr Loss
A Phase	1687	1629	457.9	96.24	76.75	233.9	12.55	24.87
B Phase	1768	1751	302.6	97.57	83.51	245.6	12.51	25.06
C Phase	1431	1430	49.91	99.93	91.04	198.5	8.929	17.80
Neutral						77.70	0.7724	2.076
Total	4884	4785	870.5	98.38	83.69		34.86	69.78
	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	71.66	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.6	REG 42
B Phase	74.78	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.6	REG 42
C Phase	60.63	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.3	REG 42

01-27-1994	EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA DATA BASE- C:\DATA\OIRO\OTO42 INSTALACION DE 500 KVAR EN LA FASE A Y 300 KVAR EN LA FASE B (nodo 42080) LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY							
Start Node-SUB42	Nominal L-N Source Voltage= 7.62kv Convergence reached in 2 iterations							
	Okt.kVA	Okt.kW	Okt.kVAr	SRC.PF%	LD.PF%	Amps	kW Loss	kVAr Loss
A Phase	1644	1629	258.0	98.76	76.75	228.0	11.76	28.29
B Phase	1750	1751	282.5	96.66	83.51	242.8	12.44	24.67
C Phase	1431	1430	49.93	99.93	91.04	198.5	8.929	17.83
Neutral						53.88	.3369	.9044
Total	4819	4785	570.5	99.29	83.69		33.47	66.65
	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	69.51	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.6	REG 42
B Phase	74.03	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.6	REG 42
C Phase	60.63	SUB42	REG42	JFR-SIEMENS	94.82	SUB42	101.6	REG 42

Los anteriores resultados se pueden resumir en:

SIMULACION	FASE A		FASE B		FASE C		Desbalance. en Amps.	Perdidas Totales (kW)
	Amp.	F.P.	Amp.	F.P.	Amp.	F.P.		
Con igual FdeP. en las tres fases	249.3	96.02	252.3	96.02	192.6	96.01	58.35	34.84
Con distinto FdeP. por fase	248.4	90.63	25.24	95.1	193.5	99.93	113.2	37.43
Instalando 300 kVAr en la fase A y 200 kVAr en la fase B	233.9	96.24	245.3	97.87	198.5	99.93	77.7	34.88
Instalando 500 kVAr en la fase A y 300 kVAr en la fase B	228	98.76	242.8	98.86	198.5	99.93	53.88	33.47

Condiciones de simulación en DPAS.

De donde se puede deducir que a medida que se incrementan los kVAr aportados por fase, las pérdidas tienden a disminuir y así también el valor de desbalance, mientras que simulando un factor de potencia promedio en este caso, no refleja el dato de la corriente de desbalance que presenta el circuito. La ubicación en donde se simuló la instalación del banco de capacitores es en: Ruta 6 Vía 4 (esquina) de la Zona 4.

3.4

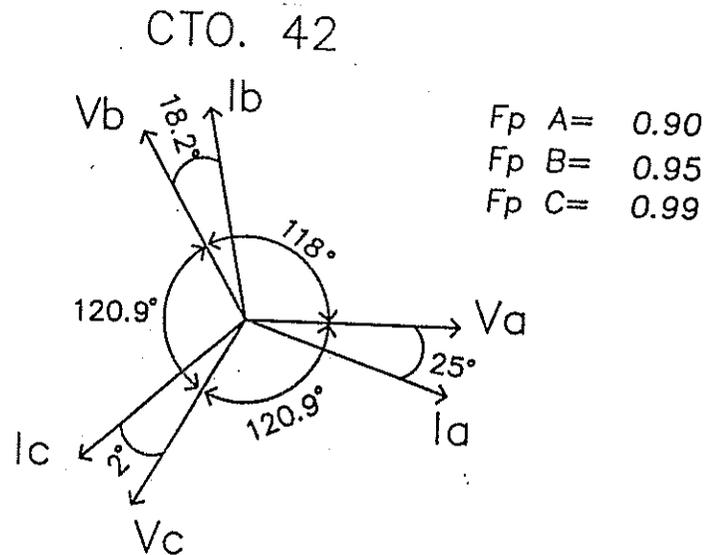
PRUEBA DE CAMPO

El día 08.02.94 a las 14:30 hrs como trabajo de campo se procedió a maniobrar el f.p. en cto. 42, con el banco 42-C-20 ubicado en la 11 Ave. "B" y 28 calle Zona 5 de 900 kVAr (300 kVAr por fase).

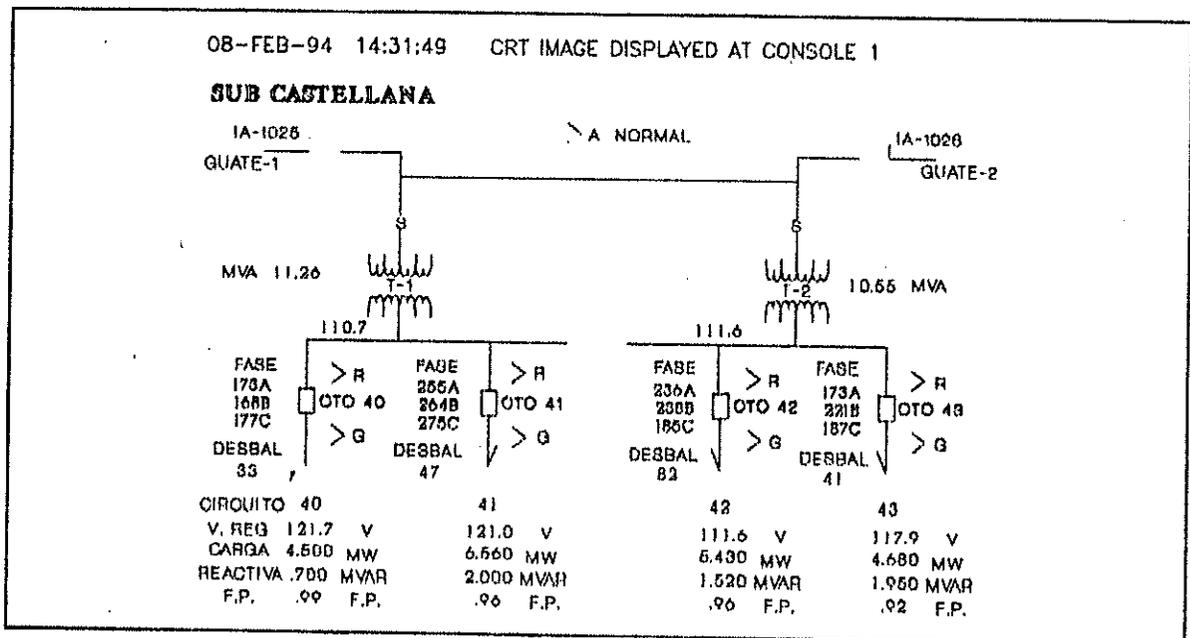
Condición 1: situación normal.

Antes de hacer los movimientos en el banco de capacitores se encuentra que las condiciones del f.p. eran:

Forma gráfica.



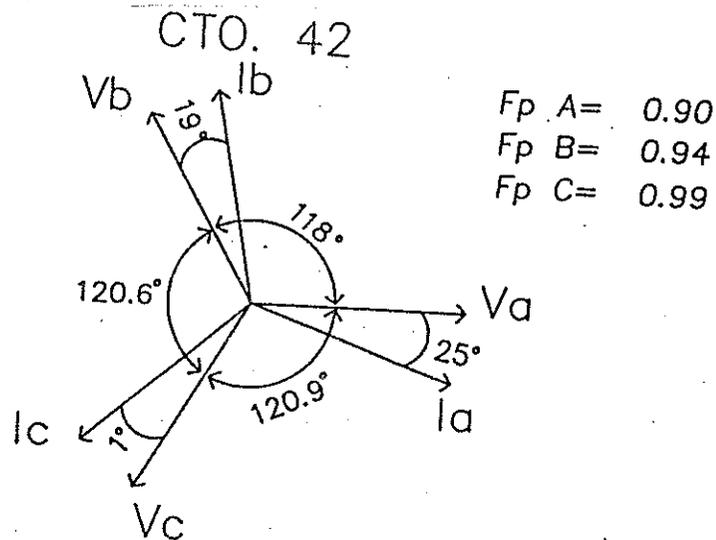
Datos de SCADA.



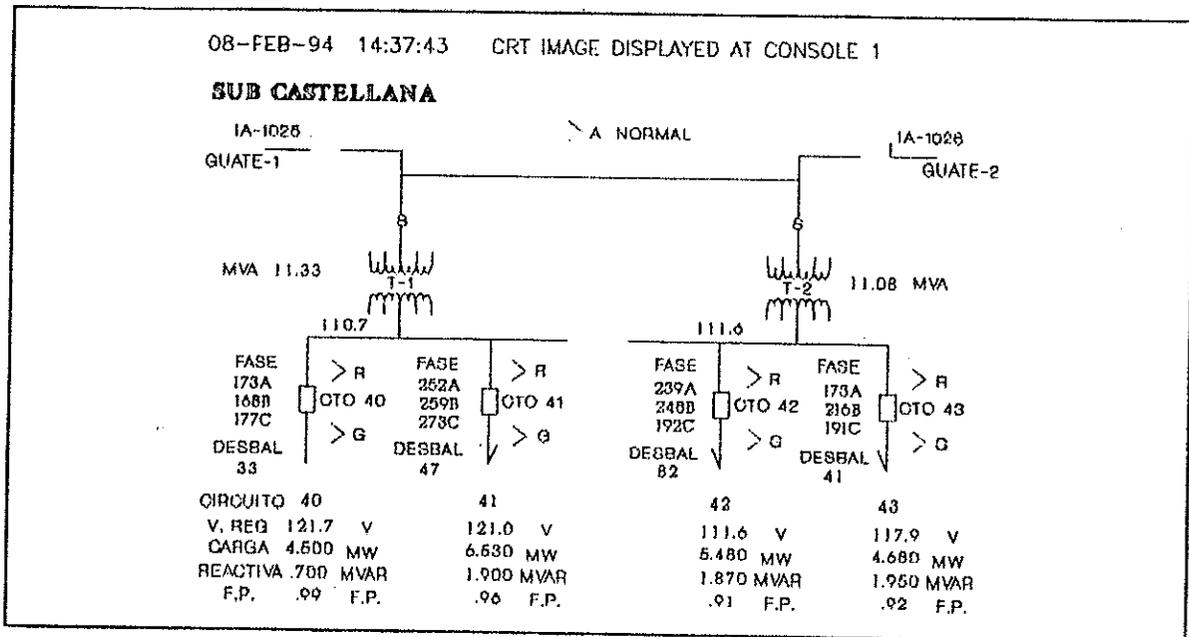
Condición 2: eliminando 300 kVAR de la fase C.

Se procedió a desconectar el banco y sacarlo de línea, para luego instalarlo sin los 300 kVAR en la fase "C", o sea la condición, fue agregar 300 kVAR solamente en la fase "A" y a la fase "B", con lo cual se obtuvo:

Forma gráfica.



Datos de SCADA.



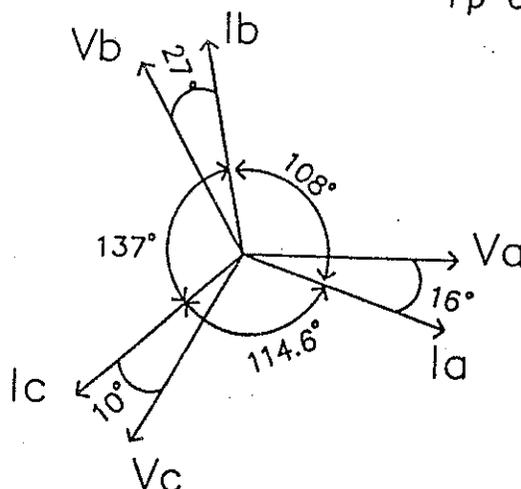
Se puede apreciar una reducción en la corriente de desbalance del 50% sobre las condiciones anteriores.

Condición 3: de los 300 kVAR eliminados a la fase C.

Se procedió a desconectar el banco de nuevo y los 300 kVAR en la fase "C", se agregaron a la fase "A" con lo cual las condiciones fueron, agregar 600 kVAR a la fase "A", a la fase "B" 300 kVAR, y 0 kVAR a la fase "C" del banco 42-C-20, con lo que se obtuvo:

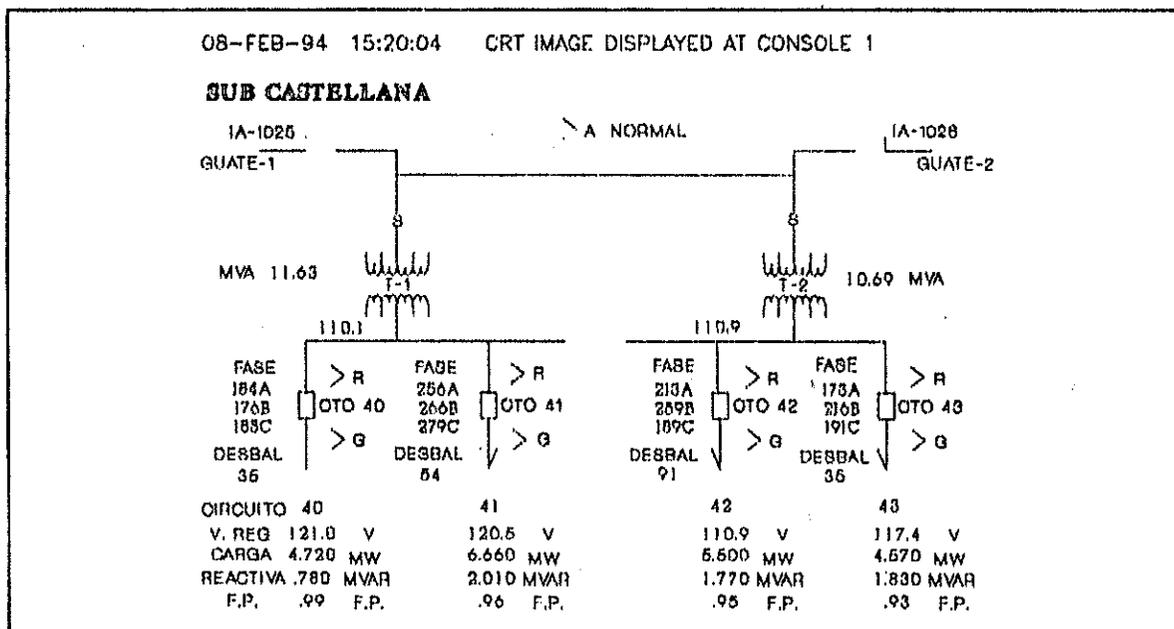
Forma gráfica.

$F_p A = 0.96$
 $F_p B = 0.89$
 $F_p C = 0.98$



Se puede observar en los siguientes datos de SCADA, un aumento en el desbalance, con lo cual se determina que no son tantos kVAR los que se necesitan pasar hacia la fase "A" y fase "B". Por condiciones de operación, las pruebas se realizaron solamente en el banco 42-C-20 constando éste de 3 unidades cada una de 300 kVAR, y teóricamente el punto más adecuado para su instalación es Ruta 6 Vía 4 de la zona 4.

Datos de SCADA.



CIRCUITO 46.

En el circuito 46, un circuito ubicado en la Subestación Hincapié que presenta alta demanda en cuanto a potencia reactiva se refiere. Actualmente tiene 2 bancos de capacitores conectados permanentemente al circuito; aun así presenta demandas máximas de reactiva de 3.00 MVar, para lo cual se muestra el comportamiento de potencia reactiva durante una semana típica de consumo de reactiva. (ver anexo 3)

Se simuló instalar un banco de capacitores de 900 kVar en varios puntos del circuito, de donde se obtuvieron distintos ahorros presentándolos en los siguientes reportes (ver anexo 4); se puede observar que instalándolo en el punto ubicado en la Avenida Reforma y 13 calle de la zona 10, representa un ahorro de pérdidas en 12.2 kW equivalente a \$ 2448.00 en potencia, y \$ 1309.18 en energía anuales.

Analizando las condiciones actuales, el equipo que se está más sobrecargado, es el regulador de voltaje de la fase B (al 98%), cuyas características son:

V.= 7620/13200 Gr Y Volts. 95 kV BIL
AMPS. 328

RANGO Y VALORES DISPONIBLES DE CORRIENTE

10%	8.75%	7.5%	6.25%	5%
328/347	361/381	394/416	443/468	525/555

Asumiendo un porcentaje de crecimiento³, en esa área se obtienen los datos resumidos en la siguiente tabla, que servirán para el análisis económico.

³Tasa de crecimiento promedio, tomada del Plan de Expansión de Mediano plazo, Sistema de Distribución 1995 - 1998 EEGSA.

CIRCUITO 48

AÑO	CRECIMIENTO PORCENTAJE	CONDICIONES	PERDIDAS TOTALES	MAXIMA ANPACIDAD	ANPACIDAD DEL CONDUCTOR				PROMEDIO
					MINIMO VOLTAJE	FASE A	FASE B	FASE C	
0		SIN CAP.	140.6	REGULADOR JFR-S 98.97% FASE B	99.20% FASE A	76.0%	85.0%	68.0%	76.0%
		CON CAP.	128.3	REGULADOR JFR-S 94.95% FASE B	99.90% FASE A	71.0%	82.0%	65.0%	72.7%
		DIFERENCIA	12.2	KW					
1	8.33%	SIN CAP.	167.9	REGULADOR JFR-S 106.2% FASE B	98.70% FASE A	82.0%	93.0%	75.0%	83.3%
		CON CAP.	153.2	REGULADOR JFR-S 90.66% FASE B	99.50% FASE A	78.0%	89.0%	71.0%	79.3%
		DIFERENCIA	14.7	KW					
2	8.38%	SIN CAP.	198.2	REGULADOR JFR-S 117.7% FASE B	98.30% FASE A	89.0%	101.0%	81.0%	90.3%
		CON CAP.	181.0	REGULADOR JFR-S 98.83% FASE B	99.00% FASE A	85.0%	97.0%	77.0%	86.3%
		DIFERENCIA	17.2	KW					
3	9.10%	SIN CAP.	236.6	REGULADOR JFR-S 128.7% FASE B	97.80% FASE A	97.0%	111.0%	89.0%	99.0%
		CON CAP.	216.3	REGULADOR JFR-S 108.3% FASE B	98.50% FASE A	93.0%	107.0%	84.0%	94.7%
		DIFERENCIA	20.3	KW					
4	10.10%	SIN CAP.	281.0	REGULADOR JFR-S 140.4% FASE B	97.20% FASE A	107.0%	121.0%	97.0%	108.3%
		CON CAP.	257.0	REGULADOR JFR-S 118.6% FASE B	98.00% FASE A	102.0%	116.0%	92.0%	103.3%
		DIFERENCIA	24.0	KW					

3.5

EVALUACION ECONOMICA

Sobre los datos que presenta la tabla anterior, se puede realizar un análisis económico de los beneficios que se obtienen al instalar un banco de capacitores, con un tiempo considerado de 4 años, tiempo en el cual tanto el equipo instalado como la subestación no son suficientes para abastecer la demanda de energía eléctrica que se estima en esa área, por lo que hay que tomar otras medidas para la solución de este problema.

Los costos que se estimaron para la evaluación económica se presentan en la siguiente tabla:

Capacidad del banco:	300 kVar/fase.
Voltaje del circuito:	13.2 kV. (L - L)
Costo de los capacitores:	\$ 2466.93 (900 kVar)
Control de capacitores:	\$ 990.00
Fusibles:	\$ 1.10 promedio
Pararrayos:	\$ 10.41

Cable de tierra:	\$	0.50 promedio
Soporte para postes:	\$	10.45
Instalación:	\$	75.00
Montura para el banco:	\$	105.00
		<hr/>
	\$	3659.39
Gastos varios: 10%	\$	365.94
		<hr/>
Total:	\$	4025.33

De los datos anteriores se puede determinar el costo por kVAR instalado, que será de:

$$\frac{\text{Costo de instalación}}{\text{kVAR a instalar}} = \frac{4025.33}{900} = \$ 4.47/\text{kVAR}$$

El procedimiento para el análisis económico es desde el punto de vista de las pérdidas por demanda y por energía, de donde se tomaron los valores de pérdidas que aparecen en la tabla del circuito 46, como costos, a partir de las siguientes fórmulas:

$$\text{PERDIDAS POR DEMANDA} = \text{kW} * 17 * 12$$

$$\text{PERDIDAS POR ENERGIA} = \text{kW} * \text{F.P.} * 8760 * 0.035$$

$$\text{PERDIDAS TOTALES} = \text{PERDIDAS POR DEMANDA} + \text{PERDIDAS POR ENERGIA}$$

donde kW = pérdidas de potencia real

F.P.= factor de pérdidas = (0.35)

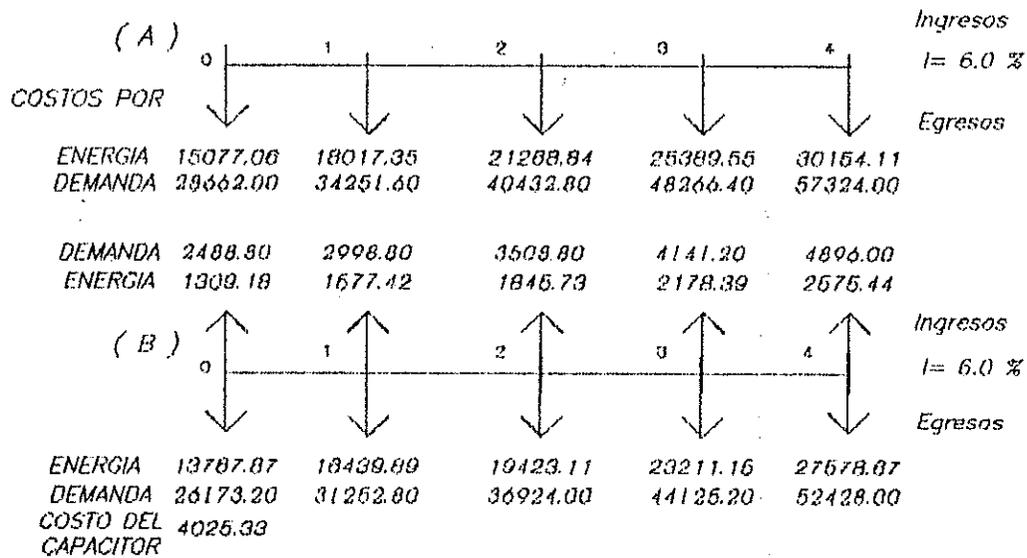
0.035 = precio promedio de compra de energía (kWh), en \$

17 = costo promedio de producción de un kW, en \$.

12 = meses del año

8760 = horas al año

*Diagrama de flujo efectivo
para el análisis económico.*



CIRCUITO 46

En el cuadro anterior, se muestran las opciones (A) y (B), que evalúan las opciones a un interés del 6%, ya que es la tasa máxima de interés bancaria internacional.

Caso A: es la situación en que se encontraría el circuito si no se hace una inversión adicional, cuyos costos por demanda y por energía serán costos no recuperables durante el período analizado.

Caso B: es la situación en que el circuito se encontraría si se hace en una inversión inicial que consta de la instalación de un banco de capacitores, cuyo costo será de \$ 4025.33, en el cual se observa que existen ingresos en el año 0, que serán costos evitados (costos no reembolsables) para cubrir las pérdidas tanto de energía como de demanda; costos que se pueden traducir en un ahorro.

Procedimiento matemático, análisis del circuito 46

OPCION SIN CAPACITOR.

$$VPn_A = -43739.06 - \frac{52268.95}{(1.06)} - \frac{61701.64}{(1.06)^2} - \frac{73655.95}{(1.06)^3} \\ - \frac{87478.11}{(1.06)^4} = 279097.44$$

OPCION INSTALANDO CAPACITORES.

$$VPn_B = -40168.42 - \frac{43116.47}{(1.06)} - \frac{50992.58}{(1.06)^2} - \frac{61016.76}{(1.06)^3} \\ - \frac{75535.23}{(1.06)^4} = 234913.09$$

*La diferencia es de \$ 44184.35
ahorro en pérdidas del periodo estimado.*

Del anterior análisis matemático se obtiene que la mejor opción es la (B).

Según la tabla en el reporte resumido del circuito 46, por los crecimientos dados, este circuito sin adicionar bancos de capacitores, en el tercer año los conductores existentes, estarán a más del 100% de su capacidad; problema que si se analiza con la opción de instalar un banco de capacitores aun en el cuarto año, los valores a los que está sometido el equipo son menores al 100% de su capacidad. A eso se debe que la proyección se realizara solamente a 4 años plazo, dado que en el circuito después de este tiempo se tendrán que hacer otros trabajos para satisfacer la demanda de energía eléctrica en esa área; estos trabajos harán variar las condiciones en las cuales se dio la evaluación

económica, puesto que se involucran otras opciones entre las cuales están:

- Recondutorado del circuito, (debe de ser a un calibre mayor al existente, 336 ACSR).
- Construcción de otro circuito.
- Transferencias de carga.
- Ampliación de la subestación.

Estas en análisis no se tomaron en consideración, ya que el crecimiento de carga es en kW, cuya solución no es precisamente la instalación de bancos de capacitores.

La evaluación económica anterior está en función de las pérdidas totales que se dan en el circuito anualmente que considera como egresos las pérdidas en energía, así como las pérdidas por demanda, y como ingresos el ahorro obtenido por costos evitados en pérdidas por energía, así como las dadas por demanda. El valor negativo representa un egreso, puesto que este valor de pérdidas no se puede llegar a cero, y obtener un ahorro de \$ 44184.35 en pérdidas por energía más pérdidas por demanda en el período de 4 años. Haciendo énfasis, que el tiempo de vida útil estimado para un banco de capacitores es de 20 años aproximadamente; proyecto en el cual, se observa que en el primer año casi se estaría cubriendo el costo de su instalación.

Analizando la gráfica del anexo 3, este capacitor estará en línea de 8:00 hrs. a 23:00 hrs, que es el período en donde más reactiva demanda este circuito.

CONCLUSIONES

1. El uso de capacitores en los sistemas de distribución conectados en paralelo, es la fuente más económica para la aportación de potencia reactiva, y es esta opción la que menos efectos de armónicas produce al sistema de distribución respecto a los efectos que originan los bancos de capacitores conectados en serie.
2. La optimización de la instalación de un banco de capacitores implica tener datos históricos del circuito analizado, para obtener una curva que muestre el comportamiento de la demanda de potencia reactiva, y así determinar el tiempo que el banco debe aportar los kVAr requeridos.
3. La localización adecuada de bancos de capacitores en los circuitos de distribución, a través de PC's, reduce considerablemente el tiempo respecto a la toma de decisiones sobre la obtención del mayor beneficio económico de su uso.
4. El uso óptimo de un banco de capacitores trae consigo muchos beneficios, los cuales los convierte en un equipo necesario en los sistemas de distribución y que deben considerarse cuando se haga una evaluación económica.
5. El método de evaluación económica que mejor se aplica para el análisis de este estudio es el del Valor Presente Neto, pues simplifica el número de variables que se van a considerar.

RECOMENDACIONES

1. A la Empresa Administradora de la energía eléctrica se le recomienda establecer medidas más drásticas respecto de la penalización del bajo factor de potencia, para que éste no sea menor al 90%.

2. Se recomienda instalar transductores para medir factores de potencia por fase en la salida de los circuitos de distribución, y así poder hacer un análisis más exacto de los mismos.

3. Se recomienda hacer estudios periódicos para la instalación de bancos de capacitores, tomando en cuenta el aspecto económico, ubicación y tamaño de los mismos para llegar a la optimización del sistema de distribución de energía eléctrica.

4. Los estudios que se realicen acerca de la corrección del desbalance en circuitos que lo ameriten, se deberá proceder de acuerdo con:

- El balance de cargas monofásicas.
- El balance de cargas con bancos cuya conexión sean deltas abiertas.
- Instalar bancos de capacitores monofásicos.

BIBLIOGRAFIA

- GANDARA GUZMAN, Roberto. La formulación y evaluación de proyectos en la administración, un enfoque estratégico. Guatemala: s.p.i. 1.994. 142 pp.
- GÖNEN, Turan. Electric power distribution system engineering. 2da. edición. U.S.A., New York: Edit. McGraw-Hill. 1.987. 740 pp.
- PARK, William R. P.E. cost engineering analysis. U.S.A., Kansas City: s.p.i. s.f. 192 pp.
- VRBAS, Marlin J. Distribution plus manual. U.S.A., Lincoln. Nebraska: s.p.i. 1.989. 300pp.
- BECKWITH ELECTRIC. Aplicación del control para baterías de capacitores. U.S.A., Florida: s.p.i., s.f. 22 pp.
- BECKWITH ELECTRIC. Control para capacitores. U.S.A., Florida: s.p.i., s.f. 20 pp.
- CAPACITOR DIVISION. The application of power capacitors. England, Helsby Warrington: s.p.i. 1.991. 140 pp.
- POWER SYSTEMS, DIVISION. Underground distribution systems. U.S.A., Canonsburg, Pennsylvania: Edit. McGraw-Edison. 1.989. 360 pp.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Systems distribution. U.S.A., Pennsylvania: s.p.i., s.f. 60 pp.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Electrical transmission and distribution reference book. U.S.A., Pennsylvania: s.p.i., s.f. 275 pp.

A N E X O S.

ANEXO No. 1

07-14-1994

EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
 DATA BASE- C:\DATA\CIRC\CTO46
 CONDICIONES DEL 8/7/94 A LAS 12:07 hrs

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY

Start Node= SUB46 Nominal L-N Source Voltage = 7.62 kV
 Convergence reached in 3 iterations

	Ckt.kVA	Ckt.kW	Ckt.kVAr	SRC.PF%	LD.PF%	Amps	kW Loss	kVAr Loss
A-Phase	2215.	2060.	814.1	93.00	85.13	284.3	46.05	93.26
B-Phase	2526.	2349.	928.4	92.99	87.06	324.3	58.61	116.0
C-Phase	2028.	1886.	745.6	92.99	83.84	260.4	33.92	67.81
Neutral						55.87	1.934	5.208
Total	6769.	6295.	2488.	92.99	85.47		140.5	282.3

	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A-Phase	86.70	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.17	46180	104.5	REG46
B-Phase	98.87	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.89	46180	104.6	REG46
C-Phase	79.40	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	101.8	46180	104.4	REG46

FROM/ TO	P BRANCH TYPE/ H LENGTH(ft)	kVA IN	kVA OUT	AMPS IN	AMPS OUT	%AMP. IN	%AMP. OUT	TO BUS KV	CAP. kVAR	kW LOSS	kVAr LOSS	kW LOAD	kVAr LOAD	kW IN	kVAr IN	kW OUT	kVAr OUT
SUB46	A JFR-SIEMENS	2215.	2215.	284.3	278.1	86.70	84.79	7.964	104.5	0	0	0	0	2060.	814.1	2060.	814.
REG46	B 0	2526.	2526.	324.3	316.6	98.87	96.54	7.976	104.6	0	0	0	0	2349.	928.4	2349.	928.
	C	2028.	2028.	260.4	254.9	79.40	77.73	7.956	104.4	0	0	0	0	1886.	745.6	1886.	745.
REG46	A 3F/336/N1/0A	2215.	2179.	278.1	276.6	73.00	72.61	7.876	103.3	12.67	26.02	10.08	6.211	2060.	814.1	2033.	784.
4602	B 2842.567	2526.	2486.	316.6	315.3	83.11	82.76	7.883	103.4	16.45	33.77	9.384	5.301	2349.	928.5	2323.	884.
	C	2028.	2005.	254.9	253.8	66.91	66.62	7.902	103.7	10.66	21.88	7.723	5.019	1886.	745.6	1871.	720.
4602	A 3F/2 N/2 A	23.68	0	3.006	0	2.227	0	7.876	103.3	9E-4	4E-4	20.16	12.42	20.16	12.42	0	0
4604	B 690.2658	21.55	0	2.734	0	2.025	0	7.883	103.4	8E-4	4E-4	18.76	10.60	18.77	10.60	0	0
	C	18.42	0	2.331	0	1.726	0	7.902	103.7	5E-4	2E-4	15.44	10.03	15.44	10.03	0	0
4602	A 3F/336/N1/0A	2155.	2151.	273.7	273.7	71.84	71.84	7.860	103.1	2.414	4.957	0	0	2013.	771.7	2009.	767.
4606	B 556.1773	2464.	2459.	312.6	312.6	82.05	82.05	7.865	103.2	3.150	6.468	0	0	2304.	873.6	2301.	866.
	C	1987.	1985.	251.5	251.5	66.02	66.02	7.892	103.5	2.039	4.187	0	0	1856.	710.8	1855.	707.
4606	A 3F/2 N/2 A	113.7	113.6	14.47	14.47	10.71	10.71	7.856	103.1	3E-2	1E-2	0	0	96.83	59.65	96.79	59.6
4608	B 541.2258	131.6	131.5	16.73	16.73	12.39	12.39	7.862	103.1	4E-2	2E-2	0	0	114.5	64.74	114.5	64.7
	C	59.88	59.87	7.587	7.587	5.620	5.620	7.891	103.5	9E-3	4E-3	0	0	50.21	32.63	50.20	32.6
4608	A 3F/4 N/4 C	71.06	35.52	9.045	4.522	7.178	3.589	7.854	103.0	1E-2	7E-3	30.24	18.63	60.50	37.27	30.24	18.6
4612	B 1004.467	86.28	86.24	10.97	10.97	8.709	8.709	7.858	103.1	3E-2	.0182	0	0	75.12	42.44	75.09	42.4
	C	32.24	32.24	4.085	4.085	3.242	3.242	7.890	103.5	4E-3	2E-3	0	0	27.03	17.57	27.03	17.5
4612	A 3F/4 N/4 C	11.84	0	1.507	0	1.196	0	7.853	103.0	3E-4	1E-4	10.08	6.211	10.08	6.211	0	0
4624	B 1111.51	0	0	0	0	0	0	7.858	103.1	0	0	0	0	0	0	0	0
	C	13.81	0	1.751	0	1.389	0	7.890	103.5	4E-4	2E-4	11.58	7.529	11.58	7.529	0	0
4612	A 3F/2 N/2 A	23.68	23.68	3.015	3.015	2.233	2.233	7.853	103.0	9E-4	4E-4	0	0	20.16	12.42	20.16	12.4

ANEXO No. 2

08-12-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
 DATA BASE: CT046
 GENERACION MAXIMA AGOSTO 12 DEL 94

FAULT CURRENT ANALYSIS SUMMARY

START NODE = SUB46
 SOURCE VOLTAGE = 13.19 KV L-L
 BASE MVA = 10

SOURCE IMPEDANCES (PU) GROUND FAULT RESISTANCE (OHMS)
 R1= .0105 (PU) X1= .1073 (PU) MIN R= 0
 R0= 0 (PU) X0= .073 (PU) MAX R= 20

NODE	PREV NODE	CONDUCTOR TYPE	***** CUMULATIVE *****					***** FAULT AMPS *****			
			R1-PU	X1-PU	R0-PU	X0-PU	MILES	3-PH	L-L	MIN	LG
SUB46		SOURCE	.0105	.1073	0	.073	0	4057.	3513.	377.3	4550.
REG46	SUB46	JFR-SIEMENS	.0105	.1073	0	.073	0	4057.	3513.	377.3	4550.
4602	REG46	3F/336/N1/0A	.0199	.1267	2E-02	.1419	.5383	3410.	2953.	371.3	3272.
4604	4602	3F/2 N/2 A	3E-02	.1328	4E-02	.1612	.6690	3198.	2770.	366.5	2976.
4606	4602	3F/336/N1/0A	2E-02	.1305	3E-02	.1553	.6437	3305.	2862.	370.1	3099.
4608	4606	3F/2 N/2 A	3E-02	.1353	.0468	.1705	.7462	3148.	2726.	366.4	2886.
4612	4608	3F/4 N/4 C	4E-02	.1440	7E-02	.1981	.9364	2878.	2493.	360.0	2551.
4624	4612	3F/4 N/4 C	6E-02	.1536	.0976	.2288	1.146	2608.	2259.	353.2	2246.
4616	4612	3F/2 N/2 A	5E-02	.1469	7E-02	.2073	.9978	2793.	2418.	357.9	2452.
4618	4616	3F/4 N/4 C	6E-02	.1515	9E-02	.2221	1.099	2663.	2306.	354.6	2306.
4620	4618	1F/4 N/4 C	7E-02	.1560	.1040	.2352	1.193	0	0	351.6	2185.
4622	4616	1F/4 N/4 C	6E-02	.1501	8E-02	.2166	1.064	0	0	355.7	2355.
4614	4612	3F/2 N/2 A	5E-02	.1467	7E-02	.2065	.9929	2799.	2424.	358.1	2460.
4609	4608	3F/2 N/2 A	3E-02	.1373	5E-02	.1767	.7879	3084.	2671.	364.9	2804.
4610	4609	1F/2 N/2 A	3E-02	.1394	5E-02	.1830	.8322	0	0	363.3	2722.
4601	4606	3F/336/N1/0A	2E-02	.1311	3E-02	.1575	.6610	3289.	2848.	369.9	3072.
4615	4601	3F/336/N1/0A	2E-02	.1328	3E-02	.1634	.7078	3245.	2810.	369.3	3003.
46-C-10	4615	3F/336/N1/0A	2E-02	.1344	3E-02	.1693	.7537	3203.	2774.	368.8	2937.
4626	46-C-10	3F/336/N1/0A	2E-02	.1363	.0416	.1759	.8055	3157.	2734.	368.2	2866.
4630	4626	3F/336/N1/0A	2E-02	.1472	5E-02	.2147	1.108	2910.	2520.	364.7	2510.
4634	4630	3F/4 N/4 C	3E-02	.1513	6E-02	.2276	1.197	2804.	2428.	361.7	2388.
4641	4634	2F/2 N/2 A	4E-02	.1528	7E-02	.2318	1.227	0	2394.	360.7	2346.
4640	4641	1F/4 N/4 C	4E-02	.1554	7E-02	.2394	1.281	0	0	358.9	2278.
4642	4640	1F/2 N/2 A	4E-02	.1563	8E-02	.2421	1.300	0	0	358.2	2253.
4644	4640	1F/4 N/4 C	.0534	.1597	9E-02	.2521	1.371	0	0	355.9	2169.
4648	4644	1F/2 N/2 A	.0579	.1620	9E-02	.2588	1.418	0	0	354.3	2114.
4646	4644	1F/2 N/2 A	5E-02	.1617	9E-02	.2580	1.412	0	0	354.5	2121.
4635	4634	3F/4 N/4 C	3E-02	.1519	7E-02	.2296	1.211	2787.	2414.	361.2	2369.
4637	4635	3F/4 N/4 C	4E-02	.1546	7E-02	.2380	1.269	2719.	2355.	359.3	2294.
4638	4637	2F/2 N/2 A	5E-02	.1613	9E-02	.2567	1.401	0	2215.	354.8	2131.
4636	4635	1F/2 N/2 A	5E-02	.1587	8E-02	.2494	1.349	0	0	356.4	2191.
4649	4630	3F/336/N1/0A	3E-02	.1584	7E-02	.2541	1.417	2694.	2333.	361.1	2228.
4651	4649	3F/2 N/2 A	3E-02	.1598	7E-02	.2588	1.448	2660.	2303.	360.0	2191.
4650	4649	3F/336/N1/0A	3E-02	.1611	7E-02	.2638	1.492	2646.	2292.	360.2	2168.
CS-162	4650	3F/336/N1/0A	3E-02	.1642	8E-02	.2747	1.578	2594.	2246.	359.2	2104.
4657	CS-162	3F/336/N1/0A	3E-02	.1656	8E-02	.2797	1.617	2571.	2226.	358.8	2076.
CS-161	4657	3F/336/N1/0A	3E-02	.1676	8E-02	.2871	1.674	2537.	2197.	358.1	2036.
4653	CS-161	3F/336/N1/0A	4E-02	.1683	8E-02	.2895	1.693	2526.	2188.	357.9	2023.
4655	4653	3F/2 N/2 A	4E-02	.1702	9E-02	.2955	1.733	2487.	2154.	356.5	1984.
4656	4653	3F/336/N1/0A	.0425	.1731	9E-02	.3063	1.825	2453.	2124.	356.4	1938.

ANEXO 4A

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
DATA BASE- C:\DATA\CIRCUITO48
CONDICIONES ACTUALES 12:00 hrs

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY

Start Node-SUB48 Nominal L-N Source Voltage- 7.02kv
Convergence reached in 8 iterations

	Ckt.kVA	Ckt.kW	Ckt.kVAr	SR.PF%	LD.PF%	Amps	kW	kVAr
A Phase	2216	2060	814.1	98.00	85.18	284.8	40.05	98.28
B Phase	2628	2849	928.4	92.00	87.08	324.8	88.81	116.0
C Phase	2028	1888	745.6	92.00	88.84	260.4	80.82	67.81
Neutral						86.87	1.834	6.288
Total	6772	6296	2488	92.00	86.47		140.5	282.0

	Max% Amps.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	88.70	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	99.17	48180	104.5	REG 48
B Phase	98.87	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	98.89	48180	104.8	REG 48
C Phase	79.40	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	101.8	48180	104.4	REG 48

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
DATA BASE- C:\DATA\CIRCUITO48
ADICIONANDO 100 KVAR EN EL NODO 48-C-80

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY

Start Node-SUB48 Nominal L-N Source Voltage- 7.02kv
Convergence reached in 8 iterations

	Ckt.kVA	Ckt.kW	Ckt.kVAr	SR.PF%	LD.PF%	Amps	kW	kVAr
A Phase	2178	2057	708.2	94.55	85.18	279.8	44.84	89.78
B Phase	2488	2848	822.8	94.88	87.08	319.4	88.82	112.4
C Phase	1888	1884	697.8	94.78	88.84	256.4	82.86	66.04
Neutral						68.33	1.980	6.278
Total	6554	6291	2187	94.64	86.47		185.7	272.4

	Max% Amps.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	88.18	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	98.99	48180	104.4	REG 48
B Phase	97.89	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	100.1	48180	104.8	REG 48
C Phase	77.87	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	102.0	48180	104.8	REG 48

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
DATA BASE- C:\DATA\CIRCUITO48
ADICIONANDO 200 KVAR EN EL NODO 48-C-80

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY

Start Node-SUB48 Nominal L-N Source Voltage- 7.02kv
Convergence reached in 8 iterations

	Ckt.kVA	Ckt.kW	Ckt.kVAr	SR.PF%	LD.PF%	Amps	kW	kVAr
A Phase	2142	2055	692.0	98.98	85.18	270.0	42.89	98.88
B Phase	2484	2848	715.8	95.88	87.08	315.1	88.80	108.8
C Phase	1888	1888	628.8	98.27	88.84	251.4	81.81	62.88
Neutral						68.80	1.988	6.547
Total	6514	6287	1948	94.94	86.47		191.7	284.4

	Max% Amps.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	88.84	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	99.82	48180	104.8	REG 48
B Phase	88.89	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	100.8	48180	104.8	REG 48
C Phase	76.65	SUB48	REG48	JFR-SIEMENS	102.2	8UB48	104.2	REG 48

ANEXO 4B

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
 DATA BASE- C:\DATA\CIRCUITO4B
 ADICIONANDO 800 KVAR EN EL NODO 46-C-60

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY
 Start Node-SUB46 Nominal L-N Source Voltage- 7.62kv
 Convergence reached in 8 Iterations

	Okt.kVA	Okt.kW	Okt.kVAr	SRQ.PF%	LD.PF%	Amps	kW	kVAr
A Phase	2112	2064	496.6	97.21	86.18	271.2	41.80	84.68
B Phase	2428	2348	609.2	98.79	87.06	311.4	54.18	106.8
C Phase	1927	1881	419.5	97.80	88.84	247.5	36.77	61.87
Neutral						57.27	2.018	5.420
Total	6467	6294	1524	97.18	86.47		128.7	268.2
	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	82.70	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.85	40180	104.8	REG 46
B Phase	94.95	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	100.5	4699	104.4	REG 46
C Phase	76.45	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	102.2	SUB46	104.2	REG 46

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
 DATA BASE- C:\DATA\CIRCUITO4B
 ADICIONANDO 800 KVAR EN EL NODO 46102

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY
 Start Node-SUB46 Nominal L-N Source Voltage- 7.62kv
 Convergence reached in 8 Iterations

	Okt.kVA	Okt.kW	Okt.kVAr	SRQ.PF%	LD.PF%	Amps	kW	kVAr
A Phase	2112	2064	496.6	97.21	86.18	271.2	41.76	84.47
B Phase	2428	2348	609.2	98.79	87.06	311.4	54.10	106.8
C Phase	1927	1881	419.5	97.80	88.84	247.5	36.74	61.81
Neutral						57.29	2.015	5.428
Total	6467	6293	1524	97.18	86.47		128.6	268.0
	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	82.70	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.85	40180	104.8	REG 46
B Phase	94.95	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	100.5	4699	104.4	REG 46
C Phase	76.45	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	102.2	SUB46	104.2	REG 46

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
 DATA BASE- C:\DATA\CIRCUITO4B
 ADICIONANDO 800 KVAR EN EL NODO 46171

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY
 Start Node-SUB46 Nominal L-N Source Voltage- 7.62kv
 Convergence reached in 8 Iterations

	Okt.kVA	Okt.kW	Okt.kVAr	SRQ.PF%	LD.PF%	Amps	kW	kVAr
A Phase	2112	2058	495.6	97.20	85.19	271.2	41.83	84.21
B Phase	2428	2348	609.2	98.79	87.06	311.4	54.02	106.8
C Phase	1927	1881	419.5	97.80	88.84	247.4	36.66	61.14
Neutral						57.33	2.018	5.433
Total	6467	6289	1524	97.17	86.47		128.6	267.4
	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	82.70	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.99	40180	104.8	REG 46
B Phase	94.95	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	100.5	4699	104.4	REG 46
C Phase	76.45	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	102.2	SUB46	104.2	REG 46

ANEXO 4C

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
DATA BASE- C:\DATA\RC\CTO46
ADICIONANDO 200 KVAR EN EL NODO 46171

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY
Start Node-SUB46 Nominal L-N Source Voltage= 7.02kv
Convergence reached in 3 iterations

	Ckt.kVA	Ckt.kW	Ckt.kVAr	SRCPF%	LD.PF%	Amps	Loss kW	Loss kVAr
A Phase	2142	2065	802.8	96.98	95.19	276.0	42.78	88.67
B Phase	2454	2348	718.1	96.06	97.06	316.1	55.23	102.1
C Phase	1955	1892	628.0	98.27	98.84	251.0	31.40	62.07
Neutral							66.83	1.000
Total	6552	6285	1947	96.04	96.47		191.4	258.7

	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	99.84	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.07	46180	104.8	REG 46
B Phase	99.09	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	100.8	4609	104.5	REG 46
C Phase	78.64	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	102.2	8UB46	104.2	REG 46

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
DATA BASE- C:\DATA\RC\CTO46
CONDICIONES ACTUALES SIN UN BANCO DE 200 KVAR

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY
Start Node-SUB46 Nominal L-N Source Voltage= 7.02kv
Convergence reached in 3 iterations

	Ckt.kVA	Ckt.kW	Ckt.kVAr	SRCPF%	LD.PF%	Amps	Loss kW	Loss kVAr
A Phase	2305	2065	1026	89.66	95.18	296.0	49.97	101.2
B Phase	2513	2351	1140	89.97	97.06	336.4	62.74	124.5
C Phase	2121	1890	901.8	89.18	98.84	272.8	37.21	74.57
Neutral							65.02	1.000
Total	7040	6007	3127	89.69	96.47		161.8	306.4

	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	90.25	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	98.77	46180	104.8	REG 46
B Phase	102.2	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.80	46180	104.8	REG 46
C Phase	89.08	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	101.8	46180	104.5	REG 46

07-14-1994 EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA
DATA BASE- C:\DATA\RC\CTO46
CONDICIONES SIN APORTACION DE REACTIVA

LOAD FLOW ANALYSIS SUMMARY
Start Node-SUB46 Nominal L-N Source Voltage= 7.02kv
Convergence reached in 3 iterations

	Ckt.kVA	Ckt.kW	Ckt.kVAr	SRCPF%	LD.PF%	Amps	Loss kW	Loss kVAr
A Phase	2470	2078	1042	89.99	95.18	317.1	50.81	115.8
B Phase	2770	2856	1487	85.09	97.06	355.8	70.01	180.9
C Phase	2292	1898	1284	82.81	98.84	294.2	48.33	87.12
Neutral							63.94	4.951
Total	7531	6327	4085	84.01	96.47		172.0	348.8

	Max% Ampac.	From	To	Conductor Type	Min% Volt.	At Node	Max% Volt.	At Node
A Phase	98.89	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	98.28	46180	104.8	REG 46
B Phase	108.4	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	99.02	46180	106.0	REG 46
C Phase	89.71	SUB46	REG46	JFR-SIEMENS	100.8	46180	104.7	REG 46