



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

LOCALIZACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES  
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CON  
CONTENIDO ARMÓNICO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTAN:

MIGUEL ANTONIO ÁLVAREZ JUÁREZ  
JESÚS EDUARDO RAMÍREZ FUENTES

ASESORES:

M. en C. MIGUEL JIMÉNEZ GUZMÁN  
ING. GUILLERMO BASILIO RODRÍGUEZ



MÉXICO, D.F. 2008

## DEDICATORIA

Dedico este trabajo y el cumplimiento de una meta más a:

A mis padres por su apoyo, fomento para terminar y sobre todo por darme la vida.

A mis hermanos por estar conmigo.

MIGUEL ANTONIO ALVAREZ JUAREZ

Dedico el cumplimiento de este sueño a:

A mis queridos padres a quienes les debo la oportunidad  
de existir en tiempo y espacio.

A mi hermosa hermana que siempre me demostró un gran  
apoyo moral durante toda mi carrera.

A mis tíos, primos y amigos por haberme dado ánimos  
en mí formación como profesionista y sobre todo por  
haber estado siempre a mi lado.

JESUS EDUARDO RAMIREZ FUENTES

## AGRADECIMIENTOS

A mi asesor M. en C. Miguel Jiménez Guzmán, por haberme formado en esta última carrera dentro de este escalón de mi vida académica, por brindarme su apoyo, interés, dedicación, tiempo y sus conocimientos, por haber sido mi profesor y sobre todo por su amistad.

Al Instituto Politécnico Nacional por haberme alojado dentro mi formación como profesionista, por haberme inyectado la sangre politécnica y sobre todo por enseñarme a decir HUELUM.

A mis profesores de Ingeniería Eléctrica por haberme transmitido sus conocimientos, y lo mas importante por sus consejos para desarrollarme humana y profesionalmente.

MIGUEL ANTONIO ALVAREZ JUAREZ

A mis asesores M en C. Miguel Jiménez Guzmán e Ing. Guillermo Basilio Hernández, por su interés y dedicación en la dirección de este trabajo, así mismo por la confianza incondicional que siempre nos brindaron.

Al Instituto Politécnico Nacional, casa que me dio abrigo durante mi formación profesional, en especial a los profesores de Ingeniería Eléctrica por brindarme su dedicación, tiempo y sobre todo sus conocimientos.

JESUS EDUARDO RAMIREZ FUENTES

## RESUMEN

Se presenta una metodología para realizar un análisis nodal de tensiones y un estudio de barrido de frecuencia, para resolver la problemática que implica la localización de los bancos de capacitores en un sistema de distribución.

La metodología está basada en los principios de la compensación en derivación, tomando en cuenta el decremento de las pérdidas de potencia activa en los alimentadores así como la alza del factor de potencia.

El procedimiento es aplicado a diferentes nodos donde se observe bajo nivel de tensión, tomando en cuenta que a ciertos grados de armónicos el banco de capacitores pudiese entrar en resonancia.

Cabe mencionar que al final del análisis se reflejan los costos del equipo contra el ahorro en costos debido a las pérdidas.

## **ABSTRACT**

A methodology for a nodal analysis of voltages and a study scanning frequency, to solve the problem of optimal allocation of capacitors in a distribution system.

The methodology is based on the principles of compensation in derivation, are taken into account the decrease of lost power in active feeders as well as the hike of power factor.

The procedure is applied to different nodes where it appears low voltage level, taking into account that certain degrees of harmonics bank capacitors could come into resonance.

It is worth mentioning that at the end of the analysis reflects the equipment costs against the savings in costs due to losses.

## INDICE GENERAL

	Pág.
Dedicatoria	i
Agradecimientos	ii
Resumen	iii
Abstract	iv
Índice General	v
Índice de Tablas	viii
Índice de Figuras	x
Capitulo 1. INTRODUCCION	
1.1 Generalidades	1
1.1.1 Pérdidas eléctricas y compensación en derivación de reactivos	1
1.1.1.1 Perdidas en vacio	2
1.1.1.2 Perdidas debidas a la carga	2
1.2 Antecedentes	2
1.3 Objetivo	4
1.4 Justificación	4
1.5 Organización de la tesis	4
Capitulo 2. CAPACITORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	
2.1 Introducción	5
2.2 Rangos del capacitor	9
2.3 La capacidad liberada	14
2.4 Apoyo de tensión	14
2.5 Reducción de pérdidas de línea	17
2.5.1 Perdidas de energía	21
2.6 Bancos conmutables	21
2.7 Mandos locales	23
2.8 Mandos automatizados	26
2.9 Fiabilidad	28
2.10 Modos de fallas y casos de rupturas	29
2.11 Fundición y protección	33
2.12 Puestas a tierra	46
Capitulo 3. ARMONICOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION	
3.1 Introducción	48
3.2 Definiciones básicas de armónicos	48
3.3 Series de Fourier y análisis	49
3.3.1 Series de Fourier	50
3.3.2 Funciones ortogonales	51
3.3.3 Simetría de la forma de onda	51
3.3.4 Transformada de Fourier	52
3.3.5 Transformada discreta de Fourier	52

3.3.6 Aplicación de las series de Fourier	53
3.4 Origen de los armónicos	55
3.4.1 Fuentes armónicas	55
3.4.1.1 Fuentes de tensión – corrientes no lineales	55
3.4.1.2 Convertidores electrónicos de potencia	56
3.4.1.3 Máquinas rotativas	56
3.4.1.4 Fuentes de alta frecuencia	56
3.4.1.5 Fuentes armónicas fraccionadas	56
3.5 Cantidades eléctricas bajo condiciones no sinusoidales	57
3.5.1 Armónicas de secuencia de fase	59
3.6 Índices de armónicos	59
3.6.1 Distorsión armónica total (factor de distorsión)	59
3.6.2 Demanda de distorsión total	60
3.6.3 Factor de influencia telefónica	60
3.6.4 Productos V.T e I.T	60
3.6.5 C-Message Weighted Index	61
3.6.6 Factor K de un transformador	61
3.6.7 Distorsión del factor de potencia	62
3.6.8 Resonancia serie	64
3.6.9 Resonancia paralelo	64
3.7 Soluciones a armónicas	65
Capítulo 4. ESTUDIOS DE PROPAGACION DE ARMONICOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION	
4.1 Introducción	67
4.2 Modelado del Sistema de Distribución	67
4.2.1 Modelado trifásico y modelado monofásico	67
4.2.2 El alcance del modelo del sistema	68
4.2.3 Los sistemas de distribución secundaria	70
4.2.4 Preparación de datos	70
4.3 Métodos de análisis de armónicos en el dominio de la Frecuencia	72
4.3.1 Introducción	72
4.3.2 Análisis de barrido en frecuencia	74
4.3.3 Método de Inyección de corrientes	76
4.3.3.1 Modelado de elementos de redes eléctricas	80
4.3.4 Método de flujos de potencia armónica	83
Capítulo 5. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE REDES ELÉCTRICAS CON BANCOS DE CAPACITORES Y CONTAMINACIÓN ARMÓNICA	
5.1 Introducción	86
5.2 Características de respuesta del sistema	86
5.2.1 Generalidades	86
5.2.2 Capacidad de corto circuito del sistema	86

5.2.3 Bancos de capacitores y cables aislados	86
5.2.4 Características de la carga	87
5.2.5 Condiciones de los sistemas balanceados vs. desbalanceados	87
5.2.6 Condiciones de resonancia	88
5.2.7 Flujo normal de corrientes armónicas	88
5.2.8 Efecto de carga del sistema	88
5.2.9 La componente resistiva	89
5.2.10 Sistemas de distribución	89
5.3 Límites de distorsión de tensión	91
5.4 Planteamiento del problema	91
5.5 Análisis de la red	93
5.6 Obtención y análisis de resultados	97
5.7 Características del programa computacional	104
Capítulo 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
REFERENCIAS	108



## INDICE DE TABLAS

	Pág.
Capitulo 2. CAPACITORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	
2.1 Capacitores de línea de alimentación contra capacitores de subestación	8
2.2 Clasificaciones de unidades capacitivas comunes	10
2.3 Potencia máxima permisible - frecuencia de tensión	11
2.4 Sobrecorriente transitoria esperada y capacidad de sobretensión	12
2.5 Temperaturas ambiente máximas para la aplicación de capacitores	13
2.6 Porcentaje de subida de tensión para varios conductores y niveles de tensión	17
2.7 Necesidades de mantenimiento identificadas por Kansas City Power and Light Capacitor Automation System basado en dos años de datos	28
2.8 Numero de secciones en serie en las clasificaciones de tensión diferentes	32
2.9 Recomendaciones ANSI de fundición de estaño de un fabricante	35
2.10 La comparación de $I^2t$ de los acontecimientos que podrían hacer volar un fusible a la capacidad de fusibles comunes para un banco trifásico 900- kvar en 12.47 kV	39
Capitulo 3. ARMONICAS EN SISTEMAS DE ELECTRICOS DE DISTRIBUCION	
3.1 Secuencias de fase armónicas en un sistema trifásico balanceado	59
3.2 Muestra los transformadores con factor K disponibles	62
Capitulo 4. ESTUDIOS DE PROPAGACION DE ARMONICOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION	
4.1 Resumen de los datos típicos necesarios para un estudio de distribución armónica	71
4.2 Comparación de los métodos de análisis de propagación armónica	83
Capitulo 5. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE REDES ELÉCTRICAS CON BANCOS DE CAPACITORES Y CONTAMINACIÓN ARMÓNICA	
5.1 Límites de distorsión de tensión	91
5.2 Datos de las líneas	92
5.3 Datos de cargas	92
5.4 Datos de generación	93
5.5 Elementos en derivación	93
5.6 Armónicas del TCR	93
5.7 Resultados obtenidos del estudio de flujos de potencia	93

5.8 Flujos de potencia en líneas	94
5.9 Tensiones nodales y distorsión armónica total	94
5.10 Corrientes armónicas del TCR	96
5.11 Tensiones armónicas del sistema	97
5.12 Capacidades de bancos de capacitores y perfil de tensiones nodales	98
5.13 Distorsión armónica total y pérdidas de los posibles bancos a instalar	98
5.14 Resultados arrojados del estudio de flujos de potencia con bancos de capacitores instalados en la red	99
5.15 Flujos en las líneas con bancos de capacitores instalados en el sistema	99
5.16 Tensiones nodales y distorsión armónica total con bancos de capacitores instalados en el sistema	99
5.17 Corrientes armónicas del TCR con bancos de capacitores instalados en la red	101
5.18 Tensiones armónicas del sistema con bancos de capacitores instalados en el sistema	101
5.19 Comparación de potencias generadas	101
5.20 Variación del THD	102
5.21 Pérdidas en el sistema	103
5.22 Corrientes inyectadas por el TCR	103
5.23 Tensiones armónicas	103

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Capitulo 2. CAPACITORES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN	
2.1 Componentes del capacitor	6
2.2 Instalación de capacitores en una línea aérea	7
2.3 Ejemplo de un capacitor montado en base de concreto	7
2.4 Liberación de capacidad con el factor de potencia mejorado	14
2.5 Capacidad suplementaria como una función del tamaño del capacitor	15
2.6 Perfiles de tensión después de la línea de un banco de capacitores	16
2.7 Optimización de la reducción de pérdidas usando la regla de $2/3$	18
2.8 Colocación de bancos de 1200 kvar que usan el método $1/2 - \text{kvar}$	20
2.9 Sensibilidad frente a las pérdidas de calibración de un capacitor sobre un circuito con carga uniforme	20
2.10 Ejemplo de la potencia real y reactiva máxima sobre una línea de alimentación residencial durante un día de verano con 95% de aire acondicionado.	22
2.11 Unidad capacitadora con un elemento en falla	30
2.12 Curvas de ruptura del capacitor	31
2.13 Corriente depositada en por unidad por una falla del banco dependiendo de la parte que ha fallado (asumiendo un bus infinito)	33
2.14 Banco capacitor con un fusible abierto	34
2.15 Outrush de un capacitor a una falla cercana	38
2.16 Outrush como una función de la resistencia a la falla para varios tamaños de bancos de capacitores	40
2.17 Curvas de fusibles con curvas de ruptura del capacitor	43
2.18 Monitoreo del neutro de un banco capacitor	45
2.19 Corriente neutra dibujada por un banco fallado estrella -tierra dependiendo de la parte del banco que es fallada	45
2.20 Comparación de bancos en estrella conectada con tierra y bancos en estrella sin tierra durante una falla parcial y completa de una unidad	47
Capitulo 3. ARMONICAS EN SISTEMAS DE ELECTRICOS DE DISTRIBUCION	
3.1 Espectro armónico (amplitud)	54
3.2 Síntesis de una forma de onda con armónicas	54
3.3 Resonancia serie	64
3.4 Resonancia paralelo	65
3.5 Resonancia distribuida	65

## Capitulo 4. ESTUDIOS DE PROPAGACION DE ARMONICOS EN

---

LOCALIZACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES EN SISTEMAS ELECTRICOS CON CONTENIDO ARMÓNICO

## SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

4.1 Diagrama de una línea del clásico sistema de distribución Primaria	68
4.2 Modelo genérico por carga de fase	70
4.3 Diagrama de una planta industrial en una línea de distribución.	71
4.4 Red de n - puertos	72
4.5 Barrido de la frecuencia fundamental (impedancia)	75
4.6 Muestreo de la función de transferencia de tensión	76
4.7 Ejemplo de la magnitud del espectro de la tensión	77
4.8 Ejemplo de las ondas de tensión y la corriente de cargas no lineales	78
4.9 (a) Manejo de línea de corriente ligeramente cargada	79
4.9 (b) Manejo de línea de corriente totalmente cargada	80

## Capitulo 5. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE REDES ELÉCTRICAS CON BANCOS DE CAPACITORES Y CONTAMINACIÓN ARMÓNICA

5.1 Flujo normal de corriente armónica	88
5.2 Representación de carga para el análisis del sistema	89
5.3 Resonancia cercana al 4° armónico	89
5.4 Características del sistema de distribución típico	90
5.5 Red eléctrica 115 kv	92
5.6 Impedancia equivalente vista en los nodos del sistema y tensiones a frecuencia fundamental y a frecuencia armónica	95
5.7 Impedancia equivalente vista en los nodos del sistema y tensiones a frecuencia fundamental y armónica	100
5.8 Distorsión armónica total	102
5.9 Comparación de la inyección de corriente armónica por el TCR al sistema en condiciones iniciales y con bancos de capacitores	104

# CAPITULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Generalidades

El abastecimiento eléctrico se realiza a través de 3 etapas, generación, transmisión y distribución, siendo esta última la encargada de llevar la energía eléctrica a los consumidores finales en forma eficiente y bajo estándares de calidad de servicio. Este proceso, es realizado a través de redes de alimentación y subestaciones, debe ser continuamente modificado con el fin de mantener el sistema permanentemente adaptado producto de los constantes cambios de la demanda.

Un tópico de gran relevancia en esta área lo constituye el control de la potencia reactiva a través de la adecuada localización de capacitores en el sistema de distribución. En los siguientes capítulos se desarrollará una metodología para determinar la ubicación, tamaño y clase de capacitores. La aplicación desarrollada permite establecer la configuración de capacitores más adecuada a instalar en una red predefinida y cuya topología permanece invariante en el tiempo.

#### 1.1.1 Pérdidas eléctricas y compensación en derivación de reactivos.

El estudio de los sistemas de distribución eléctrica, es de especial interés para las empresas distribuidoras, interesadas en aumentar su eficiencia y mejorar su operación y administración en la red.

El análisis de los sistemas de distribución eléctrica tiene sus particularidades, pues los modelos usados en media tensión (mt), no permiten en la mayoría de los casos hacer las suposiciones y simplificaciones válidas para los modelos de altas tensiones (at).

La planeación de la operación de los sistemas eléctricos para las condiciones existentes, así como para las expansiones futuras, requieren no solo de estudios de flujos de potencia, control de tensiones y control de reactivos, también de corto circuitos, tensiones armónicas, entre otros.

Es conocido el hecho que el control del nivel de tensión y potencia reactiva juega un rol importante dentro de los esquemas de distribución. Los altos costos de generación y distribución de energía obligan a que se ponga especial atención en el control de demanda punta que se enfrenta el sistema y de las pérdidas de energía a lo largo del tiempo. La reducción de pérdidas de potencia y energía es un tópico de interés para toda empresa eléctrica.

Los capacitores, son ampliamente usados en los sistemas de distribución para la compensación de potencia reactiva, control de tensión y reducción de pérdidas de potencia. Los beneficios de su uso dependen del tipo de capacitores (fijo o interrumpible). La ubicación de los mismos, el tamaño, su esquema de control y los niveles de distorsión armónica existentes en la red entran en resonancia para determinados armónicos con la inductancia del

transformador y de la red, lo que deforma la onda de tensión, esto dependerá también del escalón de regulación y la carga que entre en cada momento.

Las pérdidas eléctricas son originadas en los sistemas eléctricos como consecuencia de la resistencia que presentan al flujo de la corriente eléctrica los diferentes elementos y equipos que lo constituyen, (generadores, líneas de transmisión y distribución, dispositivos de medición y protección, transformadores de potencia y equipos auxiliares para la operación y control del sistema eléctrico).

Las pérdidas pueden ser clasificadas de la siguiente manera, dependiendo del estado operativo del elemento o equipo que las produce.

#### **1.1.1.1 Pérdidas en vacío**

Las pérdidas en vacío constituyen la potencia necesaria para establecer el campo electromagnético en las máquinas eléctricas, y que es indispensable para su funcionamiento. Estas pérdidas dependen del tamaño del equipo y de sus características propias de diseño, tienen valores de alrededor del 3% de su capacidad nominal, lo que representa un porcentaje muy pequeño.

#### **1.1.1.2 Pérdidas debidas a la carga**

Estas pérdidas representan una parte de la potencia que reciben los diferentes elementos del sistema, y que es transferida en calor debido al efecto  $I^2R$ . Dependen de las condiciones operativas del elemento.

Las pérdidas eléctricas dependen de dos componentes de la corriente que las produce, la componente de corriente activa y la componente de corriente reactiva. La componente de corriente activa se traduce en energía suministrada y vendida al usuario, no así la componente reactiva la cual es llevada a través de los elementos de transmisión, pero no es transferible a potencia útil, es por ello que es deseable minimizar esta componente tanto como la operación del sistema lo permita.

El costo de las pérdidas eléctricas, representa una de las variables más importantes para la determinación de criterios operativos, cuando se desea reducir el costo de operación de los sistemas de transmisión y distribución.

### **1.2 Antecedentes**

El hecho de que la calidad de potencia haya pasado a ser un tema de emergente interés entre los ingenieros eléctricos, no significa que no fuese importante en el pasado. Los armónicos de tensión y corriente se convirtieron en una cuestión tangible en el momento en que se energizó el primer sistema de potencia de corriente alterna. Las formas de onda de tensión de los primeros generadores distaban mucho de ser perfectamente sinusoidales, y desde el principio, los efectos de los armónicos desconcertaron y atormentaron a los encargados de controlar y mantener dichos sistemas, a la vez que desafiaron y deleitaron a ingenieros y matemáticos [1].

Los primeros estudios de armónicos en sistemas de potencia se remontan al año de 1890, cuando se identificaron a los transformadores y motores como los principales elementos que distorsionaban las formas de onda de tensión y corriente en las redes eléctricas. En 1891, Westinghouse instaló uno de los primeros sistemas de transmisión monofásico comerciales en corriente alterna, el cual poseía dos máquinas síncronas idénticas, una actuando como generador, y la otra como motor el hecho de que los diseñadores de este sistema eligiesen dos máquinas gemelas no fue fortuito, ya que era conscientes de los problemas que aparecían cuando la forma de la tensión inducida de ambas máquinas era diferente [2].

Un efecto aún más sorprendente causado por las tensiones alternas distorsionadas, era la misteriosa aparición de valores de tensión superiores a los que existían en los terminales del generador. En 1893 Steinmetz realizó diversos estudios para resolver los problemas de sobrecalentamiento que presentaba un motor (utilizando un tipo de análisis de armónicos), auxiliándose de un instrumento al cual llamó "medidor de ondas" (wave-meter). Este instrumento era capaz de reproducir la forma de onda de tensión en determinados puntos de un sistema eléctrico. Una vez obtenida la forma de onda que generaba la máquina, Steinmetz analizaba la señal por medio del análisis de Fourier. Describió el fenómeno de la resonancia eléctrica, y realizó los cálculos y comprobaciones pertinentes sobre una línea de transmisión real [3].

En aquella época, la distorsión armónica en los sistemas eléctricos fue reducida por medio de mejores diseños de generadores y/o transformadores.

Uno de los primeros documentos que utiliza el término "armónicos", en el contexto de las series de Fourier aplicadas a sistemas eléctricos, fue escrito en 1894 por Houston y Kennelly [1]. Este documento describe, de una manera concisa, y sin el uso de ecuaciones, las propiedades básicas de las ondas periódicas distorsionadas, y en él se presentan conceptos revolucionarios para su tiempo, como son el incremento de las pérdidas de las máquinas eléctricas a consecuencia de los armónicos, o el origen de la resonancia eléctrica cuando las ondas de corriente se encontraban distorsionadas.

En la década de 1960 se instalaron capacitores en derivación en muchas empresas con el fin de corregir el factor de potencia. Al mismo tiempo se empezaron a utilizar elementos electrónicos como diodos y tiristores con los cuales se obtenían inversores de señal. Una de las primeras menciones conocidas del término "calidad de potencia" data de una publicación de 1968 [4]. Este artículo ofrece una remarcable revisión de conceptos en el terreno de la calidad de potencia, incluyendo el uso de equipos de monitorización. Ya en 1970, los conceptos de "alta calidad de potencia", "seguridad", "fiabilidad de servicio" y "bajo costo de instalación y operación", pasaron a formar parte de los objetivos en el diseño de los modernos sistemas de potencia. En la década de 1980 se empezaron a introducir los tiristores GTO y tiristores IGBT a los sistemas eléctricos de potencia [5].

La literatura publicada relacionada con el problema de localización de capacitores y algoritmos de solución es abundante, según [6] sobrepasa los 400 artículos técnicos publicados desde 1950 principalmente por el IEEE. La localización de capacitores es abordada desde diferentes perspectivas comprendiendo la definición del problema, formulación, objetivos y métodos de solución.

En la actualidad se pueden mencionar como principales elementos generadores de armónicos a los dispositivos electrónicos de potencia, transformadores saturados, máquinas síncronas, convertidores de corriente y hornos de arco eléctrico, entre otros.

### **1.3 Objetivo**

La aplicación de bancos de capacitores en sistemas de distribución tiene por objeto fundamental el mejorar los voltajes y reducir las pérdidas eléctricas de potencia, alcanzando el máximo beneficio económico.

### **1.4 Justificación**

Se puede observar que existe un gran interés en resolver el problema de minimización de perdidas en sistemas eléctricos de distribución, ya sea incluyendo o no los aspectos económicos y prácticos de la localización de capacitores. Por lo anterior, en este trabajo se propone una metodología para localizar capacitores en sistemas de distribución con el propósito de reducir las pérdidas, hasta un nivel en que se justifique económicamente la instalación de bancos de capacidades comerciales.

### **1.5 Organización de la tesis**

En el primer capítulo se presenta una breve reseña teórica acerca de los sistemas eléctricos de potencia, pérdida y compensación, así como la justificación y objetivos del trabajo, además se mencionan publicaciones y logros obtenidos en el tema con anterioridad.

El segundo capítulo muestra una amplia gama de características de los capacitores en sistemas eléctricos de distribución, mencionando modo de uso, parámetros de operación, desventajas y ventajas al emplear estos dispositivos, tipos de capacitores así como los efectos que estos provocan en un sistema eléctrico.

El tercer capítulo nos da un amplio panorama de los armónicos, dándonos definiciones acerca de ellos, características, tipos de índices que demuestran la existencia de estos, así como la forma de extraerlos de la onda de tensión y/o corriente de un sistema mediante análisis de Fourier.

El cuarto capítulo brinda el panorama de los métodos de análisis para sistemas con contaminación armónica, la propagación de estos a lo largo de los sistemas eléctricos, y diversos modelos a utilizar para facilitar los estudios de propagación de armónicos en sistemas eléctricos.

En el quinto capítulo se aplican las características, definiciones, modelos y métodos de análisis vistos en los capítulos anteriores, mediante el uso de un circuito modelo, el cual tiene características deficientes que se quieren mejorar a través de bancos de capacitores tomando en cuenta lineamientos normativos y estándares publicados en organismos internacionales.

Finalmente las conclusiones generales se anexan en el capítulo 6, así como los trabajos futuros.



## CAPITULO 2

### CAPACITORES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

#### 2.1 Introducción

Los capacitores proporcionan enormes ventajas al funcionamiento del sistema de distribución. La más perceptible de éstas es que reducen pérdidas, liberan capacidad y reducen la caída de tensión:

- Pérdidas; Capacidad: Por la cancelación de la potencia reactiva de los motores y otras cargas con un bajo factor de potencia, la corriente de la línea disminuye. La reducción de la corriente libera capacidad de la línea; el mismo circuito puede servir más carga. La reducción de corriente también reduce significativamente las pérdidas en la línea  $I^2R$ .
- Caída de tensión: Los capacitores proporcionan un impulso de tensión, que anula parte de la caída provocada por el sistema de carga. La conmutación de los capacitores puede regular la tensión en un circuito.

Si se aplica correctamente y controladamente, los capacitores pueden mejorar significativamente el rendimiento de los circuitos de distribución. Pero si no se aplican correctamente y controladamente, la potencia reactiva de los bancos de capacitores puede crear las pérdidas y las altas tensiones. El mayor peligro de sobretensiones se produce en las cargas ligeras. Una buena planificación ayuda a garantizar que los capacitores están situados de forma adecuada. Los controladores más sofisticados (como radios de dos vías con supervisión) reducen el riesgo de control inadecuado de los capacitores, en comparación con los controladores simples (como un reloj de tiempo).

Los capacitores trabajan mediante el almacenamiento de la energía. Los capacitores son dispositivos simples: dos placas de metal situadas alrededor de un aislante dieléctrico. Cuando son cargados a una determinada tensión, se oponen al consumo y las placas se cargan a ambos lados del dieléctrico. La fuerte atracción de las cargas a través de la poca distancia que los separa hace un tanque de energía. Los capacitores se oponen a los cambios de tensión, se necesita tiempo para llenar las placas con carga, y una vez cargada, se necesita tiempo para descargar la tensión.

En los sistemas de CA, los capacitores no almacenan su energía por mucho tiempo, solamente la mitad el ciclo. Cada medio ciclo el capacitor descarga su energía almacenada en el sistema. La verdadera transferencia de potencia neta es igual a cero. Los capacitores proporcionan potencia solamente cuando las cargas reactivas lo necesitan. Solamente cuando un motor con bajo F.P. necesita potencia del sistema, el capacitor debe proporcionarlo. Entonces en el siguiente medio ciclo, el motor libera su exceso de energía, y el capacitor debe absorberlo.

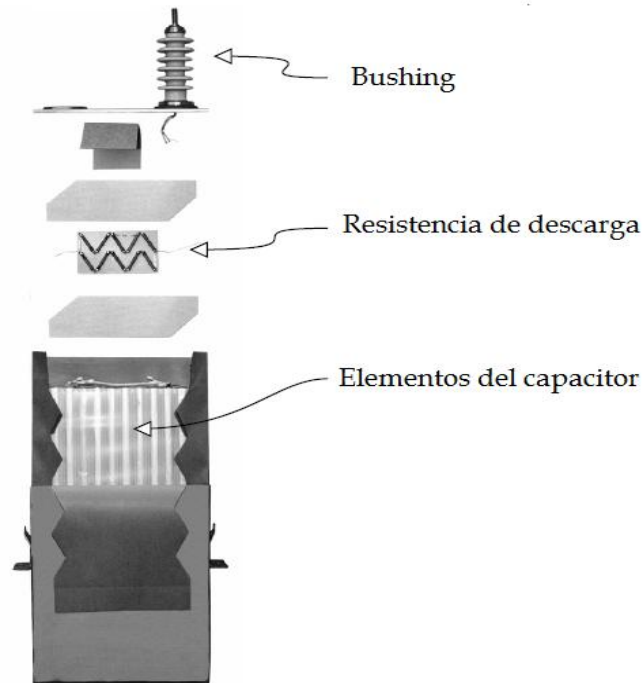


Figura 2.1 Componentes del capacitor.  
(De General Electric Company).

El intercambio de potencia reactiva hacia adelante y hacia atrás, beneficia a la red a causa de que la potencia reactiva (y la corriente extra) no tiene que ser transmitida de los generadores y recorrer todo el camino a través de muchos transformadores y muchas millas de las líneas, los capacitores pueden proporcionar la potencia reactiva local. Esto libera a las líneas de llevar la potencia real, la potencia que realmente funciona.

La unidad capacitiva es armada en combinaciones serie y paralelo de paquetes o elementos capacitivos, como se muestra en la Figura 2,1. Los elementos capacitivos tienen películas de polipropileno, menos de un mil de espesor, situado entre las hojas de papel de aluminio. Los dieléctricos de los capacitores deben soportar en el orden de los 2000 V / mil (78 kilowatts / mm). Ningún otro equipo de tensión soporta tan alta tensión. Un metro de cable para un sistema de aislamiento de 12.47 kV que es de por lo menos 0,175 in. (4,4 mm) de espesor. Un capacitor en el mismo sistema de aislamiento tiene una separación de sólo 0,004 in (0,1 mm).

Los capacitores son usados usualmente para instalarse en subestaciones y en líneas de alimentación de distribución. La mayoría de los bancos de capacitores son montados en poste, el modo menos costoso de instalar capacitores para distribución. Los capacitores montados en poste se ofrecen de 300 a 3600 kvar en cada instalación. Muchos son capacitores conmutados, ya sea sobre la base de un controlador local o de un controlador centralizado a través de un medio de comunicación. Una instalación de capacitor de línea tiene las unidades del capacitor así como otros componentes, posiblemente incluyendo apartarayos, fusibles, un transformador de control de potencia, interruptores, y un regulador (figura 2.2).

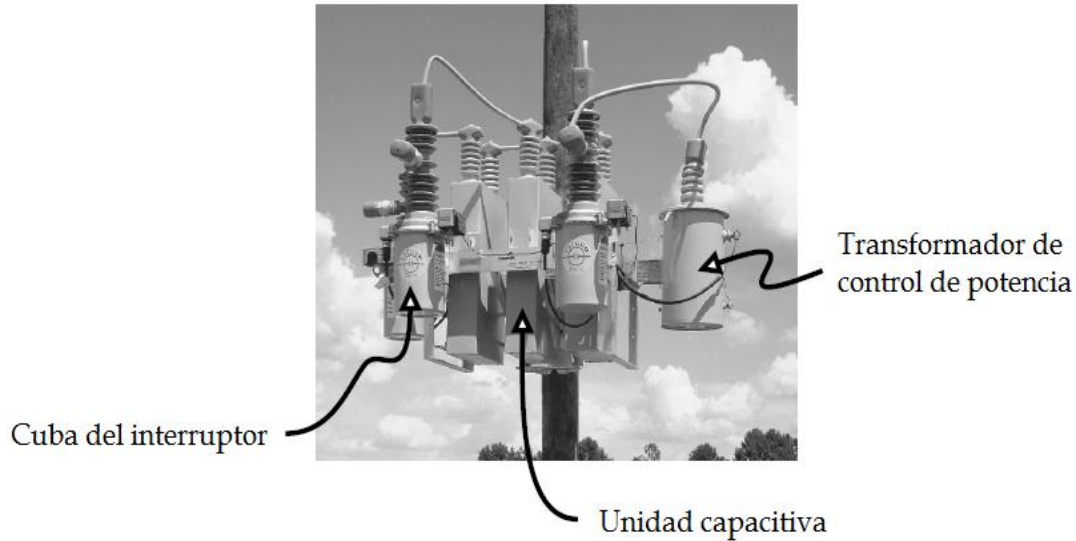


Figura 2.2 Instalación de capacitores en una línea aérea.  
(De Cooper Power Systems, Inc)

La mayoría de los capacitores están montados en poste, algunos fabricantes proporcionan capacitores padmounted (montados en base de concreto). Como se ponen más circuitos subterráneos, la necesidad de capacitores padmounted crecerá. Los capacitores padmounted contienen contenedores de capacitores, interruptores, y son colocados en un paquete deadfront, padmounted-cercado estándar requerido, integrado en (ANSI C57.12.28 - 1998). Estas unidades son mucho más grandes que los transformadores padmounted, por lo que deben estar situados con más cuidado para evitar las descargas debido a la estética. Los principales obstáculos son los costos y la estética. La principal desventaja es que los capacitores padmounted son muy robustos. Los clientes se quejan de la intrusión y la estética de esa gran estructura (Figura 2.3).



Figura 2.3 Ejemplo de un capacitor montado en base de concreto  
(De Northeast Power Systems, Inc.)

Ventajas	Desventajas
<b>Capacitor de línea</b>	
<p>Reduce pérdidas en la línea.</p> <p>Reduce caídas de tensión a lo largo de la línea de alimentación.</p> <p>Libera capacidad en la línea de alimentación.</p> <p>Disminuye costos.</p>	<p>Mayor dificultad para controlarlo fiablemente.</p> <p>Es importante tomar en cuenta su colocación y su tamaño.</p>
<b>Capacitores de subestación</b>	
<p>Mejor control.</p> <p>La mejor colocación si los vars son necesitados principalmente para el soporte de tensión del sistema.</p>	<p>Ninguna reducción de pérdidas en la línea.</p> <p>Ninguna reducción en la caída de la tensión en la línea de alimentación.</p> <p>Mayor costo.</p>

Tabla 2.1 Capacitores de línea de alimentación contra Capacitores de subestación.

Los capacitores de las subestaciones son normalmente ofrecidos como estantes al aire libre. Normalmente elevados para reducir el peligro, las unidades capacitivas individuales son apiladas en hileras para suministrar las grandes cantidades potencia reactiva. Todo el equipo es expuesto. Los estantes apilados necesitan un gran espacio de la subestación y se construyen normalmente para una subestación particular. Los fabricantes también ofrecen capacitores de metal adjuntos, donde capacitores, interruptores, y los fusibles (normalmente limitan la corriente) están encerrados en un gabinete de metal.

Los capacitores de subestación y capacitores en líneas de alimentación tienen usos específicos. Los capacitores en líneas de alimentación se localizan más cercanos a las cargas. Los capacitores más cercanos a las cargas liberan la capacidad con más eficacia, mejoran perfiles de tensión, y reducen pérdidas de línea. Esto es verdadero sobre todo en las líneas de alimentación lejanas que tienen pérdidas de línea y caída de tensión considerables. La tabla

2.1 muestra algunas de las diferencias notables entre los capacitores de línea de alimentación y los de subestación. Los capacitores de subestación son mejores cuando se requiere un control más exacto. Los operadores de sistemas fácilmente pueden controlar los capacitores de subestación con un sistema SCADA para enviar vars como sea necesario. La comunicación moderna y tecnologías de control aplicadas a capacitores de líneas de alimentación han reducido esta ventaja. Los operadores pueden controlar los bancos de líneas de alimentación con comunicaciones justo como con los bancos de estación.

El capacitor de subestación también puede ser conveniente si principalmente un factor de potencia es necesario para la tensión de apoyo. Si el factor de potencia es administrado, si el factor de potencia está adelantado, cambiar de lugar este capacitor sobre la línea de alimentación incrementa las pérdidas. Los capacitores de subestación son más costosos que los capacitores de línea de alimentación. Las instalaciones de capacitores montados en poste son más estandarizadas.

Las empresas de servicio público ponen capacitores sobre secciones trifásicas normalmente. Las aplicaciones sobre líneas monofásicas son utilizadas pero es menos común. La puesta en práctica de bancos trifásicos con protecciones monofásicas no es aplicada debido a las incumbencias de ferresonancia normalmente. La mayoría de los bancos trifásicos son conectados en estrella a cuatro hilos multi-conectados con retorno a tierra. Algunos son conectados en estrella flotante. En circuitos trifásicos, los bancos normalmente son conectados como una estrella flotante.

La mayoría de los servicios también incluyen aisladores y fusibles sobre las instalaciones del capacitor. Los pararrayos protegen a los bancos de capacitores de sobretensiones ocasionados por relámpagos. Los fusibles aíslan fallas del sistema del capacitor y limpian el defecto antes de que los capacitores sufran daños. En áreas de altas corrientes de falla, se pueden usar fusibles restrictivos de corrientes. Las unidades de maniobras capacitivas normalmente tienen una cuba de suicheo a demás de un controlador. Dependiendo el tipo de control, la instalación puede incluir un transformador de control de potencia para censar la potencia y la tensión y posiblemente un sensor de corriente. Como un banco de capacitores tiene un cierto número de componentes, los capacitores normalmente no son aplicados sobre postes con otro equipo.

Los capacitores correctamente aplicados devuelven su inversión muy rápidamente. Los capacitores ahorran cantidades de dinero significativas en pérdidas reducidas. En algunos casos, las cargas reducidas y la capacidad suplementaria también pueden postergar más infraestructura de distribución.

## **2.2 Rangos del capacitor**

Las unidades capacitivas nominales que están disponibles van de 50 a más de 500 kvar; la tabla 2.2 muestra las clasificaciones comunes de las unidades capacitivas. Un kvar capacitivo evaluado es el kvar en la tensión evaluada. Los bancos de capacitores trifásicos normalmente son referidos al total de kvar sobre las tres fases. Los bancos de línea de alimentación de distribución normalmente tienen un o dos o (más raras veces) tres unidades por fase. Muchos bancos de tamaño comunes sólo tienen una unidad capacitiva por fase.

La IEEE Std. 18 define las normas para capacitores y proporciona las pautas de aplicación. Los capacitores no deben aplicarse cuando cualquiera de los siguientes límites se rebasan (IEEE Std. 18-2002):

- 135% de kvar de la placa de datos.
- 110% de la tensión rms nominal, y que la cresta de tensión no exceda de  $1,2 \sqrt{2}$  de la tensión rms nominal, incluyendo armónicos, pero con exclusión de los transitorios.
- 135% de la corriente rms nominal basada en los kvar nominales y la tensión nominal.

El dieléctrico del capacitor debe soportar altas tensiones durante el funcionamiento normal, del orden de 2000V/milla. Los capacitores están diseñados para soportar sobretensiones por cortos períodos de tiempo. La IEEE Std. 18-1992 permite hasta 300 sobretensiones en el plazo de duración mostrado en la tabla 2.3 (sin transitorios o contenido armónicos). Nuevos capacitores se ponen a prueba con por lo menos 10 seg de sobretensión, ya sea con un ensayo de tensión de cc de 4,3 veces el valor de tensión rms o una tensión de ca de dos veces la tensión rms nominal (IEEE Std. 18-2002).

<b>Volts, rms (Terminal a Terminal)</b>	<b>Kvar</b>	<b>Numero de Fases</b>	<b>BIL, kV</b>
216	5, 7 1/2, 13 1/3, 20 y 25	1 y 3	30
240	2.5, 5, 7 1/2, 10, 15, 20, 25 y 50	1 y 3	30
480, 600	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60 y 100	1 y 3	30
2400	50, 100, 150, 200, 300, y 400	1 y 3	75, 95, 125, 150 y 200
2770	50, 100, 150, 200, 300, 400 y 500	1 y 3	75, 95, 125, 150 y 200
4160, 4800	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700 y 800	1 y 3	75, 95, 125, 150 y 200
6640, 7200, 7620, 7960, 8320, 9540, 9960, 11,400, 12,470, 13,280, 13,800, 14,400	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700 y 800	1	95, 125, 150 y 200

15,125	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700 y 800	1	125, 150 y 200
19,920	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700 y 800	1	125, 150 y 200
20,800, 21,600, 22,800, 23,800, 24,940	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700 y 800	1	150 y 200

Tabla 2.2. Clasificaciones de unidades capacitivas comunes.  
Fuente: IEEE Std. 18-2002. Copyright 2002 IEEE.

Duración	Tensión máxima permisible (factor que se multiplica para ser aplicado a la tensión nominal rms)
6 ciclos	2.2
15 ciclos	2.00
1 sec	1.70
15 sec	1.40
1 min	1.30
30 min	1.25
Continuo.	1.10

Tabla 2.3. Potencia máxima permisible-Frecuencia de tensión.

Nota: Esto no está en IEEE Std. 18-2002. Cupdated guía aplicación del capacitor. Fuente:  
ANSI/IEEE Std. 18-1992. Copyright 1993 IEEE.

Los capacitores deben soportar diversos picos de tensión y corriente transitorias; el pico admisible depende del número de transitorios previstos por año (tabla 2.4).

La capacitancia de una unidad en microfarads es:

Numero probable de transitorios por año.	Corriente transitoria máxima permitida (factor que se multiplica para ser aplicado a la corriente nominal rms).	Tensión transitoria máxima permitida (factor que se multiplica para ser aplicado a la tensión nominal rms).
4	1500	5.0
40	1150	4.0
400	800	3.4
4000	400	2.9

Tabla 2.4. Sobrecorriente transitoria esperada y capacidad de sobretensión.  
 Nota: Esto no está en IEEE Std. 18-2002, pero será dirigido en la guía aplicaciones del capacitor de IEEE.

Fuente: ANSI/IEEE Std. 18-1992. Copyright 1993 IEEE.

$$C_{\mu F} = \frac{2.65 Q_{k \text{ var}}}{V_{kv}^2} \quad (2.1)$$

Donde

$V_{kv}$  = rango de tensión en el capacitor, kV

$Q_{k \text{ var}}$  = unidad de potencia reactiva, kvar

Los capacitores se hacen dentro de una tolerancia. El estándar IEEE permite que la potencia reactiva se extienda entre 100 y 110% cuando se aplica a la tensión y frecuencia sinusoidal nominal. (a 25 ° C en caja y temperatura interna) (IEEE Std. 18-2002). En unidades más antiguas se les permite una gama de hasta 115% (ANSI/IEEE Std. 18-1992). Por lo tanto, la capacitancia también debe estar entre 100 y 110% del valor nominal calculado en kvar y la tensión. En la práctica, la mayoría de las unidades son de +0,5 a +4,0%.

Las pérdidas capacitivas son típicamente del orden de 0.07 a 0.15 watts / kvar en frecuencia nominal. Las pérdidas incluyen la disminución de resistencia en el papel de aluminio, las pérdidas dieléctricas, y las pérdidas de la resistencia de descarga interna.

Los capacitores deben tener una resistencia interna que descargue un capacitor a 50 V o menos dentro de 5 minutos cuando el capacitor es descargado al pico de su tensión nominal ( $\sqrt{2}V_{rms}$ ). Esta resistencia es el componente principal de pérdidas dentro de un capacitor. La resistencia debe ser lo suficientemente baja tal que la constante de tiempo de RC lo cause para que decaiga en 300 segundo.



$$\frac{50}{\sqrt{2V}} \leq e^{-300/RC} \quad (2.2)$$

Donde

V = tensión del capacitor, V

R = resistencia de descarga,  $\Omega$

C = capacitancia, F

Arreglo en aumento	Temperatura ambiente (°C)  4 Lecturas más altas. Promedio
Capacitor aislado	46
Hilera sola de capacitores	46
Múltiples filas e hileras de capacitores	40
Metálico incluido o equipos almacenados	40
El promedio aritmético de las cuatro lecturas consecutivas por hora más altas durante el día más caliente esperado en aquella posición (ubicación).	

Tabla 2.5. Temperaturas ambiente máximas para la aplicación de capacitores.

Fuente: IEEE Std. 18-2002. Copyright 2002 IEEE.

Por lo tanto, la resistencia de descarga interna debe disipar continuamente por lo menos la siguiente potencia en watts:

$$P_{watts} = -\frac{Q_{kvar}}{113.2} \ln\left(\frac{35.36}{V}\right) \quad (2.3)$$

Donde la  $Q_{kvar}$  es el rango del capacitor (monofásico o trifásico). Para capacitores de 7.2 kV, la cota inferior sobre pérdidas es 0.047 W/kvar.

Algunos servicios usan una barra de cortocircuito a través de las terminales de los capacitores durante el transporte y en el almacenaje. El estándar recomienda esperar durante 5 minutos para permitir al capacitor descargarse por la resistencia interna.

Los capacitores tienen muy bajas pérdidas, por lo que son muy frescos. Pero los capacitores son muy sensibles a la temperatura y son valorados por temperaturas más bajas que otros equipos de potencia del sistema, tales como cables o transformadores. Los capacitores no tienen ciclos de carga, como los transformadores, que son siempre a carga completa. Además, los capacitores están diseñados para funcionar a altas tensiones, por lo que tienen menos margen para el aislamiento degradado. Las Normas especifican un límite superior para la aplicación de 40 o 46°C dependiendo del arreglo (Tabla 2.5). Estos límites asumen sin

restricciones la ventilación y la luz solar directa. En el extremo más bajo, la IEEE norma 18 especifica que los capacitores deberán ser capaces de operar continuamente a  $-40^{\circ}\text{C}$  temperatura ambiente.

### 2.3 La capacidad liberada

Además de reducir pérdidas y mejoramiento de la tensión, los capacitores liberan capacidad. El mejoramiento del factor de potencia aumenta la cantidad de potencia real de carga que se puede suministrar al circuito. La utilización de capacitores para suministrar la potencia reactiva reduce la cantidad de corriente en la línea, entonces una línea de un dado amperaje puede llevar más carga.

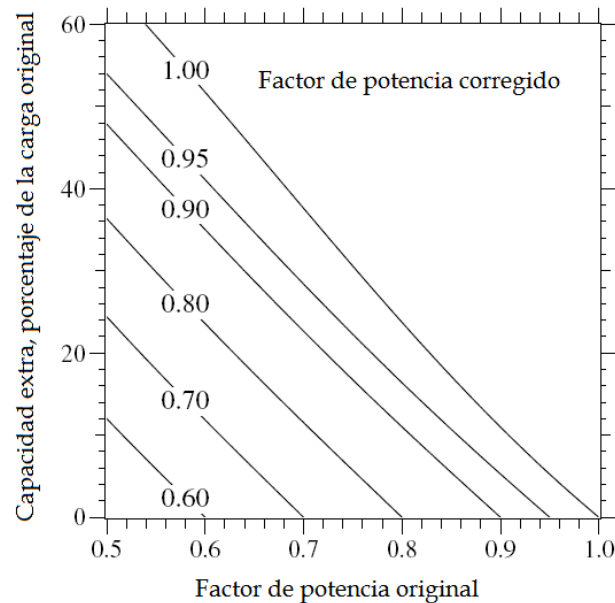


Figura 2.4. Liberación de capacidad con el factor de potencia mejorado.

La figura 2.4 muestra que los capacitores liberan la capacidad significativamente, sobre todo si el factor de potencia original es bajo. La figura 2.5 muestra otro modo de ver la capacidad suplementaria, como una función del tamaño del capacitor añadido.

### 2.4 Apoyo de tensión

Los capacitores son dispositivos de impedancia constante. En tensiones más altas, los capacitores tienen más corriente y producen más potencia reactiva como:

$$I = I_{\text{evaluada}} V_{pu} \quad (2.4)$$

y

$$Q_{k\text{var}} = Q_{\text{evaluada}} V_{pu}^2 \quad (2.5)$$

Donde  $V_{pu}$  es la tensión por unidad de la potencia del capacitor. Los capacitores aplicados en otras tensiones fuera del rango proporcionan vars en la proporción a la tensión por unidad al cuadrado.

Los capacitores proporcionan casi un aumento de tensión fija. La corriente reactiva por la impedancia del sistema causa un aumento de tensión del por ciento de:

$$V_{aumentado} = \frac{Q_{kvar} X_L}{10V_{kV,l-l}^2} \quad (2.6)$$

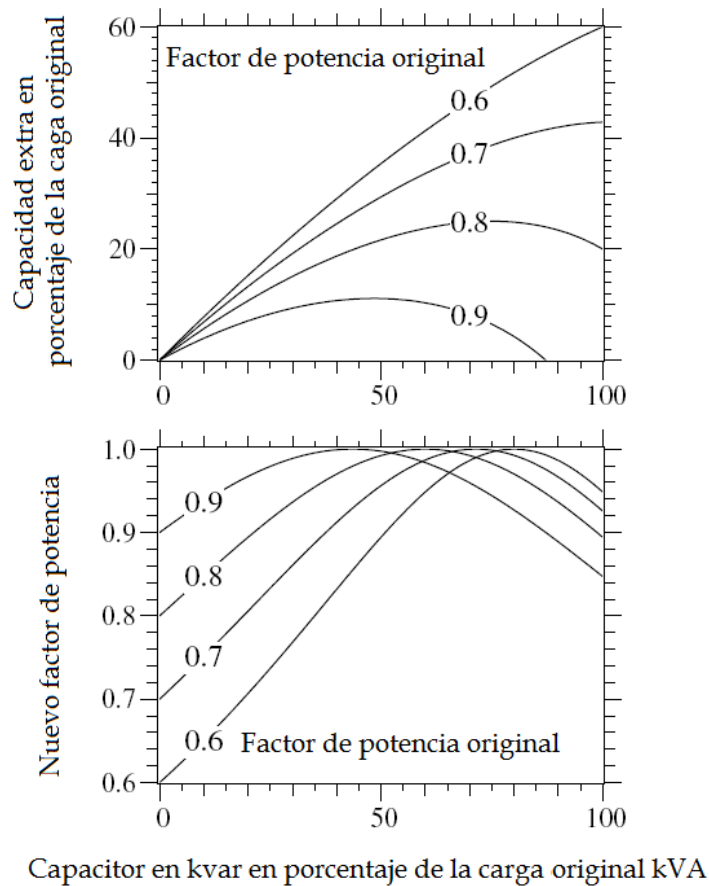


Figura 2.5. Capacidad suplementaria como una función del tamaño del capacitor.

Donde

$X_L$  = impedancia de la secuencia positiva del sistema de la fuente al capacitor,  $\Omega$ .

$V_{kV,l-l}$  = tensión del sistema entre líneas, kV.

$Q_{kvar}$  = clasificación del banco trifásico, kvar.

Mientras esta ecuación está perfecta para la mayor parte de aplicaciones, ello no es exactamente cierto porque la corriente capacitiva se cambia en proporción a la tensión. En

una tensión más alta de operaciones, un capacitor crea un aumento de tensión que la ecuación pronostica.

Debido a que la cantidad del aumento de tensión está en función de la impedancia contra la corriente del banco, conseguir la inyección de tensión a lo largo del circuito entero, pone al capacitor al final del circuito. La mejor ubicación para el soporte de tensión depende de donde es necesitado el soporte de tensión. Figura 2.6 muestra cómo cambia el perfil de tensión un capacitor a lo largo de un circuito. A diferencia de un regulador, un capacitor cambia el perfil de tensión contra la corriente del banco.

La tabla 2.6 muestra el porcentaje de aumento de tensión de capacitores para conductores comunes en tensiones diferentes. Esta tabla excluye la impedancia del transformador de estación pero todavía proporciona una aproximación útil.

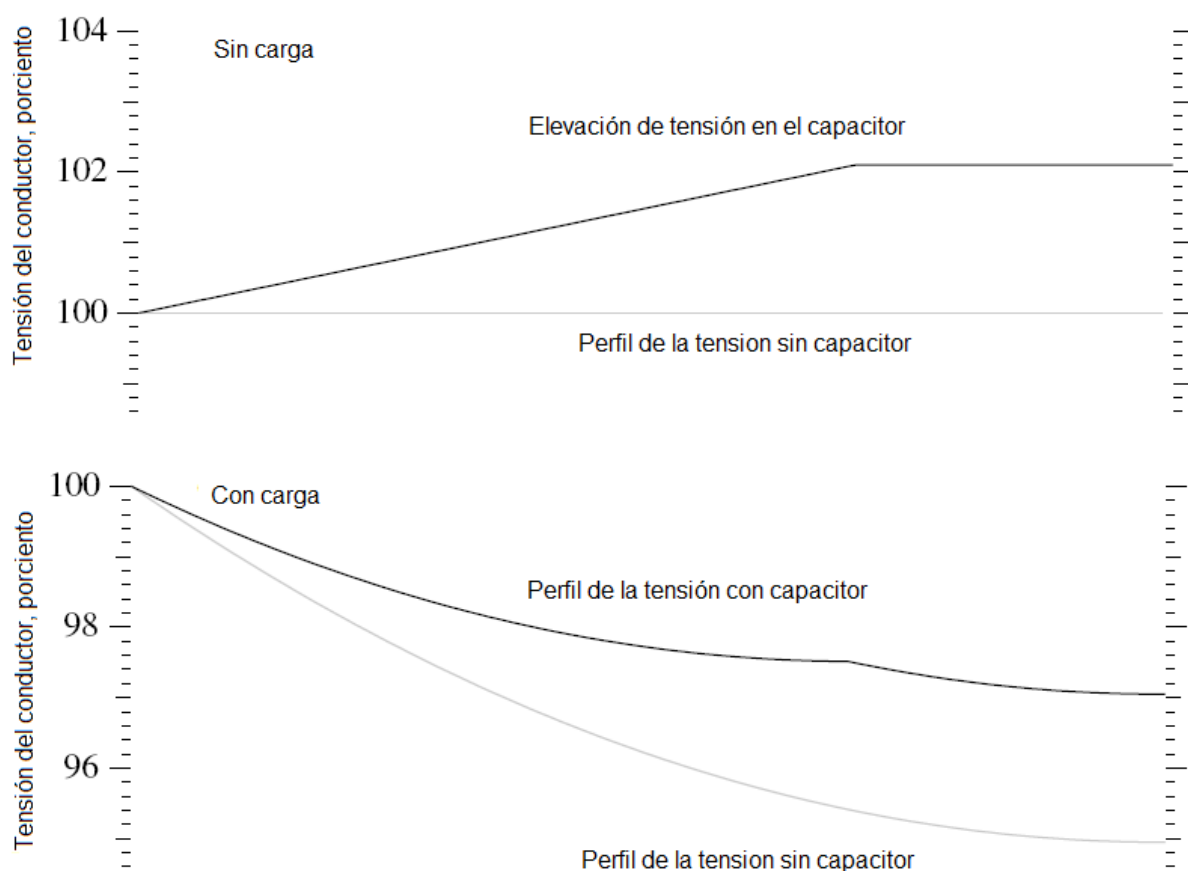


Figura 2.6 Perfiles de tensión después de la adición de un banco capacitor. (Copyright © 2002. Instituto de investigación de Energía. 1001691. Improved Reliability of Switched Capacitor Banks and Capacitor Technology).

Calibre del conductor	$X_L$ $\Omega/\text{mi}$	Por ciento de subida de la tensión por milla con 100 kvar por fase			
		Tensión del sistema de línea a línea, kV			
		4.8	12.47	24.9	34.5
4	0.792	1.031	0.153	0.038	0.020
2	0.764	0.995	0.147	0.037	0.019
1/0	0.736	0.958	0.142	0.036	0.019
4/0	0.694	0.903	0.134	0.034	0.017
350	0.656	0.854	0.127	0.032	0.017
500	0.635	0.826	0.122	0.031	0.016
750	0.608	0.791	0.117	0.029	0.015

Nota: la impedancia es para todos conductores de aluminio con GMD = 4.8 pies.  
 Tabla 2.6. Porcentaje de subida de tensión para varios conductores y niveles de tensión.

La inductancia no cambia mucho con el tamaño del conductor; Para la clase de sistemas de 15 kV, los capacitores incrementan la tensión por aproximadamente 0.12 % por milla por 100 kvar por fase.

Sobre maniobras de bancos de capacitores, el cambio de tensión limita el tamaño de los bancos en algunos lugares. Normalmente, los servicios limitan el cambio de tensión de 3 a 4%. Sobre un circuito 12.47 kV, un banco de 1200 kvar trifásico aumenta la tensión el 4 % en aproximadamente 8 millas de la subestación. Para mantener dentro de un límite del 4 %, bancos 1200 kvar sólo deben ser usados dentro de las 8 primeras millas de la estación.

## 2.5 Reducción de pérdidas de línea

Una de las ventajas principales de aplicar capacitores es que ellos pueden reducir pérdidas en la línea de distribución. Las pérdidas vienen de la corriente por la resistencia de los conductores. Un poco de aquella corriente transmite la potencia real, pero algunos flujos suministran la potencia reactiva. La potencia reactiva proporciona la magnetización para motores y otras cargas inductivas. La potencia reactiva no hace girar kWh y no realiza ningún trabajo útil, pero debe ser suministrada. La utilización de capacitores para suministrar la potencia reactiva reduce la cantidad de corriente en la línea. Ya que las pérdidas de línea son una función de la corriente al cuadrado,  $I^2R$ , reduciendo el flujo de potencia reactiva sobre líneas considerablemente se reducen pérdidas.

Los ingenieros extensamente usan la "regla de 2/3" para medir y colocar capacitores para reducir pérdidas óptimamente. Neagle y Sansón (1956) desarrollaron un acercamiento de colocación de capacitores para líneas uniformemente distribuidas y mostraron que la ubicación óptima para el capacitor es el punto sobre el circuito donde el flujo de potencia reactiva iguala el valor de la mitad de var del capacitor. De esto, ellos desarrollaron la regla de 2/3 para seleccionar y colocar capacitores. Para una carga uniformemente distribuida, el capacitor de tamaño óptimo es 2/3 de las exigencias var del circuito. La colocación óptima de este capacitor es 2/3 de la distancia de la subestación al final de la línea. Para esta colocación óptima con una carga uniformemente distribuida, la fuente de la subestación proporciona vars para el primer 1/3 del circuito, y el capacitor proporciona vars para el último 2/3 del circuito (figura 2.7).

Una generalización de la regla de 2/3 para aplicar a "n" capacitores de un circuito debe poner la longitud de cada uno a  $2/(2n+1)$  para los var requeridos del circuito. Se aplican igualmente espaciados, comenzando a una distancia de  $2/(2n+1)$  de la longitud de línea total de la subestación y la adición del resto de las unidades en los intervalos de  $2/(2n+1)$  de la longitud de línea total. El total vars suministrado por los capacitores es  $2n/(2n+1)$  de las exigencias var del circuito. Entonces al aplicar tres capacitores, se deben poner a una distancia de 2/7 del total vars necesario, y localizar las unidades en distancias de 2/7, 4/7, y 6/7 de la longitud de línea de la subestación.

Grainger y el Sotavento (1981) proporcionan un óptimo método aún mas simple para colocar capacitores fijos sobre un circuito con cualquier perfil de carga, no solamente uno con carga uniformemente distribuida.

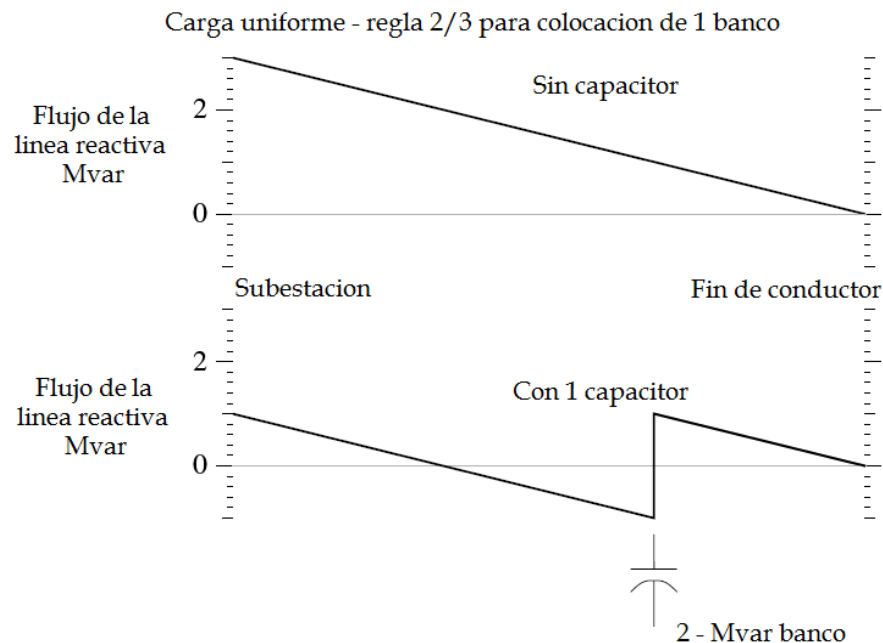


Figura 2.7 Optimización de la reducción de pérdidas usando la regla de 2/3. (Copyright © 2002. Instituto de investigación de Energía. 1001691. Fiabilidad Mejorada de Bancos Cambiados Capacitor y Tecnología Capacitor. Reimprimido con permiso.)

Con el método Grainger/Lee, usamos el perfil de carga reactivo de un circuito para colocar capacitores. La idea básica es otra vez colocar bancos en puntos sobre el circuito donde la potencia reactiva iguala la mitad de var del capacitor. Con este  $1/2$  - kvar norma, el capacitor suministra la mitad de cargas abajo, y la mitad son enviados cargas arriba. Los pasos básicos de este acercamiento son:

1. Escoger un tamaño - escoger un capacitor de tamaño estándar. Los tamaños comunes se extienden de 300 a 1200 kvar, y algunos de 2400 kvar. Si el tamaño del banco es  $2/3$  de la exigencia de la línea de alimentación, sólo necesitamos un banco. Si el tamaño es  $1/6$  de la exigencia de la línea de alimentación, necesitamos cinco bancos capacitores.
2. Localizar el primer banco - Comienzan a partir del final del circuito. Se debe localizar el primer banco en el punto sobre el circuito donde los flujos de var sobre la línea son iguales a la mitad del capacitor var.
3. Localizar bancos subsecuentes - Después de que un banco es colocado, se debe reconsiderar el perfil de vars. El movimiento corriente arriba hasta el siguiente punto donde el flujo de var es igual a la mitad del rango del capacitor. Se debe seguir colocando bancos en esta manera a criterio.

No hay ninguna razón para tener que usar bancos con el mismo tamaño. Nosotros podríamos colocar un banco de 300-kvar donde el flujo de var iguala 150 kvar, luego aplicar un 600-banco de kvar donde el flujo de var iguala 300 kvar, y finalmente aplicar un banco de 450-kvar donde el flujo de var iguala 225 kvar. Normalmente, es más eficiente usar tamaños estandarizados de bancos, pero bancos de tamaño diferentes en las partes diferentes de la línea de alimentación podrían ayudar con perfiles de tensión.

El método del  $1/2$ -kvar trabaja para cualquier sección de línea. Si una línea tiene ramas principales, podemos aplicar capacitores a lo largo de las ramas que usan el mismo método. El principio al final, muévase corriente arriba, y aplique capacitores en puntos donde el flujo de kvar de la línea iguala la mitad de la posición de kvar del capacitor. Esto también trabaja para líneas que ya tienen capacitores (esto no optimiza la colocación de todos los bancos, pero optimiza la colocación de nuevos bancos). Para cargas grandes industriales, la mejor ubicación a menudo va a tener certeza en la carga.

La figura 2.8 muestra la colocación óptima de bancos de 1200-kvar sobre un circuito de ejemplo. Ya que el final del circuito tiene la carga reactiva encima del umbral 600-kvar para poner el tamaño de los bancos de 1200-kvar, aplicamos el primer capacitor al final del circuito.

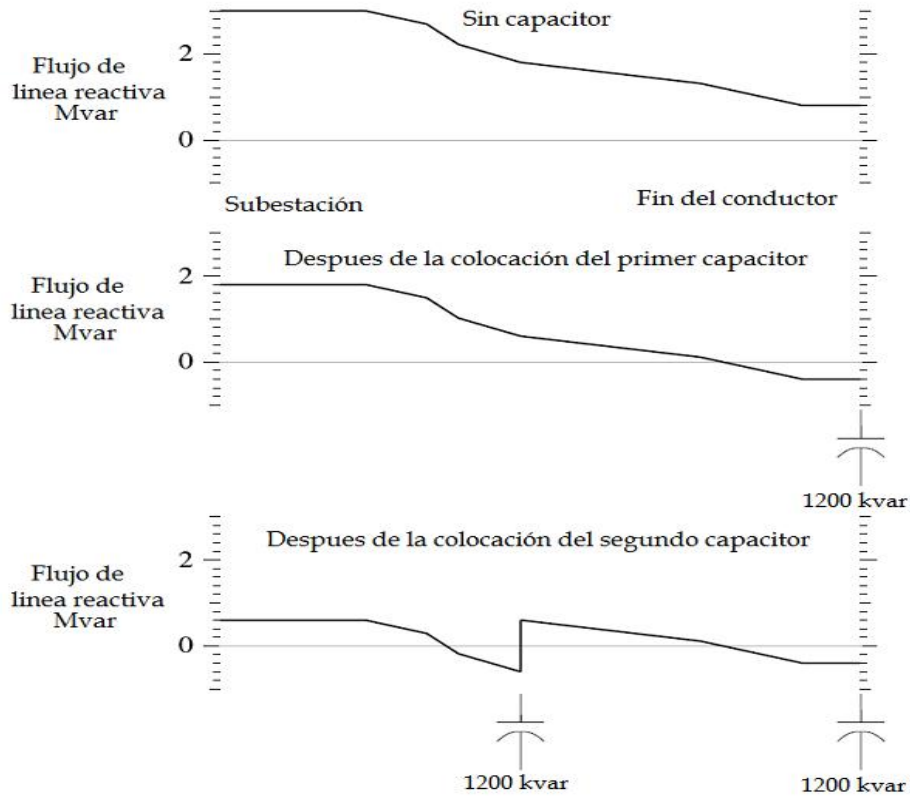


Figura 2.8 Colocación de bancos de 1200-kvar que usan el método 1/2-kvar.

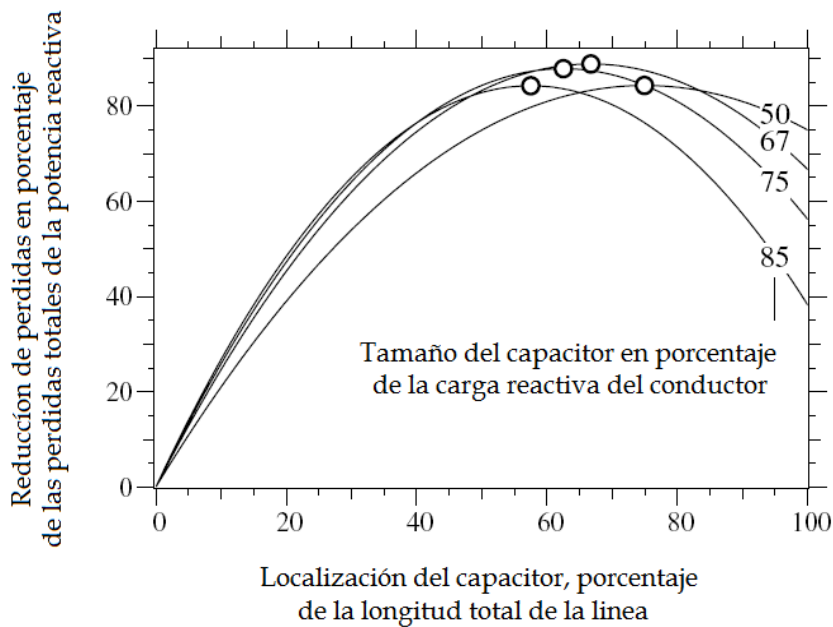


Figura 2.9 Sensibilidad frente a las pérdidas de calibración y colocación de un capacitor sobre un circuito con una carga uniforme. (Los círculos marcan la ubicación óptima para cada uno de los tamaños mostrados.)



El circuito al final de la línea podría ser un cliente grande o ramas de la línea principal. El segundo banco va cerca del medio. El circuito tiene un línea de alimentación expresa cerca del principio. Otro banco 1200-kvar podría ir justamente después del alimentador expreso. El total de los dos capacitores es 2400 kvar, y la carga de la línea de alimentación es 3000 kvar. Necesitamos otro capacitor 600 kvar para poner en cero la circulación de var antes de que llegue al alimentador expreso.

Por suerte, la colocación del capacitor y la calibración no tienen que ser exactos. La reducción de pérdidas es bastante buena ocurre incluso si la calibración y la colocación no son exactamente en grado óptimo. La figura 2.9 muestra la reducción de pérdida para un capacitor fijo sobre un circuito con una carga uniforme. La regla de 2/3 especifica que la distancia óptima es 2/3 de la distancia de la subestación y 2/3 de la exigencia var del circuito. Mientras el tamaño y la ubicación son algo cercanos (dentro del 10 %).

Se deben considerar los impactos de tensión de capacitores. Bajo la carga ligera, se debe comprobar que los capacitores no hayan elevado las tensiones por encima de normas aceptables. Si los límites de tensión son excedidos, se debe reducir el tamaño de los bancos capacitor o el número de bancos capacitor hasta que los límites de tensión no sean excedidos. Si la reducción de pérdida adicional es deseada, se consideran maniobras de capacitores.

### 2.5.1 Pérdidas de energía

Usar el perfil de carga promedio reactivo para optimizar la calibración y colocar capacitores para pérdidas de energía. Si usamos el caso de carga máxima, el método 1/2-kvar optimiza pérdidas durante la carga máxima. Si tenemos un caso de flujo de carga con la carga promedio reactiva, el método 1/2-kvar o la regla de 2/3 optimizan pérdidas de energía. Esto conduce a más separación entre bancos y menos kvars aplicados que si nosotros optimizamos para pérdidas máximas.

Si un caso de sistema promedio no está disponible, entonces/luego podemos calcularlo adaptando el caso de carga máximo por el factor de carga reactivo, RLF:

$$\text{RLF} = \frac{\text{Demanda promedio kvar}}{\text{Demanda pico kvar}} \quad (2.7)$$

El factor de carga reactivo es similar al factor de carga tradicional pero esto sólo considera la parte reactiva de la carga. Si no tenemos ninguna información sobre el factor de carga reactivo, usamos el factor de carga total. Normalmente, el factor de carga reactivo es más alto que el factor de carga total. La figura 2.10 muestra un ejemplo de perfiles de potencia; La potencia real (en kw) fluctúa considerablemente más que la potencia reactiva (kvar).

### 2.6 Bancos conmutables

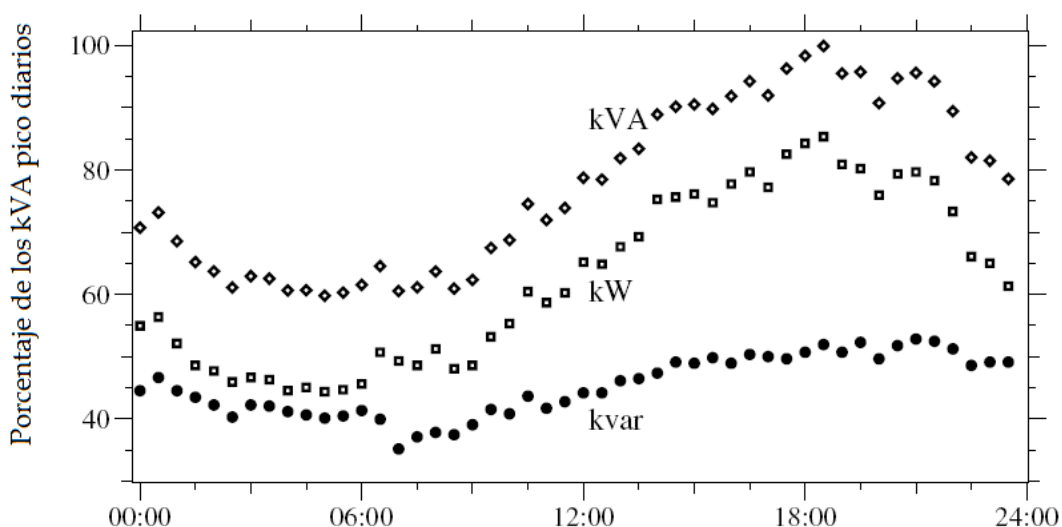
Los bancos conmutables proporcionan ventajas bajo las situaciones siguientes:

- Más reducción de pérdida - Como la carga reactiva en el circuito cambia, reducimos perdidas mediante la conmutación de bancos, conectando y desconectando para restar esos cambios.
- Límites de tensión - Si los bancos son aplicados óptimamente, el escenario de carga promedio causa una tensión excesiva bajo una carga ligera, entonces se usan bancos conmutables.

Además, los capacitores automatizados, aquellos con comunicaciones, tienen la flexibilidad de también usar vars de distribución para el soporte de transmisión.

Los bancos fijos son relativamente fáciles para ubicar y calibrar óptimamente. Los bancos conmutables son más difíciles. Los capacitores calibrados óptimamente, colocándolos, y decidiendo cuando cambiarlos son tareas difíciles. Varios paquetes de software están disponibles que pueden optimizar esta solución.

Para colocar capacitores conmutables que usan el método de 1/2-kvar, otra vez se deben colocar los bancos en la ubicación donde los kvar de línea igualan la mitad de la clasificación del banco. Pero en vez de usar el perfil de carga promedio reactivo (la regla para bancos fijos), se usa el flujo promedio reactivo durante el tiempo en que el capacitor es conectado. Con bancos conmutables de tiempo e información sobre perfiles de carga (o perfiles de carga típicos), podemos escoger el tiempo de encendido y el del tiempo de apagado y determinar el calibrado apropiado basado en el flujo medio reactivo entre el encendido y apagado. O, podemos colocar un banco y escoger el tiempo de encendido y apagado tal que el flujo de línea medio reactivo mientras el banco esta encendido e iguala la mitad de la posición del banco. En estos casos, hemos especificado el tamaño y el tiempo de conmutación o colocación. Para optimizar generalmente, incluyendo el tamaño, la colocación, el número de bancos, y el tiempo de conmutación, debemos usar una computadora, que itera para encontrar una solución.



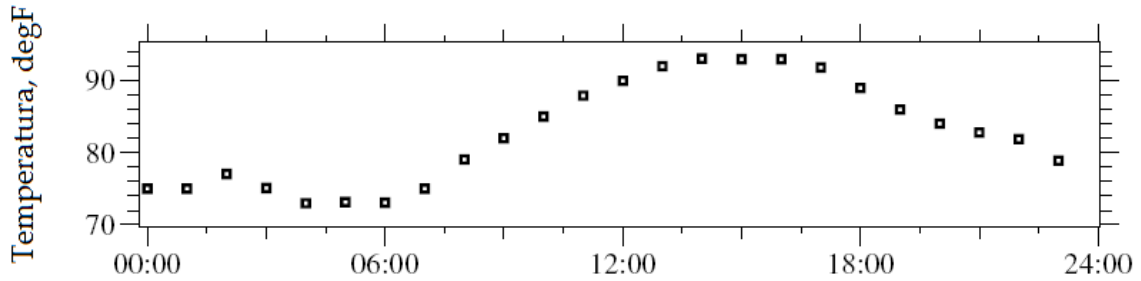


Figura 2.10 Ejemplo de la potencia real y reactiva máxima sobre una línea de alimentación residencial durante un día de verano con 95% de aire acondicionado.

Datos de Oklahoma central de este cooperativa eléctrica, S.A. [RUS 1724 112, 2001].

Las combinaciones de bancos fijos y conmutables son más difíciles. El enfoque siguiente no es óptimo, pero da resultados razonables. Aplicar bancos fijos al circuito con la regla 1/2-kvar basada en el caso de carga ligera. Tensiones de comprobación. Si hay bajas tensiones, aumenta el tamaño de los capacitores, se usan más bancos capacitores, o se añaden reguladores. Ahora, se debe buscar la ubicación conveniente de los bancos. Otra vez, usar los flujos de línea promedio reactivos para el tiempo cuando el capacitor es conectado (con los capacitores ya colocados fijos en el modelo del circuito). Aplicando capacitores conmutables, comprobar el caso carga-ligera para sobre tensiones posibles, y comprobar el caso de carga máxima para sobre tensiones.

## 2.7 Mandos locales

Hay varias opciones disponibles de mandos para bancos capacitores:

- Reloj registrador - El esquema más simple: el regulador enciende al capacitor y lo apaga basado en la hora del día. El tiempo de encendido y el de apagado son programables. Reguladores modernos permiten ajustes durante fines de semana y vacaciones. Este control es el más barato, pero también el más susceptible a la estimulación del capacitor en un mal momento (debido a cargas que son diferente de aquellas esperadas, a vacaciones u otros períodos inesperados ligeros de cargas, y sobre todo poner relojes equivocadamente o inexactos). El control de reloj registrador es fiable; los capacitores encienden y apagan y el regulador limita el número de cambios de operaciones (una energizarían y una desenergización por día).
- Temperatura - Otro control simple; el interruptor conecta o desconecta el capacitor según la temperatura. Normalmente estos podrían ser puestos para conectar los capacitores en la gama de 85 y 90°F y apagarlos en temperaturas en algún sitio entre 75 y 80°F.
- La tensión - El interruptor del capacitor lo conecta y desconecta, basado en el tensión. El usuario proporciona el mínimo de umbral y tensiones máximas así como retrasos de tiempo y amplitudes de banda para prevenir operaciones excesivas. El control de tensión es el más apropiado cuando el papel primario de un capacitor es el apoyo de tensión y la regulación.

- Vars - El capacitor usa los vars como unidad de medida para determinar la conmutación. Esto es el método más exacto de aseguración de que el capacitor es conectado en las veces apropiadas para la reducción máxima de pérdidas.
- El factor de potencia - Similar al control de vars, el regulador enciende al capacitor y se basa en el factor de potencia moderado. Esto raras veces es usado por las empresas.
- La corriente - El capacitor es conectado y desconectado basado en la corriente de línea (como medir corriente baja del capacitor). El control no es tan eficaz como el de vars, el control de corriente realmente implementa el capacitor durante cargas pesadas, que por lo general corresponde a las necesidades más altas de vars.

Muchos reguladores ofrecen muchas o todas estas posibilidades. Muchos son utilizables en combinación; conectar capacitores para la tensión baja o para la alta temperatura. Los vars, el factor de potencia, la tensión, o reguladores de corrientes requieren la tensión o corriente o intuir ambos. Para reducir al mínimo el costo y la complejidad, los reguladores a menudo encienden las tres fases que usan sensores solamente una fase. Un transformador de control de potencia también a menudo es usado para censar la tensión. Algo inusual, la potencia de Alabama cambia cada fase por separado dependiendo las exigencias de vars de cada fase (Clark, 2001); esto optimiza la reducción de pérdidas y ayuda a reducir el desequilibrio. Como las estructuras capacitadoras están bastante ocupadas, algunas empresas de servicio público les gusta usar aisladores de tensión y/o capacitores de corriente. La exactitud de grado métrico no es necesaria para controlar capacitores.

Para coordinar más de un capacitor con mandos de vars conmutables, se debe poner más distante la unidad, debe de tener el retraso de tiempo más corto. Se debe incrementar el retraso de tiempo en unidades sucesivas progresivamente hacia atrás hasta la subestación. Esto deja la unidad más cercana a la subestación con el retraso de tiempo más largo. La unidad más distante cambia primero. Las unidades de señal ascendente ven el cambio y no tienen que responder. Esta estrategia es el contrario de eso, usado para coordinar a reguladores de tensión de línea múltiple.

Para bancos controladores de vars, localizar el sensor de corriente en el lado de la fuente del banco (subestación). Entonces, el regulador puede descubrir el cambio de potencia reactiva cuando el capacitor cambia. Para calcular correctamente los vars, el alambrado para el TC y TP debe proporcionar polaridades correctas al regulador.

Un fabricante proporciona las reglas básicas siguientes para la configuración de control de var y ajustes de cierre (Fisher Pierce, 2000):

- Punto de cierre:  $2/3 \times$  tamaño del banco de capacitores (en kvar), atrasado.
- Punto de apertura: punto de cierre -  $1.25 \times$  tamaño del banco, hacia adelante. (Esto asume que el TC está sobre el lado de la fuente del banco.)

Para la aplicación de un banco de 600-kvar, esto cede

Punto de cierre:  $2/3 \times 600 = +400$  kvar (atrasado)

Punto de apertura:  $400 - 1.25 \times 600 = -350$  kvar (adelantado)

Para este ejemplo, la unidad dispara cuando el kvar de carga cae debajo de +250 kvar (atrasado). Esto con eficacia da una amplitud de banda bastante amplio (+400 a +250 kvar) para prevenir operaciones de conmutación excesivas en la mayoría de los casos.

Los bancos de capacitores de tensión controlada tienen amplitudes de banda. Normalmente, queremos que el ancho de banda sea al menos 1.5 veces el cambio de tensión esperada debido a el banco capacitor. Debemos asegurarnos que el ancho de banda es al menos 3 o 4 V (bajo una escala de 120 V). Poner el ajuste del disparo bajo la tensión normal de carga ligera (o el banco nunca se apagará).

Si un capacitor conmutable se localiza sobre un circuito que puede ser operado desde cualquier dirección, asegurarse que el modo del regulador pueda manejar la operación con el flujo de potencia en cualquier dirección. El tiempo del día, la temperatura, y el control de tensión no son afectados por el flujo de potencia inverso; var, la corriente, y el control de factor de potencia si son afectados. Algunos controladores pueden invertir el sentido de la potencia y los modos de control de cambio. Un modelo proporciona varias opciones si detecta la potencia inversa: modifica el modo de tensión, calcula el control de var mientras considera para el efecto del banco capacitor, inhibe la conmutación, dispara y cierra el banco, o cierra y mantiene el banco. Si un circuito ha distribuido la generación, no queremos cambiar modos basados en el flujo de potencia inverso; el controlador debe cambiar los modos para un sólo cambio en la dirección a la fuente del sistema.

Los reguladores del capacitor, normalmente tienen contadores para registrar el número de operaciones. La ayuda de contadores, identifica cuando realizar el mantenimiento y puede identificar problemas en el control de ajustes. Para las instalaciones que cambian en exceso, modificar los ajustes de control, los retrasos de tiempo, o las amplitudes de banda para reducir la conmutación. Algunos reguladores, pueden limitar el número de operaciones del interruptor, dentro de un período de tiempo dado para reducir la conducción sobre interruptores del capacitor.

El control de tensión provee la seguridad suplementaria para impedir a capacitores causar sobre tensiones. Algunos reguladores ofrecen los tipos de control que anulan la tensión; el control primario puede ser de corriente, vars, la temperatura, o el tiempo de día, pero el regulador dispara el banco si descubre la tensión excesiva. Un regulador también puede restringir de ponerse en marcha si la subida de tensión suplementaria del banco impulsa la tensión encima de un límite dado.

## 2.8 Mandos automatizados

Sacando ventaja de la marea de tecnologías de comunicación inalámbricas más baratas, muchos servicios han automatizado los bancos de capacitores. Muchas de las reducciones de

costo y mejoras en las características de los sistemas de comunicación han resultado en la proliferación de teléfonos celulares, paginadores, y otras tecnologías inalámbricas usadas por consumidores y por la industria. Los capacitores de control requieren poca amplitud de banda, por lo tanto las conexiones de alta velocidad son innecesarias. Esta tecnología cambia rápidamente. Los sistemas de comunicaciones más comunes para capacitores de línea de distribución son sistemas de radio de 900 MHz, sistemas paginadores, sistemas de teléfono celular, sistemas celulares telemétricos, y radio VHF. Algunos rasgos comunes de cada uno son:

- Radio de 900 MHz - Muy común. Varios datos del espectro extendido están disponibles y abarcan de 902-928 MHz. Una red privada requiere una infraestructura de torres de transmisión.
- Sistemas paginadores - Sobre todo de comunicación en una dirección, pero algunos de doble dirección. Los paginadores ofrecen opciones de comunicaciones baratas, sobre todo para el uso poco frecuente. La cobertura de comunicación de dirección única es extendida; la cobertura de doble dirección es más limitada (agrupados alrededor de ciudades principales). Muchas de las redes de paginación comerciales son convenientes para aplicaciones del conmutador del capacitor.
- Sistemas de teléfono celular - Estos usan una de las redes de celulares para proporcionar comunicaciones de doble dirección. Muchos vendedores ofrecen módems de celulares para el empleo con varias redes celulares. La cobertura es típicamente muy buena.
- Sistemas celulares telemétricos - Estos usan el componente de datos no usado de señales celulares que tienen licencias en la existencia redes celulares. Permiten enviar mensajes muy pequeños, suficiente para realizar las necesidades de automatización básicas del capacitor. La cobertura es típicamente muy buena, la misma como la cobertura regular de un celular.
- Radio VHF - Comunicaciones baratas de dirección única son posibles con la comunicación de radio VHF. Bandas de radio VHF están disponible para usos de la telemetría. Otra opción es una simulación de la señal que emplea la amplitud de banda suplementaria disponible en la banda comercial FM.

Los protocolos de comunicación estándar, contribuyen a facilitar el manejo automatizado de la construcción de infraestructuras. El equipo y las bases de datos interactúan más fácilmente con los protocolos estándar. Los protocolos de comunicación comunes, usados hoy para aplicaciones de SCADA y sistemas de control de servicios públicos, incluyen DNP3, IEC 870, y Modbus.

DNP 3.0 (Protocolo de Red Distribuida) es el protocolo estándar más extensamente usado para reguladores de capacitores (DNP el Grupo de Usuarios, 2000). Se originó en la industria electrificante en América con Harris Distributed Automation Products y estaba basado en los bosquejos de los padrones de protocolo de SCADA de IEC870 - 5 (ahora conocido como 60870-5 de IEC). DNP apoya arquitecturas de comunicación maestro-esclavo y entre iguales.

El protocolo permite extensiones, mientras proporciona la interoperabilidad. Los datos de los objetos pueden ser añadidos al protocolo sin afectar la forma de los dispositivos que interactúan. DNP3 fue diseñado para transmitir la información de adquisición de datos y órdenes de control de un ordenador al otro. (Esto no es un protocolo de objetivo general para el hipertexto, multimedia, o enormes archivos.)

De dirección única o de doble dirección. Remotamente podemos controlar capacitores de cualquier manera. La comunicación de doble dirección tiene varias ventajas:

- La regeneración - Un regulador local puede confirmar que un capacitor este conectado o desconectado satisfactoriamente. Las empresas de servicio público pueden usar la regeneración de comunicaciones de doble dirección a equipos de comunicado, para arregla bancos capacitores con fusibles abiertos, interruptores pegados, controladores inoperables, u otros problemas.
- Información de tensión/var - La información local sobre los flujos de var de línea y tensiones de línea permite al control para optimizar cambios en bancos de capacitores, para reducir pérdidas y mantener tensiones dentro de límites.
- Flujos de carga - La tensión, la corriente, y la información del flujo de potencia de los bancos capacitores montados en poste, pueden ser usados para actualizar y verificar los modelos de flujo de carga de un sistema. La información también puede ayudar detectando la tensión del cliente, la tensión perdida, u otros problemas de calidad de potencia. La carga de datos, ayuda a los servicios con los monitoreos del crecimiento de carga y a planear para futuras mejoras. Un servicio público aún usa reguladores de capacitor para capturar la información de ubicación de fallas, ayudando a los equipos a localizarlas.

Cuando un regulador sólo tiene comunicaciones de dirección única, un control local de características de tensión anulada es usado a menudo. El regulador bloquea la estimulación de un banco capacitor si un impulso de tensión sobrepasa los límites puestos por el usuario. Varios esquemas y combinaciones de esquemas son usados para controlar capacitores remotamente:

- El operador despachador - Muchos esquemas permiten a operadores despachar capacitores de distribución. Esta característica es uno de los motivos claves para utilizar bancos de capacitor automatizados. Los operadores pueden despachar capacitores de distribución como grandes bancos de estación. Si los vars son necesarios para el apoyo de transmisión, los bancos grandes de distribución pueden ser encendidos. Este esquema de control por lo general es usado en conjunción con otros mandos.
- El tiempo programando - Los capacitores remotamente pueden ser conmutables, basado en la hora del día y posiblemente la estación del año o la temperatura. Mientras esto puede parecer un control de tiempo caro, todavía permite a los operadores anular el programa y enviar vars cuando sea necesario.

- Medida de la subestación var - Un modo común de controlar capacitores de línea de alimentación es el de despachar basado en medidas de factor var/potencia en la subestación. Si una línea de alimentación tiene tres bancos capacitores, ellos son encendidos o apagados, en alguna orden especificada basada en el factor de potencia sobre la línea de alimentación medido en la subestación.
- Otros - Algoritmos más avanzados (y complicados) pueden enviar capacitores basados en una combinación de medidas locales var y medidas de tensión con medidas de la subestación var.

## 2.9 Fiabilidad

Muchos problemas contribuyen a la fiabilidad total o la inviabilidad de bancos de capacitores. En un análisis detallado por Kansas City Power & Light's Capacitor Automation System, Goeckeler (1999) divulgó que los fusibles KCP\*LS hechos volar son el problema más grande, pero varios otros problemas existen (tabla 2.7). Su automatización con comunicaciones de doble dirección les permitió identificar fácilmente fallas de bancos. El porcentaje de fallas en la tabla 2.7 son altas, mucho más altas que la mayor parte del equipo de distribución. Los bancos de capacitores son complicados; tienen mucho equipo susceptible de fallas; mas aún, los porcentajes de fallas deberían ser considerablemente mejores que esto.

Problema	Porcentaje anual de fallas
El fusible primario del capacitor abierto	9.1
Fallas en interruptores de aceite	8.1
Hardware configuración accidentada " Local" o "Manual"	4.2
Unidad capacitiva defectuosa	3.5
Mixto	2.4
Transformador de control de potencia	1.5
TOTAL	28.8

Tabla 2.7 Necesidades de mantenimiento identificadas por Kansas City Power & Light's Capacitor Automation System Basado en dos años de datos.

Fuente: Goeckeler, C., "Progressive Capacitor Automation Yields Economic and Practical Benefits at KCPL," Utility Automation, October 1999.

Una revisión de EPRI sobre la fiabilidad del capacitor encontró amplias diferencias en la experiencia de los servicios públicos con capacitores (EPRI 1001691, 2002). Aproximadamente un tercio de las respuestas de encuesta encontró a los capacitores de línea de alimentación "muy buenos", otro tercio los encontró "típicos de equipo de línea", y el tercio final los encontró "problemáticos". La revisión con contactos de continuación destacó varias cuestiones:



- Fusibles inoperables de capacitores - Muchos servicios, tienen operaciones de fusibles donde el banco capacitor no está dañado. Esto puede desbalancear las tensiones del circuito y reducir el número de capacitores disponibles para el apoyo de var. Hay que revisar prácticas de fundición para reducir este problema.
- Reguladores - los reguladores fueron encontrados "problemáticos" por un número significativo de servicios. Algunos servicios tenían problemas con interruptores y con los reguladores de estos mismos.
- El relámpago y fallas - En las áreas de altos-relámpagos, los reguladores pueden fallar contra los relámpagos. Los controladores están muy expuestos al relámpago y a sobre tensiones de suministro eléctrico durante las fallas. Hay que revisar prácticas de protección y potencia, y aterrizaje de reguladores.
- El elemento humano - Muchos reguladores son instalados incorrectamente. Algunos reguladores son difíciles de programar. Y, equipos de campo no tienen la destreza o las actitudes correctas para capacitores y sus controles. En algunas empresas, algunos equipos a menudo apagan manualmente capacitores cercanos (y a menudo olvidan restaurarlos después de finalizar su trabajo). Para reducir estos problemas, se debe entrenar correctamente a los operadores.

## **2.10 Modos de falla y casos de rupturas.**

Los capacitores pueden fallar en dos modos:

- Baja corriente, falla progresiva - las fallas eléctricas en uno de los elementos dentro del capacitor (figura 2.11). Con un elemento en corto, los elementos restantes en la hilera serie han aumentado la tensión y la corriente (porque la impedancia total capacitiva es inferior). Con más tensión, otro elemento podría hacer un cortocircuito. Las fallas pueden caer en cascada hasta que toda la hilera hace un cortocircuito. En este escenario, la corriente aumenta despacio cuando los elementos sucesivamente fallan.

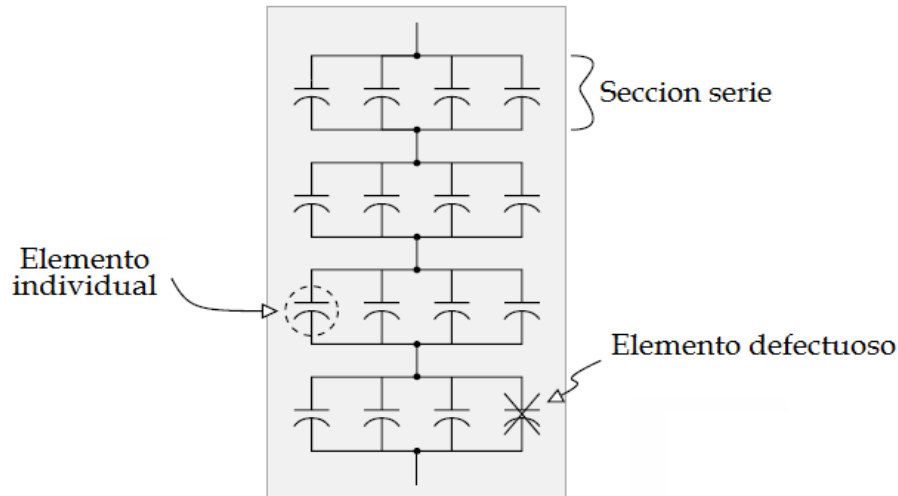


Figura 2.11 Unidad capacitadora con un elemento en falla.

- Alta corriente - una falla de impedancia baja se desarrolla a través de las terminales del capacitor o de una terminal de fase hacia tierra. Un conector roto podría causar tal falla.

La mayor parte de fallas son progresivas. El salto repentino de la corriente alta es raro. Para descubrir fallas progresivas rápidamente, la fundición debe ser muy sensible. Los capacitores de película de hoja de metal tienen pocos casos de rupturas, mucho menos que las más viejas unidades de papel. Una revisión de EPRI de empresas (EPRI 1001691, 2002) encontró que las rupturas de capacitor de película de hoja de metal eran raras o no existentes. Esto contrasta bruscamente con capacitores de papel, donde Newcomb (1980) divulgó que esta película/papel de los capacitores está rota en el 25 % de las fallas.

Los capacitores con película de papel tienen una capa de aislamiento de papel entre las hojas de metal. Cuando una interrupción en un paquete ocurre, el arco quema el papel y genera el gas. En fallas progresivas, aun cuando la corriente sea sólo algo más alta que la corriente de carga normal, forma un arco sostenido que puede crear bastante gas para romper el recinto. Antes de 1975, los capacitores predominantemente usaron biphenyls politratado con cloro (PCB) como el líquido de aislamiento. Regulaciones ambientales sobre PCB aumentaron enormemente los gastos de limpieza si estas unidades se rompían (la agencia de protección del medio ambiente estadounidense 40 CFR parte 761 Biphenyls Politratado (PCBs) la fabricación, el tratamiento, la distribución en el comercio, y prohibiciones de empleo). Las publicaciones ambientales y la seguridad concernientes a las empresas, son conducidas para ajustar la fundición del capacitor.

En capacitores modernos de película de hoja de metal, hojas de polypropileno rodean el dieléctrico separando las capas de hoja de metal de aluminio. Cuando el dieléctrico se estropea, el calor del arco derrite la película; la película retrocede; y las hojas de aluminio se soldan juntas. Con un sólido soldado, un elemento solo puede fallar y no crear cualquier gas (la corriente es todavía relativamente baja). En capacitores de película de hoja de metal, en el modo de fracaso progresivo se desea que haya una ruptura. Cuando todos los paquetes en

serie fallan, altos flujos de corriente pasan por el capacitor. Esto puede generar bastante calor y gas para romper el capacitor si no es limpiado rápidamente.

La figura 2.12 muestra curvas de ruptura del capacitor de varias fuentes. La mayor parte de curvas de ruptura de este caso están basadas en las pruebas de capacitores pre fracasados. Los capacitores son fallados por aplicación de tensión excesiva hasta que el capacitor entero sea estropeado. Si el capacitor falla entonces es expuesto a un cortocircuito de alta corriente fuente de amperaje conocido durante un tiempo dado. Varias muestras son probadas para desarrollar una curva en caso de ruptura.

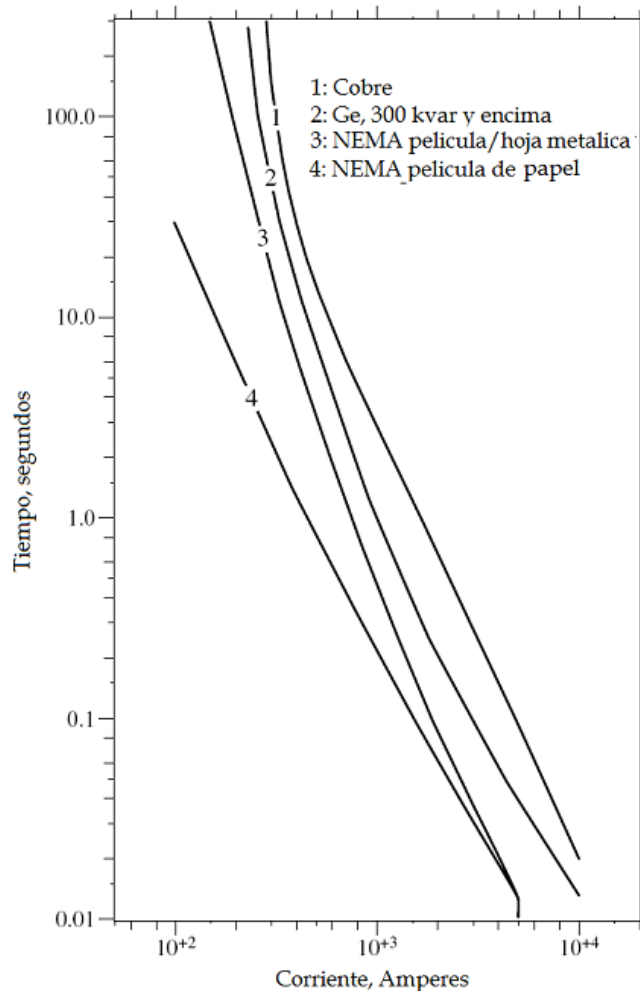


Figura 2.12 Curvas de ruptura del capacitor.

(Datos de [ANSI/IEEE Std. 18-1992; Cooper Power Systems, 1990; General Electric, 2001].)

Las curvas de ruptura no representan todos los modos de fallas. Tales curvas no muestran el funcionamiento durante las fallas más comunes: baja corriente, fallas de elementos y progresivos (antes de que todos los elementos sean pinchados).

Un arco por el aislamiento del fluido dieléctrico puede generar una presión considerable. Pratt et al. (1977) pruebas realizadas sobre unidades capacitoras de película de lamina con longitudes de arco de hasta 3 pulgadas (7.6 cm) de longitud. Ellos escogieron 3 pulgadas como la longitud de arco máxima real en un capacitor como el espaciado de hueco entre terminales de sección de serie internos. En estas condiciones, ellos dañaron o rompieron varias unidades para varias corrientes, bajo de las curvas de ruptura del capacitor en la figura 2.12.

También se considera otro equipo en una instalación de bancos capacitores. Los interruptores de capacitores, interruptores especiales en aceite, son vulnerables a fallas violentas. Este tipo de fallas no han recibido la atención que las rupturas de capacitor o fallas de transformador de distribución tienen. Transformadores de potencial, transformadores de corriente, transformadores de suministro de corriente de regulador, y para rayos: estos también pueden fallar violentamente. Cualquier falla en la cual un arco se desarrolla dentro de un pequeño recinto puede romper o explotar. En áreas con alta corriente nominal, se considera fusibles restrictivos de corrientes. Estos ayudarán a proteger contra fallas violentas de unidades de capacitores, interruptores, y otros accesorios en áreas con la alta corriente nominal.

Cuando un elemento falla y queda fuera, otras secciones de la serie tienen la tensión más alta y registran más corriente. Los paquetes de capacitores son diseñados con una película de polypropileno a menos de un milímetro de espesor (0.001 pulgadas ó 0.025 mm), que es diseñado para resistir una tensión de 2000 V. La tabla 2.8 muestra el número de secciones de serie para varios capacitores como lo relato Thomas (1990). Diseños más recientes podrían tener aún menos grupos. Un fabricante usa tres secciones de serie para 7.2 a 7.96 unidades kV y seis secciones de serie para 12.47 a 14.4 unidades kV. Como la falla de secciones de serie, los elementos restantes deben sostener la tensión creciente, y el capacitor tendrá más corriente en la misma proporción. La figura 2.13 muestra el efecto sobre la corriente por unidad mostrada por una unidad que falla y la tensión por unidad sobre las secciones de serie restantes.

Unidad de Tensión, V	Manufactura		
	A	B	C
2,400	2	2	2
7,200	4	4	4
7,620	5	5	4
13,280	8	8	7
13,800	8	8	—
14,400	8	8	8

Tabla 2.8 Número de secciones en serie en las clasificaciones de tensión diferentes  
Fuente: Thomas, E. S., "Determination of Neutral Trip Settings for Distribution Capacitor Banks," IEEE Rural Electric Power Conference, 1990.

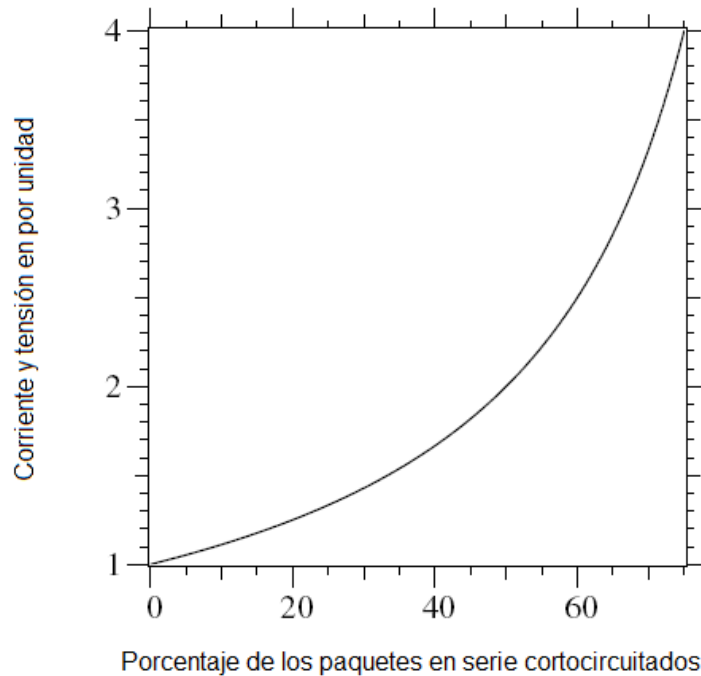


Figura 2.13 Corriente depositada en por unidad por una falla del banco dependiendo de la parte que ha fallado (asumiendo un bus infinito). Esto es también la tensión por unidad aplicada sobre las secciones de serie remanente.

Si un banco capacitor tiene múltiples unidades sobre una fase y todas las unidades son protegidas por un fusible (fundición de grupo), la corriente total del banco debería ser considerada. Se considera un banco con dos unidades de capacitor. Si una unidad pierde la mitad de sus secciones de serie, aquella unidad tendrá dos veces su corriente nominal. En grupo, las dos unidades juntas- tendrán 1.5 veces la carga nominal del banco. (Esta es la corriente que el fusible ve.)

## 2.11 Fundición y protección

El objetivo principal del fusible sobre un banco capacitor es evitar una falla si una unidad capacitadora o cualquiera de sus elementos fallan. El fusible debe evitar la falla rápidamente para prevenir cualquier falla violenta del equipo. Las rupturas de capacitores históricamente han sido problemáticas, entonces la fundición es normalmente pequeña. Los fusibles deben ser calibrados para soportar corrientes normales, incluyendo la armónica.

Un número significativo de servicios tienen problemas con operaciones de fusibles de fundición sobre bancos capacitores. Un fusible es hecho volar, pero los capacitores mismos son todavía funcionales. Estos fusibles hechos volar pueden quedarse en el sistema por algún tiempo antes de que sean notados (figura 2.14). Los capacitores con el aumento del desequilibrio de tensión hacen volar los fusibles, pueden aumentar las tensiones y aumentar pérdidas. Incluso si el regulador de capacitor identifica fusibles abiertos, el reemplazo añade el mantenimiento suplementario que los equipos deben hacer.



Figura 2.14 Banco capacitor con un fusible abierto.  
(Copyright © 2002. Electric Power Research Institute. 1001691. Improved Reliability of Switched Capacitor Banks and Capacitor Technology.)

La guía IEEE aconseja seleccionar un fusible capaz de manejar 1.25 a 1.35 veces la corriente nominal del capacitor (IEEE Std. C37.48-1997); un factor de 1.35 es el más común. Tres factores que pueden contribuir en la corriente mas alta de lo esperado.

- La sobre tensión - La corriente capacitiva aumenta directamente con la tensión, y los vars reactivos aumentan al cuadrado de la tensión. Estimando corrientes máximas, un límite de tensión superior del 110 % normalmente es asumido.
- La armónica - Los capacitores pueden actuar como un receptáculo para armónicos. Esto puede aumentar el pico y el rms de la corriente por el capacitor. Además, bancos conectados con tierra trifásicos absorben los armónicos de secuencia cero del sistema.
- La tolerancia del capacitor - Los capacitores fueron permitidos para tener una tolerancia de +15 % encima de su posición (que aumentaría la corriente en el 15 %).

La mayor parte de prácticas de fundición están basadas en la fundición tan fuerte como sea posible de prevenir el caso de ruptura. La capacidad de sobrecarga de eslabones de fusible es incluida en el apresto del fusible. Esto permite con eficacia una proporción de fundición más apretada. La k y t eslabones de hoja de aluminio pueden ser sobrecargados al 150 %, para estos eslabones con un 1.35 de factor de seguridad, el fusible de tamaño más pequeño que puede ser usado es

$$I_{\min} = \frac{1.35I_1}{1.5} = 0.9I_1 \quad (2.8)$$

Donde:

$I_{\min}$  = rango mínimo del fusible, A.

$I_1$  = corriente del banco de capacitores, A.

La tabla 2.9 muestra las recomendaciones de un fabricante basadas en este acercamiento de fusión cerrada.

Con esta estrategia de fusión cerrada, los fusibles deben ser usados coherentemente. Si los eslabones de plata son usados en vez de eslabones de estaño, los fusibles de plata pueden usarse en los niveles esperados de corriente, porque los eslabones de plata no tienen ninguna capacidad de sobrecarga.

Antes de los años 1970, un factor de fundición de 1.65 era más común. Debido a preocupaciones sobre casos de rupturas y PCBs, la industria fue usando factores de fundición más apretados, 1.35 era el más común. A causa del buen funcionamiento de capacitores de película y los problemas con operaciones de fallas de fusibles, se considera un factor de fundición más amplio, posiblemente regresando al factor 1.65. Los fusibles lentos también deberían tener menos operaciones de fallo de fusible.

Banco de 3 fases KVAR	Tensión de sistema línea a línea. kV							
	4.2	4.8	12.5	13.5	13.8	22.9	24.9	34.5
	Recomendaciones de eslabones de fusibles							
150	20T	20T	8T	6T	6T			
300	20K	40K	15T	12T	12T	8T	8T	5T
450	65K	50K	20T	20T	20T	10T	10T	8T
600	80K	65K	25T	25T	25T	15T	15T	10T
900		100K	40K	40K	40K	20T	20T	15T
1200			50K	50K	50K	30T	25T	20T
1800			80K	80K	80K	40K	40K	30K
2400			100K	100K	100K	65K	50K	40K
	Rango recomendado de eslabones de fusible							
150	0.96	1.11	1.15	0.91	0.96			
300	0.96	1.11	1.08	0.91	0.96	1.06	1.15	1.00
450	1.04	0.92	0.96	1.06	1.06	0.88	0.96	1.06
600	0.96	0.90	0.90	1.00	1.00	0.99	1.08	1.00
900		0.92	0.96	1.06	1.06	0.88	0.96	1.00
1200			0.90	1.00	1.00	0.99	0.90	1.00
1800			0.96	1.06	1.06	0.88	0.96	1.00
2400			0.90	1.00	1.00	1.07	0.90	1.00

Tabla 2.9 Recomendaciones ANSI de fundición de estaño de un fabricante.

Nota: esto no es la recomendación de fundición más actualizada del fabricante. Es proporcionado principalmente como un ejemplo de los criterios de fundición comúnmente aplicados para capacitores.

Fuente: Sistemas de poder de Tonelero, Distribución Eléctrica-Protección de Sistema, 3ª edición, 1990.

Los capacitores son calibrados para soportar el 180% de corriente nominal rms, incluyendo corrientes fundamentales y armónicas. La fundición no está normalmente basada en este límite, y es normalmente mucho más apretada que esto, por lo general del 125% al 165% de corriente nominal rms. De vez en cuando fusibles superiores al 180 % son usados. En ambientes de severos de armónicos (por lo general en usos comerciales o industriales), normalmente se funde antes que el capacitor falle, pero a veces el capacitor falla antes de que el fusible funcione. Esto depende de la estrategia de fundición.

Si un banco capacitor tiene un fusible fundido, los operadores deberían probar los capacitores antes del rechazo. Un medidor de capacidad hecho a mano digital es el acercamiento más común y es exacto. Los buenos multimetros también pueden medir una capacitancia bastante alta para medir la capacitancia sobre unidades de media tensión. Hay una posibilidad que los probadores de capacitancia puedan omitir algunos fracasos internos que requieren el alta tensión para estropear el aislamiento en la falla. La medición de la capacitancia sobre las tres fases ayuda a identificar las unidades que pueden tener fracasos parciales. Fracasos parciales se resaltan como un cambio de la capacitancia. En un fracaso parcial, uno de varios paquetes de capacitor empaqueta cortos hacia fuera; los paquetes restantes aparecen como una impedancia inferior (la capacitancia más alta). Como con cualquier equipo al ser estimulado, los operadores deberían comprobar visualmente la condición de la unidad de capacitores y asegurarse que no hay ningún aumento, marcas de quemaduras, u otros signos de que la unidad puede haber sufrido el daño.

Algunas utilidades tienen problemas con operaciones de fusible de fallas sobre transformadores de distribución. Algunas causas de operaciones de fusibles de capacitor podrían ser las mismas como operaciones de fusible de transformador, pero algunas diferencias son evidentes:

- Los fusibles Capacitor ven la carga casi continua (cuando el capacitor es puesto en marcha).
- Los fusibles del capacitor tienden a ser más grandes. Los tamaños de transformador más comunes son 25 y 50 kVA, por lo general con fusibles de menos de 15 A. Los tamaños típicos de capacitores son 300 a 1200 kvar con fusibles de 15 a 65 A.
- Ambos tienen la ráfaga; un capacitor es más rápido.
- Los transformadores tienen fallas en el secundario y la saturación principal que puede contribuir a operaciones de fusible de falla; los capacitores no tienen ninguno.

Algunas causas posibles de fastidio de operaciones de fusible son:



- El relámpago - Los capacitores son una impedancia baja a la oleada de relámpago de alta frecuencia, entonces ellos naturalmente atraen la corriente de relámpago, que puede hacer volar el fusible. Fusibles más pequeños, más rápidos son los más propensos al relámpago. Considerando que la regla básica estándar que un fusible al menos tan grande como 20 kilobyte o un 15T debería prevenir operaciones de falla, es difícil de ver como el relámpago por sí mismo podría causar un número significativo de operaciones de fusible (la mayoría de los fusibles de bancos de capacitores son más grandes que esto).
- Outrush a fallas cercanas - Si un capacitor vierte su carga en una falla cercana, el fusible puede golpear. Los bancos de capacitor también tienen la ráfaga cada vez que son puestos en marcha, pero esto es bajo el punto para derretir el fusible.
- Armónicos severos - Los armónicos aumentan la corriente que pasa por el fusible.
- Animales u otras fallas del bushing - una falla a través de un bushing debido a un animal, la contaminación sobre el bushing, o el contacto de algún árbol puede hacer volar un fusible. En el tiempo alguien nota que el fusible se rompió, la ardilla o la rama ha desaparecido. Se usan guardias de animal y puentes cubiertos para reducir estas fallas.
- El daño mecánico y la deterioración - la Corrosión y la vibración pueden debilitar eslabones de fusible. Sobre eslabones de fusible protectores del campo sobre transformadores, Ontario Hydro encontró que el 3% había roto cables de tensión (CEA 288 D 747, 1998). Otro 15% tenía las trenzas frágiles y se habían roto hilos. Fusibles más grandes usados en capacitores no deberían tener problemas.
- Errores de instalación - Los fusibles tienen mayor probabilidad de explotar si los equipos ponen el fusible de tamaño incorrecto, ó interpretan mal al fusible o no aprietan correctamente la trenza sobre el fusible.

Outrush es destacado como un modo de fracaso posible que ha sido descuidado por la industria. Outrush a veces, como se considera, para bancos de estación calcula la probabilidad de una operación de fusible, de un fracaso de una unidad adyacente paralela. Pero para fusibles de distribución, las fallas cercanas no han sido consideradas con respecto a los efectos sobre operaciones del fusible.

La entrada de energía en el fusible durante outrush depende de la resistencia de línea entre el capacitor y la falla (figura 2.15). El capacitor ha almacenado la energía; cuando la falla ocurre, el capacitor descarga su energía en la resistencia entre el capacitor y la falla. Fallas más cercanas causan más energía de entrada en el fusible. La falla  $I^2t$  que el fusible sufre durante outrush de línea-a-tierra es

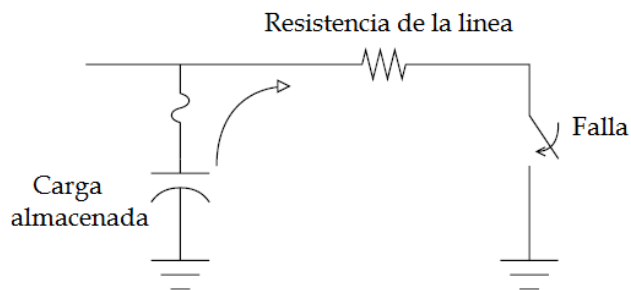


Figura 2.15 Outrush de un capacitor a una falla cercana.

$$I^2t = \frac{\frac{1}{2}CV_{pk}^2}{R} = \frac{2.65Q_{kvar}V_{pu}^2}{R} \quad (2.9)$$

Donde

C = capacitancia de una unidad, mF.

$V_{pk}$  = tensión máxima sobre el capacitor en el instante de la falla, kV.

R = resistencia entre el capacitor y la falla, W.

$Q_{kvar}$  = potencia reactiva monofásica, kvar.

$V_{pu}$  = tensión en el instante de la falla en por unidad de la tensión nominal del capacitor.

La tabla 2.10 muestra varias fuentes de operaciones de fusible y el I<sup>2</sup>t que ellos generan para un banco de 900-kvar en 12.47 kV. La corriente de carga nominal es 41.7 A. Las utilidades comúnmente usan 40 o fusibles 50-A para este banco.

La tabla muestra que el mínimo I<sup>2</sup>t derrite los fusibles comunes. Outrush a fallas cercanas produce la bastante alta energía de para hacer volar fusibles comunes, sobre todo los eslabones de K. De otras causas posibles de operación de fusible, ninguno es en particular alto excepto un relámpago. Los datos de relámpago engañan porque en la mayor parte el primer impulso irá en otra parte - por lo general, los destellos de línea, y la mayor parte de la corriente de relámpago se desvía a falla.

Usar la figura 2.16 para encontrar outrush I<sup>2</sup>t para otros casos. Dos factores que hacen el outrush peor:

- Sistema de tensiones más altas - las I<sup>2</sup>t del outrush se quedan con los mismos aumentos en la tensión para el banco capacitor del mismo tamaño. La impedancia de línea se queda igual para tensiones diferentes. Pero los bancos de capacitores de tensión más altos usan más pequeños fusibles, con menos capacidad I<sup>2</sup>t. Comúnmente una instalación 25-kV capacitor con mayor probabilidad tiene operaciones de fusible de fastidio que un sistema 12.5-kV.

Fuente	$I^2t$ , A <sup>2</sup> -sec
Relámpago, el 1r golpe mediano	57,000
Relámpago, el golpe mediano subsecuente.	5,500
Ráfaga en la tensión nominal (ISC=5 kA, X/R=8)	4,455
Ráfaga en la tensión del 105 %	4,911
Outrush en una falla a 500 pies de distancia (500-kcmil AAC)	20,280
Outrush en una falla a 250 pies de distancia (500-kcmil AAC)	40,560
Outrush en una falla a 250 pies de distancia con un arco restrikea	162,240
Fusible de 40K, fundición mínima $I^2t$	36,200
Fusible de 50K, fundición mínima $I^2t$	58,700
Fusible de 40T, fundición mínima $I^2t$	107,000
Asume que el arco transitorio deja una tensión de 2 por unidad sobre el capacitor antes de que el arco golpee de nuevo.	

Tabla 2.10 La comparación de  $I^2t$  de los acontecimientos que podrían hacer volar un fusible a la capacidad de fusibles comunes para un banco trifásico, 900-kvar en 12.47 kV ( $I_{carga} = 41.7$  A)

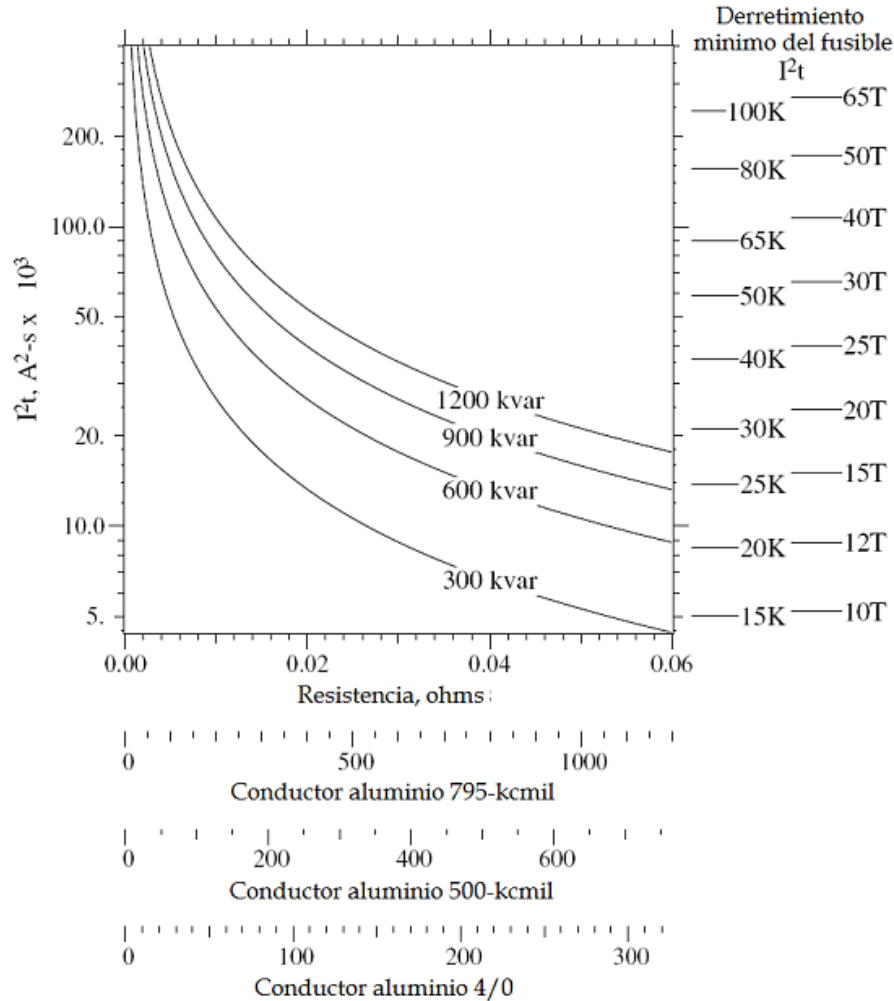


Figura 2.16 Outrush como una función de la resistencia a la falla para varios tamaños de bancos de capacitores (los tamaños dados son kvar trifásicos; la resistencia es la resistencia alrededor del lazo, hacia fuera y atrás; las distancias de fallas).

Los bancos de capacitor utilizan fusibles pequeños, con menos de  $I2t$  de capacidad. Por lo tanto, en una instalación de capacitor a 25KV es más deseable tener menos molestias de operación del fusible que a 12.5KV.

- Conductores más grandes - resistencia inferior.

Se considera un banco de 1200-kvar con conductores de 500-kcmil. En 12.47 kV ( $I_{carga} = 55.6$  A) con un fusible de 65 kilobyte, el fusible excede su mínimo  $I2t$  para fallas hasta 150 pies de distancia. En 24.94 kV ( $I_{load} = 27.8$  A) con un fusible de 30 kilobyte, el fusible puede derretirse para fallas hasta 650 pies de distancia. En 34.5 kV ( $I_{carga} = 20.1$  A) con un fusible 25 k, la ubicación es desconectada de la grafica (esto es aproximadamente a 950 pies). Nótese que la escala de distancia en la Figura 2.16 no incluye dos resistencias importantes: la resistencia interna del capacitor y la resistencia del fusible. Ambas ayudarán a reducir el  $I2t$ . También, el valor mínimo de fusión los valores de  $I2t$  de los fusibles en la figura 2.16 son los

valores de 60 Hz. Para corrientes de alta frecuencia como una descarga de outrush, el mínimo  $I_{2t}$  de fusibles de expulsión es el 30 a 70 % de 60 Hz  $I_{2t}$  (Burrage, 1981).

Como una estimación de cuanto outrush contribuye a operaciones de falla de fusibles, considera un banco de 900-kvar en 12.47 kV con fusibles de 40 kilobyte. Estimaremos que el fusible puede golpear con severidad y ser dañado para fallas dentro de 250 pies (76 m). Usando una tarifa de falla típica sobre las líneas de distribución de 90 fallas/100 mi/año (56 kilómetro/año de fallas/100), los defectos dentro de 250 pies (75 m) de un capacitor ocurren a razón de 0.085 por año. Esto se traduce en operaciones de fusible del 8.5 % por banco capacitor por año, un número sustancial.

La energía almacenada sobre la falla depende de la relación de distribución de la falla en relación con el punto sobre la onda de tensión. Lamentablemente, la mayor parte de fallas ocurren en o cerca del pico de la senoide.

Varios argumentos de sistema podrían hacer casos individuales peores; el peor, son las situaciones que dejan más tensión de la normal sobre el capacitor antes de que descargue en la falla:

- Regulación de sobre tensiones - las tensiones encima de la nominal aumentan la energía outrush en la tensión al cuadrado.
- Elevaciones de tensión - Si un defecto de línea-a-tierra sobre una fase causa una elevación de tensión sobre el otro y el defecto salta a la fase "aumentada", fluyen outrush más altos que lo normal por el fusible.
- Fugas de Arco - Si un arco cercano no es sólido, pero chisporrotea, nuevas fugas de arco, tanto como las fugas de interruptores, pueden inducir más tensión sobre el capacitor y sujetar el fusible a más energía, la tensión es posiblemente mucho más grande dependiendo de la severidad. (No se sabe de ninguna prueba donde esto ocurra con regularidad; la mayor parte de los arcos son sólidos, y el sistema permanece en falla hasta que el arco acorta el hueco.)
- El Relámpago - una fuga del relámpago cercana a la línea puede sobrecargar el capacitor (y comenzar la fundición de fusible). En la mayoría de los casos, el relámpago causará un fuerte destello cercano, y la carga del capacitor verterá exactamente como antes por el fusible.
- Fallas de fase múltiple - Las fallas línea-a-línea y de tres fases son más severas por dos motivos: la tensión es más alto, y la resistencia es inferior. Por ejemplo, sobre una falla de línea-a-línea, la tensión es la tensión de línea-a-línea, y la resistencia es la resistencia de los cables de fase (mejor que la resistencia de un cable de fase y la de neutro en serie).

Estas estimaciones son conservadoras ya que no consideran efectos superficiales, que tienen el efecto considerable en altas frecuencias. Los efectos superficiales aumentan la resistencia del conductor. La oscilación transita en la gama de solo un kilohercio. En estas frecuencias, la

resistencia del conductor aumenta en un factor de dos a tres. Sobre el lado negativo, el elemento de fusible es afectado por efectos superficiales, también -la frecuencia más alta transitable hace que el fusible se derrita más rápidamente.

Los capacitores también tienen la ráfaga siempre que son estimulados. La ráfaga en bancos conectados con tierra tiene una corriente máxima (IEEE Std. 1036-1992)

$$I_{pk} = 1.41\sqrt{I_{sc}I_1} \quad (2.10)$$

Donde

$I_{pk}$  = el valor máximo de corriente de ráfaga, A

$I_{sc}$  = la corriente de falla disponible de tres fases, A

$I_1$  = el capacitor deposita la corriente, la energía en un fusible de la ráfaga es normalmente muy pequeña. Esto sujeta el fusible capacitor a un  $I^2t$  (en la A<sub>2-s</sub>) (el Marrón, 1979)

$$I^2t = 2.65\sqrt{1+k^2}I_{sc}I_1/1000 \quad (2.11)$$

Donde

$k = X/R$  proporciona la ubicación del banco

La ráfaga es mucho peor si un capacitor cambia en un sistema con un capacitor cercano. El outrush del banco ya estimulado se vierte en el capacitor que viene sobre la línea. Los fusibles en ambos bancos ven transitorio. En usos de subestación, esta conmutación back-to-back es una consideración de diseño principal, que a menudo requiere la inserción de reactores entre bancos. Para capacitores de alimentador de distribución, las coacciones de diseño no son grandes. Unos cientos de pies de separación son bastante para prevenir problemas inrush/outrush. Para la conmutación back-to-back, el  $I^2t$  es casi el mismo que para outrush:

$$I^2t = \frac{\frac{1}{2}CV_{pk}^2}{R} = \frac{2.65Q_{kvar}V_{pu}^2}{R} \quad (2.12)$$

La única diferencia es que la capacitancia es la combinación de serie de las dos capacitancias:  $C=C_1C_2 / (C_1+C_2)$ , y  $Q_{kvar}=Q_1Q_2 / (Q_1+Q_2)$ . Para los mismos bancos de tamaño,  $C=C_1/2$ , y  $Q_{kvar}=Q_1/2$ . La figura 2.16 se aplica si doblamos los valores de kvar sobre las curvas. En la mayor parte de situaciones, manteniendo una separación de 500 pies entre bancos capacitor previene operaciones de fusible inrush/outrush. Sepárese los bancos capacitor a 500 pies (150 m) sobre la clase de circuitos 15-kV para evitar problemas de ráfaga. Los bancos grandes de capacitor sobre sistemas de distribución de tensión más altos pueden requerir separaciones modestamente más grandes.

La prevención de rupturas de caso es un objetivo primario de fundición. El fusible debería despejarse antes de la suspensión en casos de fallas del capacitor. La figura 2.17 muestra curvas de ruptura de capacitor comparadas contra el fusible que limpia curvas. El gráfico muestra que hay que considerar el margen entre curvas de fusible y curvas de ruptura. Se

considera un banco 12.47-kV, 900-kvar de tres unidades 300-kvar, que tiene una corriente nominal de 41.7 A. Las utilidades comúnmente usan un 40 o 50 de fusible K para este banco. Fusibles más grandes para este banco son posibles, todavía manteniendo curvas a niveles debajo del caso de ruptura. Una revisión de EPRI encontró que las rupturas de caso sobre capacitores de película de hoja de metal modernos son raras (EPRI 1001691, 2002). Esto nos da la confianza que podemos practicar con menor fundición sin tener problemas de ruptura.

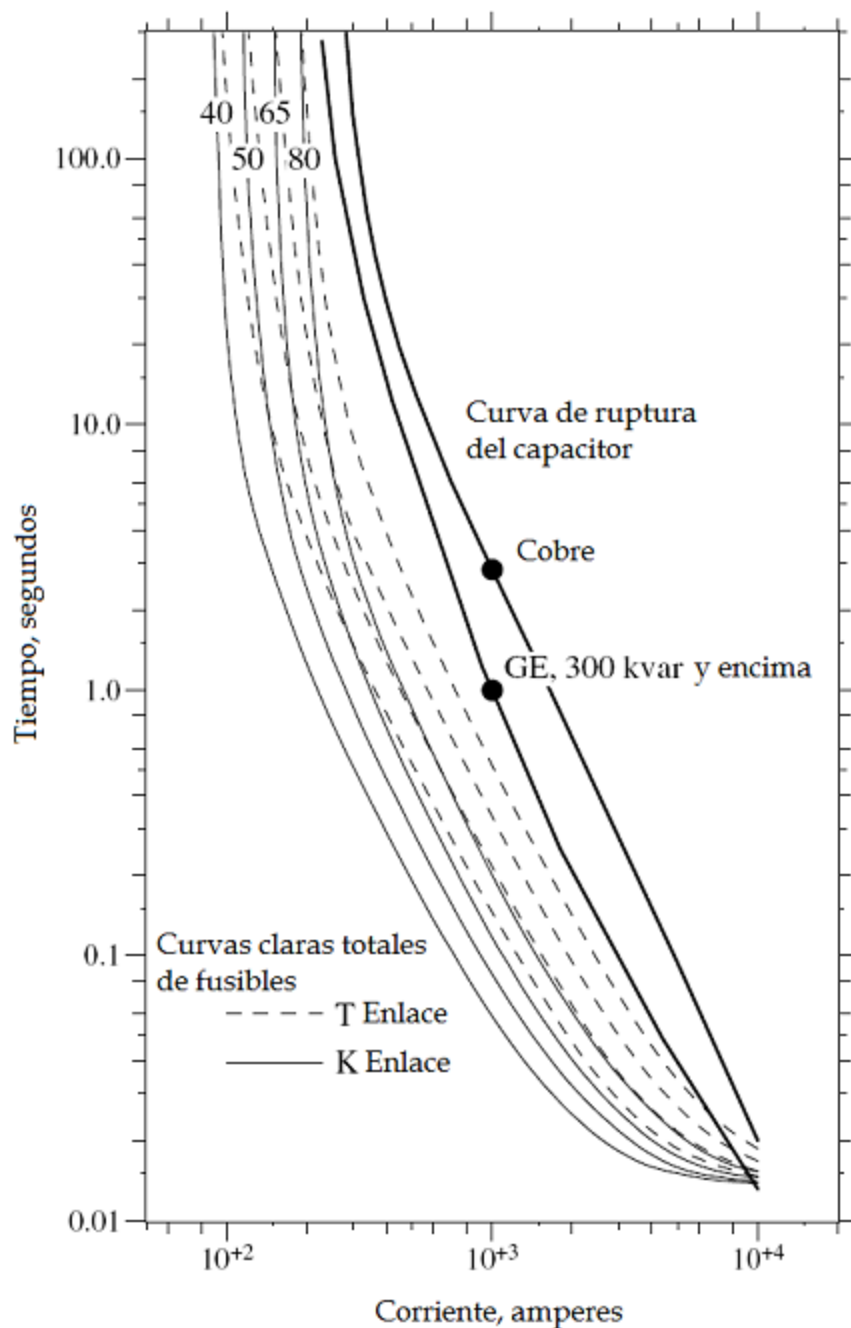


Figura 2.17 Curvas de fusibles con curvas de ruptura del capacitor.

En las áreas de fallas de alta corriente, los fusibles limitadores de corriente proporcionan la seguridad suplementaria. Un fusible limitador de corriente en serie con un eslabón de

expulsión o un fusible limitador de corriente de gama completa, es un esquema de protección apropiado en áreas de fallas de altas corrientes. Mientras puede parecer que los fusibles de expulsión proporcionan la protección adecuada aún a 8 kA (dependiendo la curva de ruptura que usemos), el fusible limitador de corriente proporciona la protección para aquellos defectos menos frecuentes con arcos internos más largos. Ellos también proporcionan la protección contra fracasos en los interruptores del capacitor y otros accesorios de los bancos de capacitor. Las utilidades que aplican fusibles limitadores de corriente sobre capacitores, normalmente lo hacen así para áreas con corrientes de fallas encima de 3 a 5 kA.

Con fusibles limitadores de corriente de reserva, es importante que los equipos comprueben el fusible de reserva siempre que el eslabón de expulsión funcione. Sobre transformadores, los operadores pueden remplazar con el eslabón de expulsión. Si el transformador todavía no tiene la tensión, rápidamente sabrán que ellos tienen que sustituir la tensión de reserva. Pero, sobre capacitores, no hay ninguna indicación rápida de que el fusible de reserva ha funcionado. Los equipos deben comprobar la tensión sobre el recorte para ver si el fusible de reserva es operacional; o los equipos deberían comprobar la corriente capacitor neutra después de substituir el eslabón de expulsión para asegurarse que está cerca de cero (si las tres fases son operacionales, las corrientes equilibradas se cancelan en el neutro). Además de la no fijación del problema, la falta de sustitución de un fusible roto de reserva podría causar futuros problemas. El fusible de reserva no es diseñado para soportar la tensión del sistema continuamente -no son un aislador. Tarde o temprano, rastrearán y formarán un arco.

A causa de problemas de utilidad con operaciones de fusible de fallas, algunas prácticas de fundición menor se ordenan. Para la mayor parte de las causas posibles de molestias de operaciones de los fusibles, aumentando el tamaño de fusible disminuirá el número de operaciones falsas. Yendo a un fusible lento, sobre todo, ayuda con outrush y otro transeúnte rápido. Si usted tiene problemas de operación de fusible de falla, piense en usar eslabones de T y/o aumenta el tamaño del fusible uno o dos tamaños. Trate estas recomendaciones como provisionales; desde esta escritura, estas cuestiones de fundición son el sujeto de investigación de EPRI en curso, que deberían proporcionar recomendaciones más definitivas.

Monitoreo neutral (figura 2.18) es otro rasgo de protección que algunos reguladores capacitor ofrecen. La supervisión neutra puede descubrir varios problemas:

- El fusible abierto - Cuando un impulso de fusible en el capacitor, la corriente neutra salta a un valor igual a la corriente de fase.
- Falla de la unidad de capacitadora - Cuando un capacitor falla, los grupos internos de paquetes serie hacen corto. Antes de fallar por completo, la unidad dibujará más corriente que lo normal. La figura 6.19 muestra como la corriente neutra cambia cuando una cierta parte de los cortos del capacitor. Los valores de capacitores nominales de 7.2 a 7.96 kV normalmente tienen tres o cuatro secciones de serie, entonces el fracaso de un elemento causa las corrientes neutras del 25 % (para cuatro en serie) o el 34 % (para tres en serie) de la corriente de fase.



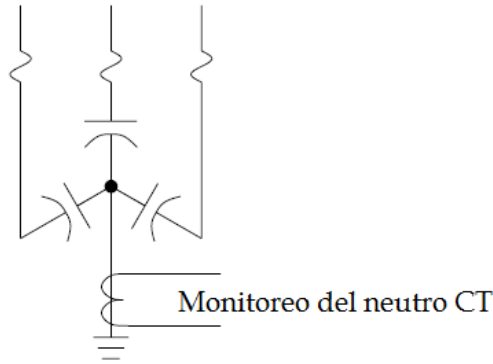


Figura 2.18 Monitoreo del neutro de un banco capacitor.

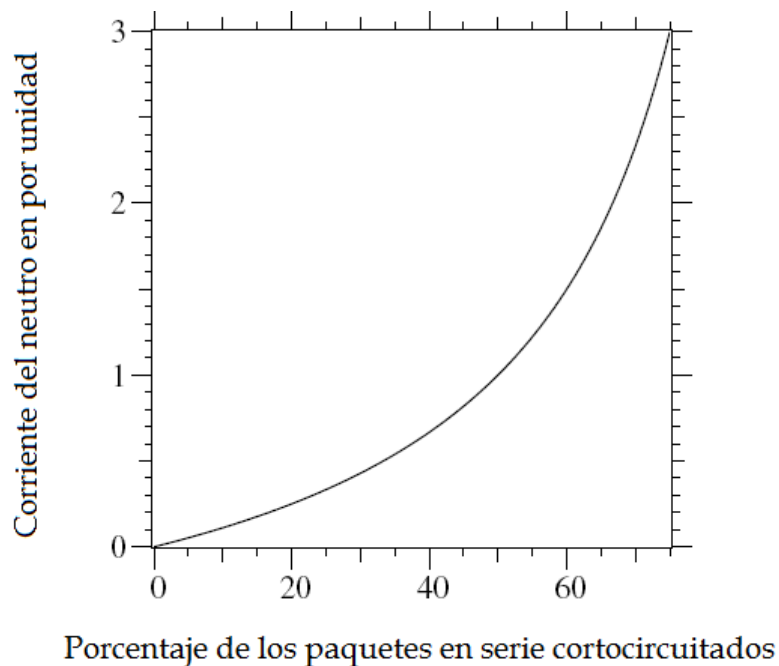


Figura 2.19 Corriente neutra dibujada por un banco fallado estrella -tierra dependiendo de la parte del banco que es fallada (la corriente neutra está en por unidad de la corriente nominal del capacitor).

La falla de más de la mitad de las secciones de serie causa mas corriente que la nominal del capacitor en el neutro.

- La alta corriente armónica - la corriente excesiva neutra también puede indicar altas corrientes armónicas.

El monitoreo del neutro es común en bancos de subestación, y muchos reguladores para bancos cambiados montados por poste tienen la capacidad de monitoreo del neutro. Monitores de corrientes del neutro para bancos fijos están también disponibles, con una luz piloto local o un radio se vincula a una ubicación centralizada. La supervisión del neutro

puede ayudar a reducir operaciones y mantenimiento eliminando patrullas regulares del capacitor y comprobaciones. El reemplazo más rápido de fusibles rotos también reduce el tiempo en que el desequilibrio excesivo está presente (y las pérdidas suplementarias y la posibilidad de tensión perdida). Esto puede conducir a la regulación más confiable var, y aún reducir el número de bancos capacitores necesarios.

## 2.12 Puestas a tierra

Los capacitores pueden ser configurados en una estrella aterrizada o no aterrizada, o en una estrella flotante o una delta. Para sistemas de distribución multiaterrizados, una estrella aterrizada en un banco de capacitores ofrece ventajas y desventajas:

- La falla de la unidad y la falla de corriente: si una unidad falla, la fase en falla dibuja la corriente de falla. Esto permite al fusible explotar rápidamente, pero requiere que los fusibles sean calibrados para la corriente de falla completa.
- Las armónicas: el banco conectado en estrella a tierra, puede atraer las armónicas de secuencia cero (balanceadas  $3^\circ$ ,  $9^\circ$ ,  $15^\circ$ ,...). Este problema a menudo es encontrado en casos de interferencia telefónica.

Ventajas y desventajas de la estrella flotante, bancos no aterrizados inclusive

- El fracaso de unidad - El colapso de la tensión a través de una unidad con falla tira la flotación neutra para dividir en fases la tensión. Ahora, el cambio del neutro se acentúa en los capacitores restantes con la tensión de línea a línea, el 173% de la posición del capacitor.
- La corriente de falla: cuando una unidad falla, el circuito no dibuja la corriente de falla completa - esto es una falla de impedancia alta. Esto es una ventaja en algunos usos del capacitor.
- Las armónicas: menos posibilidad de problemas armónicos porque no está aterrizado, las armónicas de secuencia cero (balanceado  $3^\circ$ ,  $9^\circ$ ,  $15^\circ$ , ...) no pueden fluir para aterrizar a través del capacitor.

La respuesta de la configuración estrella flotante merece más análisis. Durante una falla progresiva, cuando un cronometraje de sección de serie hacia fuera, el cambio de los neutros releva la tensión sobre las secciones en serie restantes. En el ejemplo en la Figura 6.20, para un banco de estrella flotante con la mitad de las secciones de serie en corto, la tensión de línea a neutro se hace 0.75 por unidad. Los elementos restantes normalmente ven el 50% de la tensión de línea a neutro, pero ahora ellos ven el 75% (1.5 por unidad, entonces la corriente es también 1.5 veces la nominal). La reducción de la tensión debido al cambio del neutro prolonga la falla no lo que queremos. El exceso de calentamiento en el punto de falla aumenta el riesgo de generación de gas y causa ruptura. Cuando un elemento falla, realmente queremos que el fusible (u otra protección) reaccione con un impulso rápidamente. El cambio a neutro también aumenta la tensión sobre las unidades de otras fases.

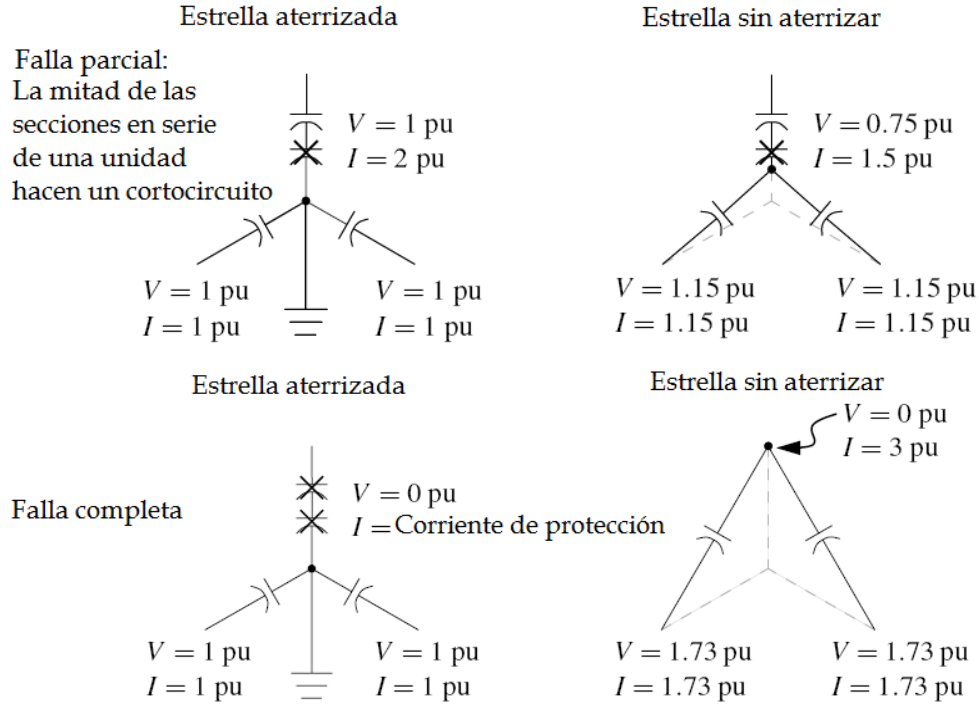


Figura 2.20 Comparación de bancos en estrella conectada con tierra y bancos en estrella sin tierra durante una falla parcial y completa de una unidad.

(Copyright © 2002. Electric Power Research Institute. 1001691. Improved Reliability of Switched Capacitor Banks and Capacitor Technology).

Las configuraciones de estrella flotante son las mejores aplicadas con la detección del neutro un transformador de potencial que mide la tensión entre la flotación del neutro y la tierra puede descubrir una falla de una unidad. Cuando una unidad falla, un relevo monitorea el PT neutro el cambio del interruptor del aceite o vacío del capacitor (obviamente, esto solo se trabaja sobre bancos conmutados).

La mayoría de los servicios usan dos-bushing del capacitor, aun cuando muchos más usan una conexión con neutro a tierra. Teniendo dos bushings permite a los equipos convertir bancos capacitores a una configuración flotante neutra si la interferencia telefónica es un problema.

## CAPITULO 3

### ARMONICOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

#### 3.1 Introducción

Para la mayoría de los análisis convencionales, el sistema eléctrico esencialmente es modelado como un sistema lineal con elementos pasivos excitados por fuentes de tensión sinusoidales de magnitud y frecuencia constantes. Sin embargo, con proliferación excesiva de cargas de electrónica de potencia hoy en día, se están inyectando cantidades significativas de corrientes armónicas en los sistemas eléctricos. Las corrientes armónicas no sólo afectan a las cargas que son sensibles a la distorsión de la forma de onda, si no también causan muchos efectos indeseables sobre los elementos del sistema eléctrico. Consecuentemente, los estudios de armónicas se están convirtiendo en una preocupación cada vez mayor.

Las armónicas se definen generalmente como distorsiones de estado estacionario de las formas de onda de tensión y/o corriente en sistemas eléctricos. En un ambiente contaminado por armónicas, es necesario definir la teoría con respecto a cantidades armónicas para distinguir de las cantidades definidas para la frecuencia fundamental.

La distorsión de la tensión sinusoidal y la forma de onda de la corriente causada por armónicas, es una de las principales afectaciones de la calidad de la energía, en la industria eléctrica. En los últimos años se han hecho esfuerzos considerables para mejorar el manejo de las distorsiones armónica en los sistemas de eléctricos. Se han establecido normas para el control de las armónicas. Se encuentran disponibles una amplia gamma de Instrumentos de medición para las armónicas. En el análisis de las armónicas en los sistemas eléctricos se han publicado un gran número de investigaciones. [8,9]

#### 3.2 Definiciones básicas de armónicos

Convencionalmente, las definiciones usadas para describir las cantidades eléctricas para el estudio del sistema eléctrico están hechas para sistemas que operan en estado estacionario sinusoidal. Sin embargo, cuando las armónicas están presentes debido a cargas no lineales y de electrónica de potencia, las definiciones de estas cantidades eléctricas necesitan ser modificadas de los sistemas a frecuencia fundamental.

Esta sección presenta las definiciones básica para armónicos del sistema eléctrico y se describen algunas definiciones asociadas al cálculo de la tensión, de la corriente, de la potencia instantánea, de la potencia promedio(activa) del promedio, de la potencia aparente, de la potencia reactiva, y del factor de potencia bajo situaciones no sinusoidales.

En sistemas eléctricos, la definición de armónico puede definirse como un componente sinusoidal periódico y múltiplo de la frecuencia fundamental. Para un sistema eléctrico con  $f_0$  de frecuencia fundamental, la frecuencia de  $h$ ésima armónica es  $hf_0$ . Los armónicos a menudo son usados para definir formas de onda sinusoidales distorsionadas asociadas a corrientes y tensiones de diferentes amplitudes y frecuencias.

Uno puede componer una forma de onda periódica distorsionada de cualquier forma concebible usando diversas frecuencias armónicas con diferentes amplitudes. Inversamente, uno puede también descomponer cualquier forma de onda periódica distorsionada en una onda fundamental y un sistema de armónicos. Este proceso de la descomposición se llama análisis de Fourier. Con esta técnica podemos sistemáticamente analizar los efectos de los elementos no lineales en el sistema eléctrico.

La mayoría de elementos y cargas de un sistema eléctrico responden de la misma forma en los semiciclos positivos y negativos. Las tensiones y corrientes producidas tienen simetría de media onda. También, los triplens (múltiplos del tercer armónico) pueden ser bloqueados siempre usando la conexión trifásica estrella aterrizada o delta en transformadores en un sistema equilibrado, porque los triplens son de secuencia cero. Por estas razones, los de orden-plano y los triplens a menudo no se hacen caso en análisis armónico. Generalmente, las frecuencias de intereses para el análisis armónico se limitan al cincuentavo múltiplo.

Una de las mayores fuentes de armónicos en los sistemas eléctricos son los convertidores estáticos de VARs. Bajo las condiciones ideales de operación, los armónicos de corriente pueden ser generados por un pulso  $p$  por la conmutación del convertidor y caracterizados por  $I_h = I_1 / h$  y  $h = pn \pm 1$  (armónicos característicos), donde  $n=1,2,\dots$ , y  $p$  es un múltiplo integral de 6. Si 1) las tensiones de entrada del convertidor son desbalanceadas ó 2) una reactancia inequivalente de conmutación existe entre las fases ó 3) disparo desigual de pulsos en el puente del convertidor sumados a los armónicos característicos. Los armónicos no característicos son aquellos que no integran la frecuencia fundamental del sistema.

Las frecuencias armónicas que no son múltiplos integrales de la frecuencia fundamental son llamadas interarmónicos. La mayor fuente de estos armónicos es el convertidor de ciclos [10]. Un conjunto especial de interarmónicos es llamado subarmónico. Los subarmónicos tienen valores de frecuencia menores a la frecuencia fundamental. El arqueo es una indicación de la presencia de subarmónicos. Una fuente bien conocida de arcos es el horno de arco eléctrico. [11]

### 3.3 Series de Fourier y análisis

La teoría de las series de Fourier fue introducida primero por el físico y matemático francés, Joseph Fourier, en su artículo "Teoría analítica del calor" que fue publicado en 1822. La teoría implica extensiones de funciones arbitrarias en ciertos tipos de series trigonométricas. Prueba que cualquier función periódica en un intervalo del tiempo se podría representar por la suma de una componente fundamental y una serie de componentes armónicos de frecuencias de mayor orden, las cuales son múltiplos integrales de la componente fundamental. La serie establece una relación entre la función en el dominio del tiempo y de la frecuencia. Hoy, la teoría se ha vuelto famosa en las series de Fourier y es una de las herramientas más importantes para los ingenieros y los científicos en muchas aplicaciones.

### 3.3.1 Series de Fourier

Una función periódica se puede definir como cualquier función en la cual para todo  $t$ :

$$f(t) = f(t+T) \quad (3.1)$$

La constante más pequeña de  $T$  que satisface a 3.1 es el período de la función. Por iteración de 3.1 tenemos:

$$f(t) = f(t+hT) \quad h = 0, \pm 1, \pm 2, \dots \quad (3.2)$$

Dejando a una función  $f(t)$  ser periódica con un período  $T$ , entonces la función se puede representar por una serie trigonométrica:

$$f(t) = \frac{1}{2}a_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \{a_h \cos(h\omega_0 t) + b_h \sin(h\omega_0 t)\} \quad (3.3)$$

Donde  $\omega_0 = 2\pi/T$

Una serie como 3.3 es llamada serie trigonométrica de Fourier. Se puede reescribir de la siguiente manera:

$$f(t) = c_0 + \sum_{h=1}^{\infty} \{c_h \sin(h\omega_0 t + \phi_h)\} \quad (3.4)$$

Donde  $c_0 = a_0/2$        $c_h = \sqrt{a_h^2 + b_h^2}$ ,      y       $\phi_h = \tan^{-1}(a_h/b_h)$

Observando 3.4, podemos ver que la expresión de la serie de Fourier de una función periódica representa una función periódica de la suma de los componentes sinusoidales con diferentes frecuencias. El componente con  $h=1$  es el componente fundamental;  $c_h$  y  $\phi_h$  son conocidas como el  $h$ ésimo orden de magnitud armónica y ángulo de fase, respectivamente. La magnitud y el ángulo de fase de cada armónico determinan la forma de onda resultante de  $f(t)$ .

La ecuación 3.3 también se puede representar por su forma compleja como:

$$f(t) = \sum_{h=-\infty}^{\infty} c_h e^{jh\omega_0 t} \quad (3.5)$$

Donde para  $h = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$

$$c_h = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) e^{-jh\omega_0 t} dt \quad (3.6)$$

### 3.3.2 Funciones ortogonales

Un conjunto de funciones ortogonales como  $\{ \varphi_h(t) \}$  son llamadas ortogonales en un intervalo  $\alpha < t < \beta$  si todos los grupos de las dos funciones  $\varphi_i(t)$  y  $\varphi_j(t)$  en conjunto de  $\{ \varphi_h(t) \}$  satisfacen:

$$\int_{\alpha}^{\beta} \varphi_i(t) \varphi_j(t) dt = \begin{cases} 0, & i \neq j \\ y, & i = j \end{cases} \quad (3.7)$$

Donde  $y$  es un valor diferente de cero. Se puede mostrar que:  $\{1, \cos \omega_0 t, \dots, \cos h \omega_0 t, \dots, \sin \omega_0 t, \dots, \sin h \omega_0 t, \dots\}$  Es un conjunto de funciones sinusoidales ortogonales en un intervalo  $-T/2 < t < T/2$ . Usando las relaciones ortogonales podemos mostrar los coeficientes de Fourier  $a$ ,  $a_h$  y  $b_h$  de 3.3 que son:

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) dt \quad (3.8)$$

$$a_h = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \cos(h \omega_0 t) dt \quad (3.9)$$

$$b_h = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \sin(h \omega_0 t) dt \quad (3.10)$$

Donde  $h=1,2,\dots$

Para el conjunto de funciones complejas evaluadas  $\{ \varphi_h(t) \}$  se puede mostrar que 3.7 se mantiene cuando  $\varphi_j(t)$  es el conjugado complejo de  $\varphi_i(t)$ .

### 3.3.3 Simetría de la forma de onda

Una función  $f(t)$  es llamada como una función par si tiene la propiedad de:

$$f(-t) = f(t) \quad (3.11)$$

Y es una función impar cuando:

$$f(-t) = -f(t) \quad (3.12)$$

Una función par es simétrica al eje vertical del origen, e impar si no es simétrica al eje vertical del origen. Una función con un periodo  $T$  es simétrica de media onda si satisface la siguiente condición:

$$f(t) = -f(t \pm T/2) \quad (3.13)$$

Si  $f(t)$  tiene una simetría de media onda y es ya sea función par o impar, entonces tiene simetría de un cuarto de onda par o impar. El uso de las simetrías simplifica el cálculo de los coeficientes de Fourier en 3.8 o 3.10.

### 3.3.4 Transformada de Fourier

La transformada de Fourier de una función  $f(t)$  se define como:

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-j\omega t} dt \quad (3.14)$$

Y  $f(t)$  es llamada como la transformada inversa de Fourier de  $F(\omega)$ , y se define como:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} F(\omega) e^{j\omega t} dt \quad (3.15)$$

Las ecuaciones 3.15 y 3.14 a veces son llamadas transformadas pares de Fourier y son usadas para encontrar cualquier función en un intervalo de  $(-\infty, \infty)$  en el dominio del tiempo o de la frecuencia dentro de una función continua en el dominio inverso. La clave de la propiedad de la transformada de Fourier es la habilidad para examinar tanto una función como una forma de onda desde la perspectiva del dominio de la frecuencia como en el del tiempo. Una función dada puede tener dos modos equivalentes de representación y es llamada  $f(t)$ , y la otra en el dominio de la frecuencia y es llamada  $F(\omega)$ . La ecuación 3.14 transforma la función en el tiempo a un espectro de frecuencia y la 3.15 sintetiza el espectro de frecuencia a la función de tiempo.

### 3.3.5 Transformada discreta de Fourier

Cuando el espectro del dominio de la frecuencia y la función en el dominio del tiempo son ambas muestras de funciones periódicas con  $N$  muestras por periodo, 3.14 y 3.15 pueden ser representadas por la siguiente transformada discreta de Fourier par (TDF):

$$F(k\Delta\Omega) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n\Delta T) e^{-j2\pi kn/N} \quad (3.16)$$

$$f(n\Delta T) = \sum_{k=0}^{N-1} F(k\Delta\Omega) e^{j2\pi kn/N} \quad (3.17)$$

Donde  $k, n=0,1,\dots,N-1, \Delta\Omega=2\pi/\Delta T$  y  $\Delta T=T/N$ .

La TDF a veces es usada en la medición de armónicos porque los datos de medición están siempre disponibles en la forma de onda de una muestra de una función de tiempo. El tiempo evaluado en una función de tiempo es representado por una serie de puntos de



tiempo conocidos como magnitud separados por intervalos de tiempo de una duración limitada.

El análisis de Fourier se puede hacer con TDFs. Las TDFs son calculadas por el uso de transformadas rápidas de Fourier (TRF). Las técnicas TRF son métodos muy rápidos para hacer cálculos de DFT 3.16 y 3.17 permiten la evaluación de una gran número de funciones. Hay una gran diversidad de algoritmos de TRF que pueden ser fácilmente usados para el análisis de armónicos.[12]

### 3.3.6 Aplicación de las series de Fourier

Las series de Fourier: El principal ámbito de aplicación de modelado y simulación de armónicos es en el estudio del periodo, Y distorsión del estado estable. Las series de Fourier para una función periódica  $f(t)$ , regular e integrable, del período T segundos y frecuencia fundamental  $f = 1 / T$  Hz, ó  $\omega = 2\pi f$  rad/s, puede ser escrito como [3]:

$$f(t) = C_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \{C_n \sin(n\omega t + \phi_n)\} \quad (3.18)$$

Donde  $C_0$  es el valor dc de la función.  $C_n$  es el valor pico de la enésima componente armónica y  $\phi_n$  es su ángulo fase. Una trama de amplitudes armónicas normalizadas es  $C_n/C_1$  es llamada el espectro de la magnitud armónica, como se ilustra en la Figura 3.19. La superposición de componentes armónicas para crear la forma de onda original se muestra en la Figura 3.20.

Dominio de aplicación: En general uno puede pensar en dispositivos que producen distorsión exhibida como una relación no lineal entre la tensión y la corriente. Tales relaciones pueden dar lugar a varias formas de distorsión resumidas como sigue:

- Un periodo en estado de equilibrio existe y la distorsión de la forma de onda tiene una serie de Fourier con una frecuencia fundamental igual a la frecuencia de los sistemas eléctricos.
- Un periodo en estado de equilibrio existe y la distorsión de la forma de onda tiene una serie de Fourier con una frecuencia fundamental que es un submúltiplo de la frecuencia de los sistemas eléctricos.
- La forma de onda no es periódica pero puede ser expresada como una serie trigonométrica. En este caso los componentes de la serie de Fourier que no son múltiplos integrante de la frecuencia de poder se denominan a veces armónicos "no enteros".
- La forma de onda no es periódica donde la serie de Fourier es una aproximación [13].

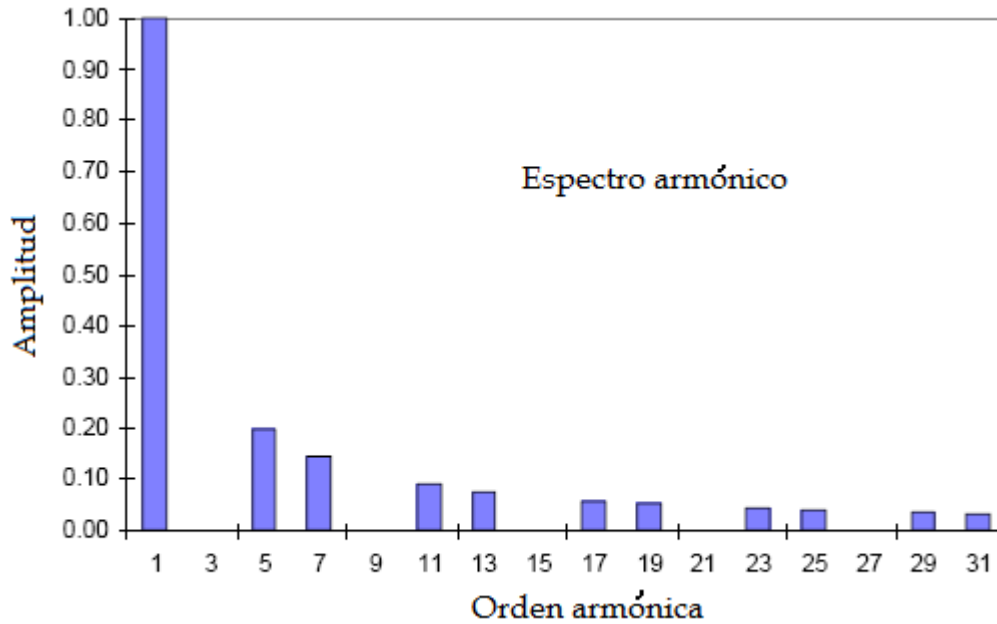


Figura 3.1 Espectro armónico (amplitud).

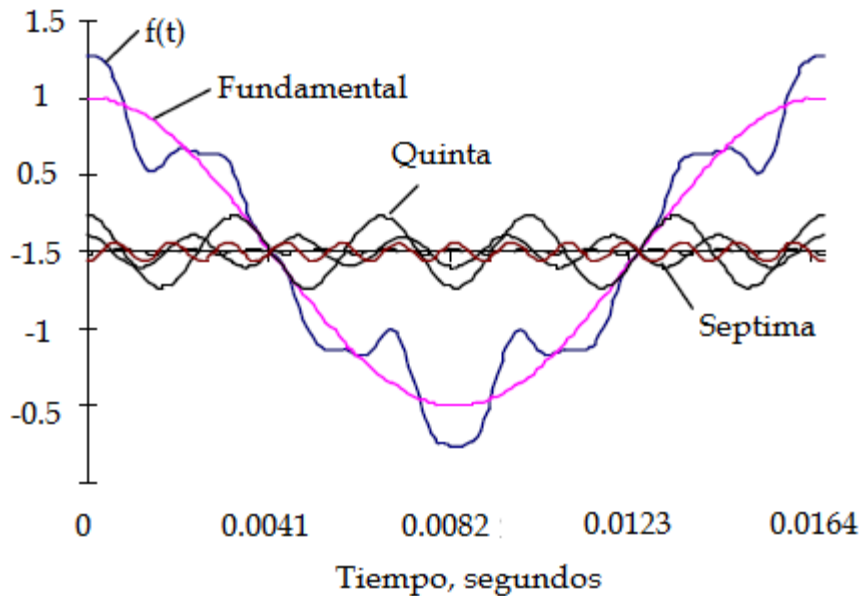


Figura 3.2. Síntesis de una forma de onda con armónicas.

El primer caso es comúnmente encontrado y hay varias ventajas en la utilización de la descomposición en términos de armónicos. Los armónicos tienen una interpretación física y una apelación intuitiva. Desde la red de transmisión, por lo general es modelado como un sistema lineal, la propagación de cada armónico puede ser estudiada independiente de las otras. El número de armónicos que se considera por lo general es pequeño, lo cual simplifica el cálculo. Consecuencias tales, como las pérdidas, pueden estar relacionadas

con los componentes armónicos y las medidas de calidad de la forma de onda se puede desarrollar en términos amplitudes armónicas.

Ciertos tipos de impulsos o cargas moduladas crean formas de onda correspondientes a la segunda categoría. La tercera categoría puede ocurrir en algunos sistemas modulados de pulsos anchos. Algunas situaciones prácticas, tales como hornos de arco y corrientes de transformador de irrupción, corresponden al cuarto caso. Los hornos de arco DC utilizan rectificadores de corriente multifase convencionales, pero el subyacente proceso de fusión no es un proceso estacionario. Cuando se hace referencia a los armónicos en este caso corresponde a la forma de onda periódica que se obtendría si las condiciones del horno se mantienen constantes a lo largo de un período de tiempo. El modelado de armónicos puede dar idea de algunas de los posibles problemas transitorios, pero los estudios llegan a ser muy importantes.

### **3.4 Origen de los armónicos**

El origen de Armónicos: Se resumen a continuación, las principales fuentes de armónicos en los sistemas de energía convencionales.

1. Dispositivos de conmutación electrónica: Equipos de procesamiento de energía eléctrica, utilizan dispositivos de conmutación. El proceso de cambio es por lo general, pero no necesariamente, sincronizado a la red de tensión de corriente alterna.

2. Dispositivos con relación no lineal de tensión y/o corriente: Reactores de núcleo de hierro y arcos de carga son típicos ejemplos de este tipo de dispositivos. Cuando son excitados con una tensión de entrada periódico, la curva no lineal  $v-i$  conduce a la generación de corrientes armónicas.

#### **3.4.1 Fuentes armónicas**

Las fuentes armónicas quizás también muestren características de variación de tiempo. Dado que las normas y la práctica permiten a las directrices armónicas ser violadas durante cortos períodos de tiempo, incluso las características de variación de tiempo de fuentes armónicas pueden ser útiles y pueden presentar una más realista imagen de distorsiones reales. Más investigación es necesaria en este ámbito

##### **3.4.1.1 Fuentes de tensión - corrientes no lineales**

Las fuentes más comunes en esta categoría son transformadores (debido a sus requerimientos de magnetización no lineal), los fluorescentes, luminarias de descarga de gas, y dispositivos tales como hornos de arco. En todos los casos existe una relación no lineal entre la corriente y la tensión. Las corrientes armónicas generadas por estos dispositivos pueden afectar significativamente a las formas de onda y los valores pico de tensión del suministro. Es conveniente representar a los dispositivos con sus características no lineales reales  $v-i$  en los estudios de armónicos, en lugar de fuentes de corriente armónica de tensión independiente.

### 3.4.1.2 Convertidores electrónicos de potencia

Ejemplos de dispositivos de electrónica de potencia son los controladores de velocidad ajustable, enlaces HVDC, y los compensadores estáticos de VARs. En comparación con los dispositivos no lineales  $v-i$ , los armónicos de estos dispositivos son menos sensibles a la variación y distorsión del suministro de tensión. Por lo tanto Los modelos de corriente armónica, son comúnmente utilizados para representar a estos dispositivos. Como se discutió antes, los ángulos de la fase de las fuentes de corriente son funciones del ángulo de fase de la alimentación de tensión. Estos deben ser modelados adecuadamente para el análisis de armónicos tomando en consideración más de una fuente. Los dispositivos son sensibles a la alimentación de tensión en desequilibrio. Para grandes dispositivos electrónicos de poder, tales como las terminales HVDC y el nivel de transmisión SVCs, pueden ser necesarios modelos en tres fases detallados. Son tomados en cuenta en el modelo, factores tales como la generación armónica dependiente del ángulo de disparo y el suministro de tensión en desequilibrio.

### 3.4.1.3 Máquinas rotativas

Las maquinas rotativas pueden ser también una fuente de armónicos. El mecanismo de generación de armónicos en máquinas síncronas es único. No puede ser descrito por el uso de cualquier modelo de dispositivo no lineal  $v-i$  o el modelo de conmutador electrónico de poder. Sólo las principales máquinas de polos síncronos, operadas bajo condiciones de desequilibrio, pueden generar armónicos con magnitudes suficientes. En este caso, una corriente en desequilibrio experimentada por el generador, produce una segunda corriente armónica en el campo, la que en sintonía, induce una tercera corriente armónica en el estator. De manera similar, la tensión del sistema distorsionada puede causar que las máquinas produzcan armónicos. Han sido propuestos modelos para representar estos mecanismos [8]. Para los casos de la saturación causada por la generación de armónicos de máquinas rotativas, puede utilizarse el modelo no lineal  $v-i$ .

### 3.4.1.4 Fuentes de alta frecuencia

Avances en dispositivos de electrónica de potencia han creado una amplia gama de nuevas técnicas de conversión de energía. El balastro electrónico para lámparas fluorescentes es un ejemplo. En general, estos sistemas emplean conmutadores de alta frecuencia para lograr una mayor flexibilidad en la conversión de energía. Con un diseño apropiado, estas técnicas se pueden utilizar para reducir armónicos de baja frecuencia. Se crea una distorsión en la frecuencia de conmutación, que es en general superior a 20 kHz. En altas frecuencias, la distorsión de corriente en general no penetra mucho en el sistema, pero la posibilidad del sistema de resonancia en la frecuencia de conmutación puede todavía existir.

### 3.4.1.5 Fuentes armónicas fraccionadas

Existen varios sistemas electrónicos de potencia que producen distorsión en las frecuencias, que son armónicos de una frecuencia base distinta de 60 Hz. Existen también dispositivos que producen distorsión en frecuencias discretas que no son múltiplos enteros

de la frecuencia base. Algunos dispositivos tienen formas de onda que no pertenecen a una serie de Fourier o a una representación de serie trigonométrica. A falta de terminología estándar, vamos a llamar a estas fuentes no-armónicas. El modelado de este tipo de fuentes de armónicos, han atraído recientemente, mucho intereses para su investigación.

### 3.5 Cantidades eléctricas bajo condiciones no sinusoidales

Cuando en estado estacionario los armónicos están presentes, la tensión y corriente instantánea puede ser representada por la serie de Fourier como se muestra a continuación:

$$v(t) = \sum_{h=1}^{\infty} v_h(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} V_h \sin(h\omega_0 t + \theta_h) \quad (3.19)$$

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} i_h(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin(h\omega_0 t + \delta_h) \quad (3.20)$$

Donde los términos de DC son usualmente ignorados para simplificar,  $V_h$  e  $I_h$  son valores rms para el  $h_{\text{esimo}}$  orden del armónico de tensión y corriente, respectivamente.

La potencia instantánea se define como:

$$p(t) = v(t)i(t) \quad (3.21)$$

Y la potencia activa sobre un período T de  $p(t)$  es definida como:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt \quad (3.22)$$

Si sustituimos 3.21 y 3.22 en 3.23 y hacemos uso de las relaciones ortogonales, se puede mostrar cómo:

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos(\theta_h - \delta_h) = \sum_{h=1}^{\infty} P_h \quad (3.23)$$

Vemos que cada armónico hace una contribución, ya sea más o menos, a la potencia activa. La potencia activa generada por los armónicos es usualmente más pequeña en comparación de la potencia activa fundamental.

Aplicando las relaciones ortogonales, los valores rms de 3.21 y 3.22 son probados como:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} = \sqrt{V_1^2 + V_H^2} \quad (3.24)$$

$$y \quad I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} = \sqrt{I_1^2 + I_H^2} \quad (3.25)$$

Respectivamente.

La potencia aparente es dada por:

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (3.26)$$

Una definición ampliamente usada de la potencia aparente es:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (3.27)$$

donde Q es la potencia reactiva definida como:

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_k \sin(\theta_h - \delta_k) \quad (3.28)$$

y D es definida como la distorsión de los voltamperes a los cuales corresponden los productos de las corrientes y tensiones de componentes a distintas frecuencias en 3.19 y 3.20.

Cuando los armónicos no están presentes en 3.26, S es igual a  $V_1 I_1$  la cual es convencionalmente definida como la potencia aparente a la frecuencia fundamental. Bajo una situación sinusoidal, la ecuación de potencia la relación entre la potencia activa, reactiva y aparente, se define como:

$$(V_1 I_1) = P_1^2 + Q_1^2 \quad (3.29)$$

Donde  $Q_1 = V_1 I_1 \sin(\theta_1 - \delta_1)$  es la potencia reactiva fundamental definida en 3.28 para  $h=1$ . [14-19]

El concepto de factor de potencia es originado a partir de la necesidad de cuantificar que tan eficientemente una carga utiliza la corriente que demanda del sistema eléctrico de AC. Sin importar si es una condición sinusoidal o no, el factor de potencia total es definido por:

$$pf = \frac{P}{S} \quad (3.30)$$

Donde P es la potencia activa contribuida por la componente de la frecuencia fundamental y otros componentes de armónicos, como se muestra en 3.23. En una de las siguientes secciones, mostraremos la relación entre el factor de potencia y algunos índices de distorsión armónicos.

### 3.5.1 Armónicas de secuencia de fase

Para un sistema trifásico balanceado bajo condiciones sinusoidales, la armónica de  $h$ ésima orden de tensión de cada fase puede ser expresada como:

$$V_{ah}(t) = \sqrt{2}V_h \sin(h\omega_0 t + \theta_h) \quad (3.31)$$

$$V_{bh}(t) = \sqrt{2}V_h \sin(h\omega_0 t - 2h\pi/3 + \theta_h) \quad (3.32)$$

$$V_{ch}(t) = \sqrt{2}V_h \sin(h\omega_0 t + 2h\pi/3 + \theta_h) \quad (3.33)$$

Por lo tanto, la secuencia de fase armónica en un sistema trifásico equilibrado tiene el patrón demostrado en la tabla 3.1.

orden de armónica	secuencia de fase
1	+
2	-
3	0
4	+
5	-
6	0

Tabla 3.1. Secuencias de fase armónicas en un sistema trifásico balanceado

Observando la tabla 3.1, encontramos que la secuencia negativa y cero también se representan en el sistema, y todos los triplens son completamente de secuencia cero. El patrón de secuencia simple anterior no es válido para sistemas desbalanceados, por lo que se requiere un análisis más complicado.

### 3.6 Índices de armónicos

En el análisis de armónicos hay diversos índices importantes usados que describen los efectos de los armónicos en los componentes de los sistemas eléctricos y de comunicaciones. En esta sección se definen esos índices de armónicos de uso común.

#### 3.6.1 Distorsión armónica total (factor de distorsión)

El índice más común de armónicos es:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad \text{o} \quad THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (3.34)$$

El cual se define como la relación entre el valor rms de los componentes armónicos con el valor rms de los componentes fundamentales y usualmente se expresa como porcentaje. Este índice es usado para medir la desviación periódica de la forma de onda conteniendo armónicos a partir de una sinusoidal perfecta. Para una senoide perfecta a frecuencia fundamental el THD es cero. Similarmente, las medidas individuales de la distorsión armónica para la tensión y corriente en el  $h_{esimo}$  orden son definidos como  $V_h/V_1$  y  $I_h/I_1$ , respectivamente.

### 3.6.2 Demanda de distorsión total

La demanda de distorsión total (TDD) es la corriente total de distorsión armónica definida como:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \quad (3.35)$$

Donde  $I_L$  es la demanda máxima de corriente de la carga (15 ó 30 minutos de demanda) a frecuencia fundamental en el punto común de unión (PCC), calculada como la corriente promedio de las demandas máximas para los doce meses anteriores. El concepto de TDD es particularmente relevante en la aplicación de la norma IEEE 519.

### 3.6.3 Factor de influencia telefónica

El factor de influencia telefónico (TIF) es la medida usada para describir el ruido telefónico utilizado por las corrientes y tensiones armónicas en un sistema eléctrico. TIF es ajustado en base a la sensibilidad del sistema telefónico y el oído humano a ruido a diversas frecuencias. Se define como:

$$TIF_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h V_h)^2}}{V_{rms}} \quad \text{o} \quad TIF_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h I_h)^2}}{I_{rms}} \quad (3.36)$$

Donde  $w_h$  es un conteo para el audio y los efectos del acoplamiento inductivo del  $h_{esimo}$  armónico de frecuencia. Obviamente, el TIF es una variación previamente definida THD donde la raíz cuadrada de la sumatoria de los cuadrados es promediado usando los factores de reflexión a la respuesta en la banda de voz.

### 3.6.4 Productos V.T e I.T

Otro índice de distorsión que da una medida de la interferencia armónica en circuitos de audio similar al TIF es el producto VT ó IT, donde V es la tensión rms en volts, I es la corriente rms en amperes, y T es el TIF. En la práctica, la interferencia telefónica se expresa como VT ó IT, la cual se define como:



$$V \bullet T = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h V_h)^2} \quad \text{o} \quad I \bullet T = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h I_h)^2} \quad (3.37)$$

Donde  $w_h$  es lo mismo a lo previamente descrito; si  $kVT$  ó  $kIT$  son usados, entonces el índice debe ser multiplicado por un factor de 1000. La ecuación 3.37 se refiere a el factor que en el índice es el producto de la tensión o corriente armónica correspondiente al factor de influencia telefónico. Observando 3.36 y 3.37, encontramos que:

$$TIF_V \cdot V_{rms} = V \cdot T \quad \text{y} \quad TIF_I \cdot I_{rms} = I \cdot T \quad (3.38)$$

### 3.6.5 C-Message Weighted Index

El C- Message Weighted Index es similar al TIF, excepto que  $c_h$  es usado en vez de  $w_h$ . El weighting es derivado de las pruebas de audio que indican la molestia relativa del sonido por la interferencia de una señal de frecuencia  $f$  como se oye a un set telefónico tipo 500. Este índice se define como:

$$C_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (c_h V_h)^2}}{V_{rms}} \quad \text{o} \quad C_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (c_h I_h)^2}}{I_{rms}} \quad (3.39)$$

La relación entre el TIF y el C message es

$$w_h = 5c_h f_h \quad (3.40)$$

Donde  $f_h$  es la frecuencia del  $h_{esimo}$  orden de armónico.

### 3.6.6 Factor K de un transformador

El factor K para un transformador es el índice usado para calcular la reducción de su capacidad nominal cuando las corrientes armónicas están presentes [20]. El factor K se define como:

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} h^2 (I_h / I_1)^2}{\sum_{h=1}^{\infty} (I_h / I_1)^2} \quad (3.41)$$

Donde  $h$  es el orden del armónico y  $I_h/I_1$  es la distorsión armónica correspondiente de la corriente. 3.41 es calculado en base a asumir que las pérdidas por corrientes de eddy del devanado del transformador son producidas por cada orden armónico proporcional al cuadrado del orden del armónico y al cuadrado de la magnitud del componente armónico.

Un transformador con factor K es construido para soportar más tensión con distorsión que los transformadores normales. El factor K actualmente se refiere el calor excesivo el cual debe ser disipado por el transformador. Se considera en el diseño e instalación para cargas no lineales, y es usado como una nueva especificación para reemplazar equipo de fuentes de alimentación. La tabla 3.2 muestra los típicos transformadores con factor K disponibles, donde todos los transformadores regulares caen dentro la categoría K-1.

Transformadores con Factor K
k-4
k-9
k-13
k-20
k-30
k-40

Tabla 3.2 Muestra los transformadores con factor K disponibles

### 3.6.7 Distorsión del factor de potencia

Cuando la tensión y la corriente contienen armónicos, pueden ser mostrados [21] como:

$$V_{rms} = V_1 \sqrt{1 + (THD_V / 100)^2} \quad (3.42)$$

Y

$$I_{rms} = I_1 \sqrt{1 + (THD_I / 100)^2} \quad (3.43)$$

Sustituyendo 3.26 y 3.27 en 3.36; el factor de potencia total (3.32) se da por:

$$fp_{tot} = \frac{P}{V_1 I_1 \sqrt{1 + (THD_V / 100)^2} \sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}} \quad (3.44)$$

En la mayoría de los casos, solo una pequeña porción de la potencia activa de P es contribuida por los armónicos y la distorsión armónica total de tensión es menos del 10%. Entonces puede ser expresada como:

$$fp_{tot} \approx \frac{P_1}{V_1 I_1} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}} \quad (3.45)$$

$$= \cos(\theta_1 - \delta_1) \cdot pf_{dist}$$

En 3.47, el primer término,  $\cos(\theta_1 - \delta_1)$  es conocido como el desplazamiento del factor de potencia. Porque el desplazamiento del factor de potencia no es mayor que otro, entonces tenemos:

$$fp_{tot} \leq fp_{dist} \quad (3.46)$$

Obviamente para una sola carga monofásica no lineal, un sistema eléctrico soporta cantidades considerables de armónicos sin causar problemas. Esto significa que la impedancia del sistema es menor comparada con la de la carga. De cualquier manera se convierte en un contribuidor de problemas por resonancia cuando una distorsión severa se presente.

Asumiendo que todas las cargas no lineales se pueden representar como inyecciones de corrientes armónicas, la tensión armónica en cada bus del sistema eléctrico puede ser obtenido resolviendo la siguiente matriz de impedancias o ecuaciones de admitancias nodales para todos los ordenes de armónicos bajo la consideración:

$$V_h = Z_h \cdot I_h \quad (3.47)$$

$$I_h = Y_h \cdot V_h \quad (3.48)$$

Donde  $V_h$  es el vector del  $h_{esimo}$  armónico de tensión en cada bus que será determinado.  $Z_h$  es la matriz de impedancia armónica del sistema.  $Y_h$  es la matriz de admitancia armónica del sistema, e  $I_h$  es el vector de las corrientes armónicas medidas o estimadas representando las cargas generadoras de armónicas conectadas en el bus del sistema.

En 3.47,  $Z_h$  puede ser obtenida usando el algoritmo de Zbus para cada armónico de interés ó del inverso de  $Y_h$  en 3.48; pero los efectos armónicos en diferentes componentes del sistema y las cargas necesitan ser modeladas apropiadamente [22]. Las aproximaciones para el análisis basadas en 3.47 o 3.48 son comúnmente llamadas métodos de inyección de corrientes. Las ecuaciones son usadas en conjunto con las corridas de flujo de potencia a frecuencia fundamental. A través de la matriz de impedancia o admitancia armónica, y las corrientes armónicas inyectadas por las cargas no lineales para todos los armónicos bajo consideración, la tensión de distorsión armónica en cada bus puede ser determinado. La referencia [22] describe otros métodos de análisis armónico.

Observando 3.49, vemos que la impedancia del sistema armónico juega un papel importante, especialmente cuando se presenta resonancia en el sistema. La resonancia es definida como la amplificación de la respuesta del sistema eléctrico a una excitación periódica cuando la frecuencia es igual a la frecuencia natural del sistema. Para un simple circuito LC excitado por una corriente armónica, la reactancia inductiva y capacitiva vistas desde la fuente de corriente armónica son iguales a la frecuencia resonante  $fr = 1/(2\sqrt{LC})$ .

En un sistema eléctrico, los problemas por resonancia más significativos son causados por una gran carga capacitiva instalada para corregir el factor de potencia ó propósitos de regulación de tensión.

La frecuencia de resonancia del sistema con reactancia inductiva y capacitiva a veces ocurre cerca del quinto o séptimo armónico. Como sea, no son usuales los problemas de resonancia en el undécimo ó treceavo armónico. Hay dos tipos de resonancias: en serie ó paralelo. La resonancia serie es una baja impedancia al flujo de la corriente armónica; la resonancia paralelo es una alta impedancia al flujo de la corriente armónica.

### 3.6.8 Resonancia Serie

Como se muestra en la figura 3.3, si el banco de capacitores está en serie con el sistema de reactancia y crea una baja impedancia el paso de la corriente armónica, una condición de resonancia serie puede resultar. La resonancia serie puede causar una alto nivel de distorsión en la tensión entre la inductancia y el capacitor debido a la corriente armónica concentrada en el sendero de baja impedancia. La resonancia serie a veces causa fallas en el capacitor o en los fusibles por la sobrecarga. La condición de resonancia serie esta dad por:

$$h_r = \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} \quad (3.49)$$

Donde  $h_r$  es el orden armónico de la frecuencia de resonancia.

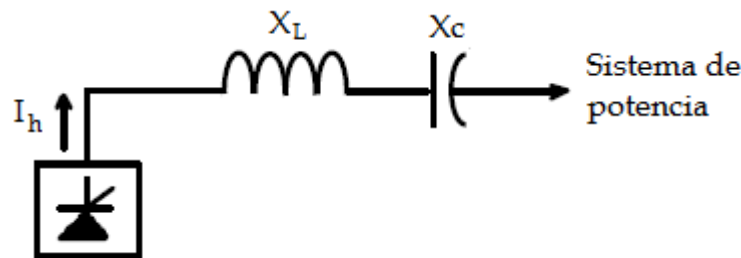


Figura 3.3 Resonancia serie

### 3.6.9 Resonancia paralelo

La figura 3.4 muestra la topología del circuito en el cual la resonancia paralelo es como ocurre cuando la reactancia inductiva paralelo y la reactancia paralelo del capacitor del sistema son iguales a cierta frecuencia, y la combinación paralelo aparece en una impedancia mayor a la fuente del armónico. La frecuencia donde se encuentra la mayor impedancia es la frecuencia de resonancia. Cuando existe una resonancia paralelo en el sistema eléctrico, pueden ocurrir amplificaciones significativas de tensiones y corrientes de distorsión. La tensión de bus altamente distorsionada puede causar flujo de corrientes distorsionadas en circuitos adyacentes. La corriente amplificada puede traducirse a la falla de algún equipo.

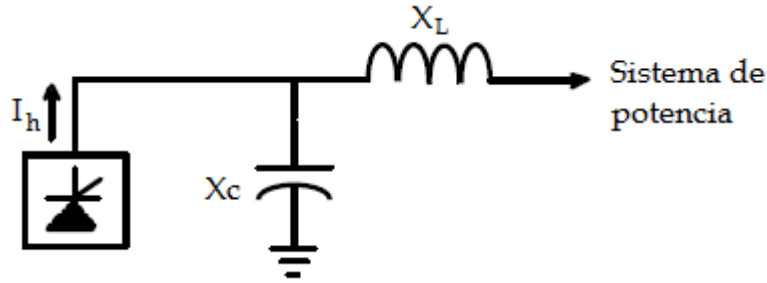


Figura 3.4 Resonancia paralelo

Cuando la resonancia paralela ocurre en el circuito de la figura 3.4, la frecuencia puede ser determinada por:

$$h_r = \sqrt{\frac{X_c}{X_L}} = \sqrt{\frac{MVA_{sc}}{MVAR_{CAP}}} \quad (3.50)$$

Donde  $MVA_{sc}$  son los MVA de corto circuito en el punto de conexión de la carga armónica y los  $MVAR_{CAP}$  son los MVAR nominales del capacitor. Esto debe entenderse que esta aproximación es solo exacta para sistemas con alta relación X/R.

Otro esquema de resonancia es mostrado en una red de distribución de la figura 3.5. Si alguna parte de la inductancia del alimentador aparece entre el grupo de los bancos de capacitores menores, el sistema puede presentar una combinación de muchas resonancias series y paralelas, los efectos de resonancia son menores que los causados por un elemento resonante grande. Para este problema de resonancia, programas más sofisticados de análisis deben ser empleados para predecir las características armónicas del sistema.

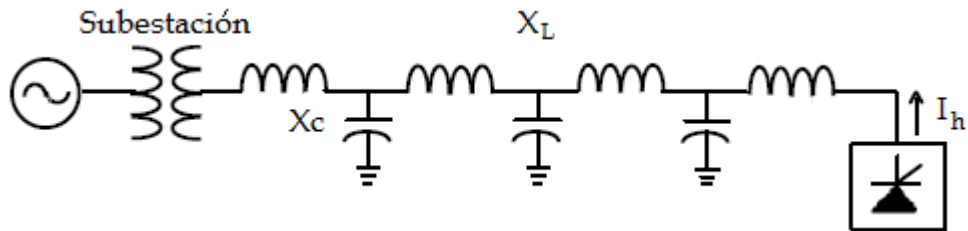


Figura 3.5 Resonancia distribuida

### 3.7 Soluciones a armónicas

Los filtros pasivos de armónicos son un método efectivo de mitigación de armónicos. Los filtros pasivos son generalmente diseñados para proveer un camino para las corrientes armónicas en el sistema eléctrico. Dos tipos comunes de filtros son los serie y derivados. Los filtros serie son caracterizados como una resonancia paralelo y tipo bloqueante los cuales tienen alta impedancia a su frecuencia elegida. El reactor supresor es usado en electrónica de potencia por ejemplo. Los filtros derivados son caracterizados como una

resonancia serie y tipo trampa los cuales tienen una baja impedancia a su frecuencia seleccionada. Los filtros LC de una frecuencia son los más comunes en el diseño de sistemas eléctricos.

Corrientes armónicas en un sistema eléctrico pueden ser reducidas cambiando las fases entre las cargas no lineales en diferentes ramas. Un método popular es el llamado de multiplicación de fase operado en seis pulsos separados en un convertidor estático (doce pulsos o más) en serie al lado de DC y en paralelo en el lado de AC a través del cambio de fase en transformadores (delta-delta y delta estrella), así que autocancelen los armónicos. A veces un transformador especial diseñado (zigzag) es usado como trampa triplen para las corrientes armónicas y para prevenir los regresos de flujo de corriente a la fuente desde la carga no lineal. Estos transformadores son usualmente diseñados para proveer una baja impedancia armónica. Así que tienen corrientes circulantes armónicas entre el transformador y la carga no lineal.

Las técnicas de filtros activos [16] han llamado más la atención en años recientes. Censando las tensiones y/o corrientes en la carga no lineal, los filtros activos usan ya sea 1) inyección de armónicos a  $180^\circ$  desfasados con respecto a los armónicos de la carga 2) inyección / absorción de ráfagas de corriente para mantener la forma de onda de la tensión con una tolerancia aceptable.

Estas aproximaciones proveen un filtrado efectivo de armónicos y eliminan algunos efectos adversos de los filtros pasivos así como el envejecimiento de los componentes y problemas de resonancia.

Las normas de armónicos proveen soluciones útiles a los armónicos. Las normas recientes como la IEEE 519-1992[24] y la IEC 1000-3-2 [25] enfatizan en la colocación de limitantes de las corrientes armónicas producidas por las cargas no lineales para consumidores y la distorsión de la tensión de bus armónica en la red para aplicaciones eléctricas.

## CAPITULO 4

### ESTUDIOS DE PROPAGACION DE ARMONICOS EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION

#### 4.1 Introducción

Los estudios de propagación armónica empiezan con el desarrollo de los modelos de dispositivos del sistema eléctrico. En casi todos los estudios, no es factible incluir modelos detallados de cada componente del sistema. Los sistemas eléctricos interconectados típicamente incluyen centenares de generadores, líneas de transmisión, y aun más líneas de distribución y cargas de clientes. Los sistemas tienen más cargas que pueden ser modeladas individualmente. Cada estudio armónico debe comenzar con una determinación del rango de frecuencias de interés y la selección de los componentes de sistema que serán modelados.

#### 4.2 Modelado del sistema de distribución

Si bien los sistemas de distribución y los sistemas de transmisión tienen los mismos componentes (líneas, transformadores y máquinas) hay importantes diferencias prácticas en el desarrollo de modelos de sistemas para los dos tipos de sistemas. Los sistemas de distribución, de hecho, se dividen en dos niveles distintos, distribución primaria y distribución secundaria. La distribución secundaria está por debajo de los 600 volts, y típicamente es utilizada por el consumidor de electricidad. La distribución primaria en general se extiende de 4kv a 36kv, y es típicamente utilizada por la distribuidora. Hay dos razones para llevar a cabo un estudio armónico en sistemas de distribución: en primer lugar, para estudiar el impacto de una nueva y grande fuente armónica y, en segundo lugar, para examinar un problema de armónicas en un sistema existente.

##### 4.2.1 Modelado trifásico y modelado monofásico.

La primera decisión a tomar en cualquier estudio de armónicos en un sistema de distribución es, si se requiere un modelo trifásico o si basta con un modelo monofásico. El modelo trifásico es necesario cuando:

- Una combinación de transformadores con conexión estrella-estrella y/o delta-estrella, provoca la cancelación de armónicas.
- Están presentes capacitores monofásicos o en desbalance.
- Las corrientes a tierra o residuales son importantes en el estudio.
- Está presente una carga desbalanceada significativa.

Como uno o más de estos casos está presente en muchos sistemas de distribución, a menudo es recomendada la aplicación de un modelo trifásico en cualquier estudio de sistemas de distribución. Los típicos casos en que un modelo monofásico puede ser suficiente son:

- Una gran y única fuente armónica trifásica es la causa del estudio.
- El resto del sistema está bien equilibrado.
- Las corrientes de tierra no son un problema.

El modelo monofásico del sistema puede ser atractivo, ya que es un tercio del tamaño del modelo trifásico y los resultados pueden ser más compactos y más fáciles de interpretar. Además, solo debería emplearse cuando está claro que es suficiente para el caso de estudio que se va a realizar.

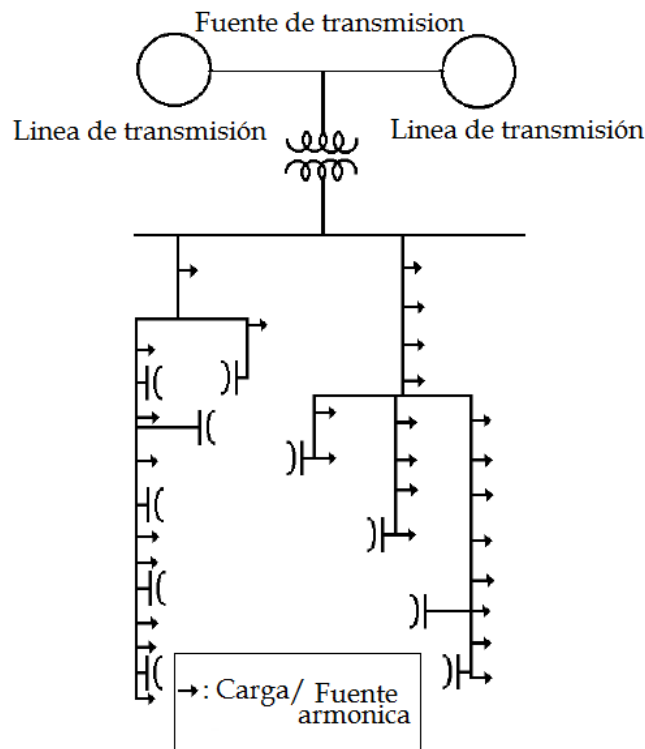


Figura 4.1. Diagrama de una línea del clásico sistema de distribución primaria.

#### 4.2.2 El alcance del modelo del sistema.

La mayoría de los sistemas de distribución están vinculados a la red eléctrica interconectada. Las excepciones son determinadas por los sistemas autónomos, como se encuentran en las plataformas de perforación petrolera. En sistemas autónomos, esto puede ser factible para todo el modelo del sistema de potencia. En otros casos, sin embargo, el sistema es demasiado grande para el modelo completo. Es necesario tomar una decisión en cuanto a que componentes modelar a detalle, y que zonas del sistema pueden ser modeladas con una red equivalente.



Un sistema de distribución primaria se muestra en la figura 4.1. El sistema es radial, con la potencia suministrada al sistema a través de un transformador de la red de transmisión. En muchos casos, es suficientemente preciso representar a la red de transmisión por su corto circuito equivalente de resistencia e inductancia a 60 Hz. Debe haber una consideración del hecho de que la fuerza del cortocircuito del sistema suministrado va a cambiar dependiendo de la configuración del sistema. Un modelo más detallado es necesario cuando la capacitancia está presente en el sistema de transmisión, cerca del transformador, o en cualquier caso en que la inyección de armónicas en la red de transmisión es de interés.

El aspecto final de modelado a ser considerado, es que el sistema de transmisión puede ser una importante fuente de armónicas de la red de distribución. La única manera de determinar si éste es el caso, es a través de mediciones en el transformador secundario. En la mayoría de los casos, estas mediciones se podrán realizar sobre la corriente y tensión existente en los transformadores de tensión. Las mediciones deben hacerse con un instrumento que proporcione información del ángulo de fase, así como información de la magnitud. La longitud de tiempo durante el cual las mediciones son necesarias deben determinarse caso por caso.

Para un estudio de propagación armónica en el sistema primario, los componentes del sistema deben ser modelos como los más apropiados para el rango de frecuencias del estudio. Normalmente, la capacidad de líneas y transformadores no deben ser incluidos en estudios de armónicas de orden inferior. La interacción de capacitores, del factor de potencia, la línea y la fuente de inductancias son el principal impulsor de la impedancia armónica en armónicas de orden inferior, por lo que estas deben ser modeladas con cuidado. El aumento de la resistencia de línea, debido al efecto piel, proporciona una mayor amortiguación en el sistema de puntos de resonancia y debe ser incorporado en el modelo.

El componente final del sistema de distribución es el modelo de carga. El modelado de carga es difícil, ya que no es posible o conveniente identificar exactamente lo que es la carga en cualquier punto dado en el tiempo. El modelo de carga, por lo tanto, es algo empírico en la naturaleza, y los diferentes métodos de determinación de modelos de carga están en uso.

Como se indica en la figura 4.1, la mayoría, si no es que todas las cargas del sistema, generan corrientes armónicas en cierta medida. Cada sistema tendrá algunos antecedentes a nivel armónico, incluso cuando grandes fuentes de armónicas no están presentes. Un modelo genérico de carga, por lo tanto, incluye tanto una fuente armónica como una impedancia armónica. Un ejemplo de modelo de carga se muestra en la figura 4.2. La impedancia serie es a menudo la que incluye el efecto del transformador de distribución. Varios métodos diferentes se han utilizado para seleccionar los valores de impedancia en derivación para una determinada carga [26,27]. Un método es el modelo de motor de carga por separado de la otra carga. La carga pasiva MVA se convierte en un equivalente paralelo RL de la impedancia. La carga del motor es modelada como un único motor de inducción acumulado con las apropiadas fugas de reactancias y resistencias del estator y rotor.

Otra cuestión en el desarrollo del modelo, es la agregación de carga, ya que no es necesario o factible modelar cada carga individualmente. Las cargas de la línea de alimentación pueden ser agregadas en grupos bastante grandes, sin excesiva pérdida de precisión. Para los alimentadores que participan en este estudio, la carga se agrupa en aproximadamente 10 equivalencias por alimentador.

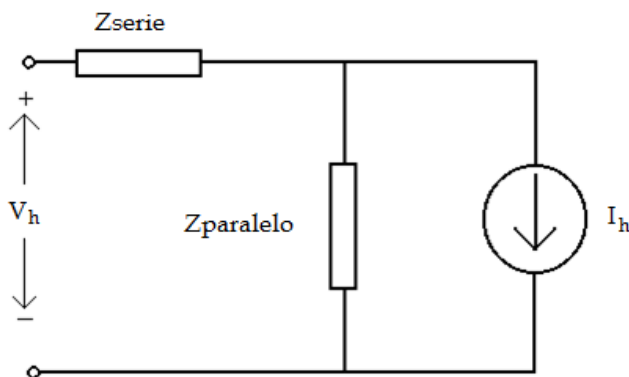


Figura 4.2. Modelo genérico por carga de fase

Muchos estudios armónicos implican un pequeño número de grandes fuentes de armónicas. En estos estudios, el nivel de armónicas de regreso por tierra es a menudo ignorado y considerado por separado como una fuente de error. Sin embargo el nivel de armónicas de regreso por tierra, es importante por varias razones, incluso en el diseño de filtros de armónicas. En la actualidad, la única manera de determinar los niveles de regreso por tierra en un sistema dado, es a través de la medición. Un procedimiento eficaz de medición y modelado se describe en [28]. Un procedimiento que combina la medición y modelado en general es necesario en la realización de estudios sobre armónicas de los sistemas de distribución primaria.

#### 4.2.3 Los sistemas de distribución secundaria.

Los estudios de los sistemas de distribución secundaria implican estudios de una sola planta o instalación comercial. Muchas de las características de modelado de los sistemas de distribución primaria también son válidas para los sistemas secundarios. El diagrama de una línea típica de un sistema industrial se muestra en la figura 4.3. El modelo de la planta es probable que incluya diferentes niveles de tensión y probablemente tendrá un menor número de capacitores, pero muchos de los capacitores se instalarán con bobinas de ajuste para efectos de filtrado. Las capacitancias de línea y del transformador, suelen ser insignificantes, como es también el caso para las líneas cortas. En muchos casos, las mediciones son más fáciles de realizar en los sistemas secundarios, y los datos de la carga se pueden disponer más fácilmente.

#### 4.2.4 Preparación de datos.

En la actualidad, la mayoría de los estudios se realizan con uno de los varios paquetes comerciales de software de análisis de armónicas disponibles. La captura de datos del

dispositivo y la síntesis del modelo utilizando estos paquetes son convenientes una vez que los datos han sido recogidos. Los datos típicos que son necesarios para los estudios se resumen en la tabla 4.1.

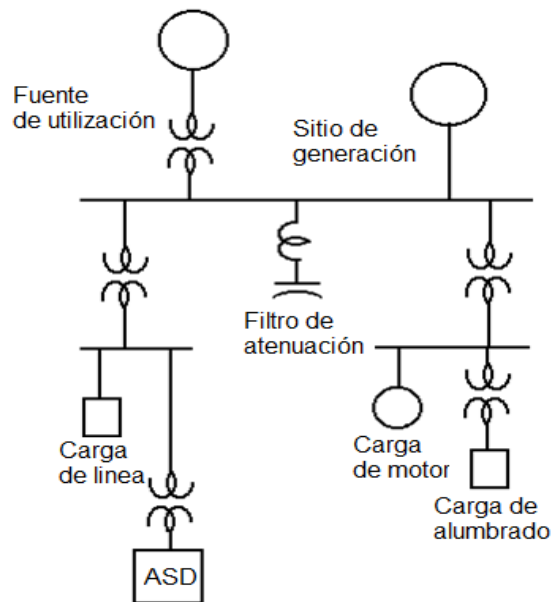


Figura 4.3. Diagrama de una planta industrial en una línea de distribución.

Dispositivos	Datos necesarios
Transformador	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relación de transformación.</li> <li>• Diagrama de conexión.</li> <li>• Impedancia de cortocircuito.</li> </ul>
Líneas generales, cables	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tamaño del conductor de fase y conductor neutro.</li> <li>• Diseño.</li> <li>• Longitud, o impedancia de cortocircuito.</li> <li>• Capacitancia (cuando es necesario)</li> </ul>
Capacitor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clasificación de tensión y vars</li> </ul>
Banco	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Configuración (estrella, estrella aterrizada, o delta).</li> </ul>
Filtro de atenuación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia de atenuación.</li> <li>• Voltios.</li> <li>• Clasificación de var.</li> <li>• Configuración.</li> </ul>
Generador/gran motor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impedancia subtransitoria.</li> <li>• Configuración</li> </ul>

Carga, lineal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Watts.</li> <li>• Factor de potencia</li> <li>• Composición,</li> <li>• Balance</li> </ul>
Carga, no lineal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nivel actual de la inyección de corriente armónica.</li> <li>• Magnitud y ángulo de fase</li> </ul>

Tabla 4.1. Resumen de los datos típicos necesarios para un estudio de distribución armónica.

### 4.3 Métodos de análisis de armónicos en el dominio de la frecuencia

#### 4.3.1 Introducción

La metodología empleada en el desarrollo de modelos de matrices de admitancias está basada en la teoría de la red de puertos múltiples. Los modelos de matrices de admitancias de secuencia positiva están desarrollados como dispositivos de nivel de dos puertos con parámetros de admitancias ( $Y$ ). Los modelos multi-fase son desarrollados de una forma similar para parámetros de admitancias de multi-puertos. En la Figura 4.4 se muestra un modelo general de multi-puertos con las definiciones de parámetro finales apropiadas.

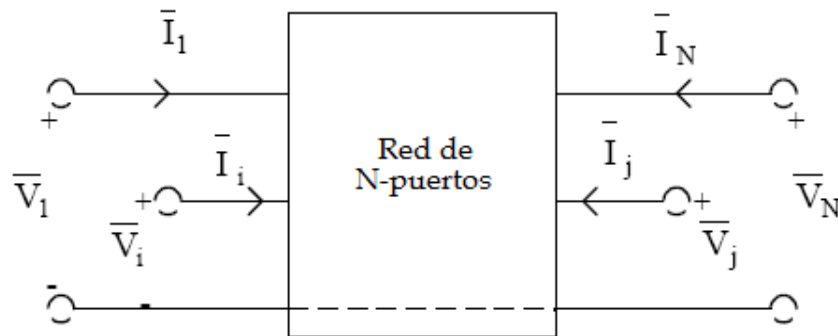


Figura 4.4 Red de n-puertos

La red arbitraria de la figura 4.4 debería, por simplicidad, ser limitada a elementos pasivos. Esto es posible, sin embargo, para incluir ciertas fuentes dependientes proporcionadas depende de la relación de admitancias. La ecuación 4.1 describe la red general de la figura 4.4.

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_i \\ \bar{I}_j \\ \bar{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{1i} & \bar{Y}_{1j} & \bar{Y}_{1N} \\ \bar{Y}_{i1} & \bar{Y}_{ii} & \bar{Y}_{ij} & \bar{Y}_{iN} \\ \bar{Y}_{j1} & \bar{Y}_{ji} & \bar{Y}_{jj} & \bar{Y}_{jN} \\ \bar{Y}_{N1} & \bar{Y}_{Ni} & \bar{Y}_{Nj} & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_i \\ \bar{V}_j \\ \bar{V}_N \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Las admitancias complejas (basadas en una frecuencia conocida) en 4.1 pueden ser determinadas por las definiciones de los parámetros de admitancias como se muestra en (4.2).

$$\bar{Y}_{ij} = \left. \frac{\bar{I}_i}{\bar{V}_j} \right|_{\bar{I}_k=0; k=1..N, \neq i} \quad (4.2)$$

Para casos donde un punto de referencia de tensión común en un nodo está disponible (se representa por medio de una línea punteada por la red en la figura 4.4), una ventajosa simplificación en (4.2) puede desarrollarse. Las reglas 1 y 2 pueden ser usadas para definir cualquier admitancia compleja  $\bar{Y}_{ij}$  en (4.1).

- 1:  $\bar{Y}_{ij} = -\sum$  (todas las admitancias conectadas entre i y j)
- 2:  $\bar{Y}_{ii} = \sum$  (todas las admitancias conectadas en i)

Estos procedimientos conocidos forman el nodo central de la mayoría de los algoritmos de formulación de las matrices de admitancias debido a que pueden ser aplicados directamente al sistema completo. La formación del modelo de admitancias a nivel componente no es requerida [29,30].

En algunas construcciones de algoritmos de matrices de admitancias, la matriz de incidencia  $[Q]$  es usada para representar la conectividad de la red. En este acercamiento, un producto triple de la matriz es utilizado para formar el modelo de la matriz de admitancias del sistema como se muestra en (4.3) donde la matriz compleja  $[\bar{Y}_{prim}]$  consiste en un modelo de matriz de admitancias de nivel componente formado de acuerdo a (4.2) o de la simplificación de las reglas 1 y 2.

$$[\bar{Y}_{sys}] = [Q][\bar{Y}_{prim}][Q]^T \quad (4.3)$$

Debería notarse que el procedimiento basado en las reglas 1 y 2 es apropiado solamente cuando el punto de referencia de la tensión de nodo común está presente. En general, esto es cierto para sistemas radiales o equilibrados. Los sistemas desequilibrados o no radiales

deben incorporarse de manera más general a las técnicas de los modelos de matriz de admitancias descritos en [31].

Como se describió previamente, el enfoque del modelo puede ser aplicado tanto para sistemas de una-fase como para multi-fase. Para sistemas de multi-fase, las reglas 1 y 2 dadas anteriormente deben ser consideradas para aplicar matrices de admitancias de  $3 \times 3$ . Los subíndices  $i$  y  $j$ , por lo tanto, deben ser expandidos para representar  $i+0$ ,  $i+1$ , e  $i+2$  y  $j+0$ ,  $j+1$ , y  $j+2$ , respectivamente. Las adiciones dadas en las reglas aplican para sumar entradas en la matriz de admitancias con aquellos modelos de nivel componente de  $3 \times 3$ . Si el enfoque de (4.3) es empleado, la matriz primitiva de admitancias consistirá en bloques de  $6 \times 6$  provistos de dos o más componentes que no son mutuamente acoplados. La matriz de incidencia  $[Q]$  debe ser modificada en consecuencia [32,33].

Para análisis armónicos, la matriz de admitancias debe ser formulada en cada frecuencia de interés. La matriz debe ser reconstruida desde el principio; modificaciones directas para convertir el sistema matricial de una frecuencia a otra no son usualmente posibles. En general, la matriz es reconstruida con los parámetros del componente nivelador RLC para circuitos modeladores de líneas, transformadores y otros equipos liberadores de potencia. Los procedimientos para la construcción de matrices descritas en los párrafos anteriores se aplican sin ninguna modificación

#### 4.3.2 Análisis de barrido en frecuencia

Los análisis de barrido en frecuencia son usados para caracterizar la respuesta de entrega de potencia de un sistema como función de la frecuencia. El término "barrido" proviene de la variación sistemática de la frecuencia de los valores iniciales de  $f_0$  hasta los valores finales de  $f_F$ . El análisis de barrido en frecuencia es conducido por las repetidas soluciones de (4.1) cuya matriz de admitancias es formada por las frecuencias de interés. La ecuación (4.4) proporciona una clara versión de "frecuencia dependiente" (4.1) donde  $h$  es usada para denotar la frecuencia armónica (Hz, rad/s o pu).

$$\tilde{I}(h) = [\tilde{Y}(h)] \tilde{v}(h) \quad (4.4)$$

Dos tipos de barrido en frecuencia son comúnmente realizados. El primer tipo está basado en solo la "corriente de inyección" en el sistema de liberación de potencia  $Y_{bus}$  modelo seguido según una solución de (4.1). Asumiendo ésta inyección ocurre que en el nodo  $i$  de la figura 4.4, (4.1) puede ser resuelta para determinar tensiones que son producidos en dicho sistema del nodo. Si el valor de la corriente de inyección está asignado por el valor de  $1/0^\circ$  (A ó pu), los valores de determinadas tensiones representan el punto conductor y las transferencias de impedancias como lo visto en el nodo  $i$ . Como el modelo  $Y_{bus}$  contiene solo elementos lineales, la linealidad puede ser aplicada para estimar las tensiones obtenidas de  $1/0^\circ$  (A ó pu) para cualquier valor deseado. Esta escala puede ser aplicada para estimar las tensiones armónicas que serán producidas en cualquier bus de red cuando una carga provoca corrientes no senosoidales es conectada al nodo de "inyección". Esta técnica a menudo es usada evaluando los impactos de potencial del

nuevo ASD u otra carga de producción armónica y es muy usada para identificar resonancias paralelas y en serie.

Variando la frecuencia usada en la implementación y la solución de 4.1 se produce una serie de magnitudes de impedancias y ángulos que cubren la gama de frecuencia  $f_0$ - $f_F$ . El muestreo de estas series provee excelentes condiciones visuales indicando las condiciones de resonancia. Las resonancias paralelas que están asociadas con flujos de altas impedancias de corriente aparecen como “picos” en el muestreo. Un ejemplo del barrido en frecuencia se muestra en la figura 4.5.

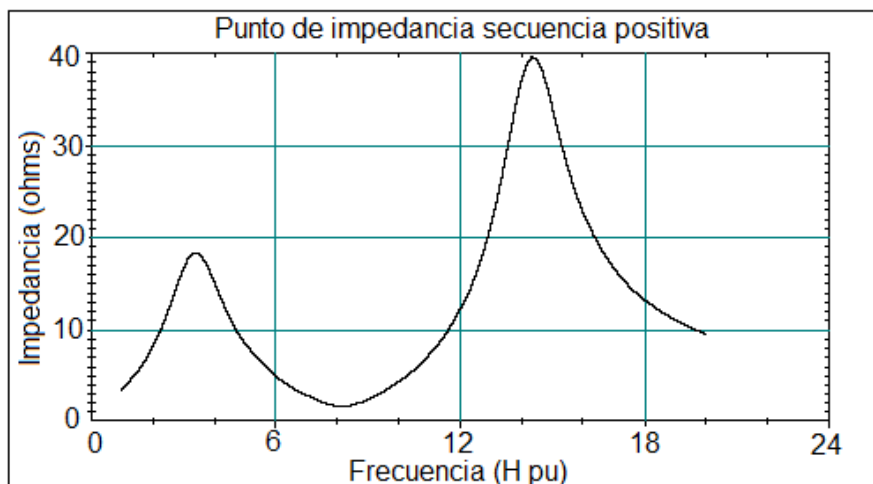


Figura 4.5 Barrido de la frecuencia fundamental (Impedancia)

El segundo tipo de barrido es conducido de la misma manera como se describió previamente, excepto cuando la tensión de  $1/0^\circ$  (V o pu) es conectada en un nodo de la red. Las tensiones resultantes representan las funciones de transferencia de la tensión de todos los nodos del modelo del sistema. De la misma forma la técnica de barrido previamente descrita, el procedimiento para aplicar una corriente de tensión  $1/0^\circ$  es típicamente llamado un análisis de “función de transferencia de tensión” para permitir el término “barrido en frecuencia” debe asociarse con el punto de manejo y la determinada transferencia de impedancias inyectando una corriente conocida en un nodo.

El análisis de función de transferencia de tensión es usado para investigar los efectos de los armónicos a tierra. La terminología “armónicos a tierra” se refiere a la posible distorsión presente en las terminales o en alguna red equivalente de la tensión armónica. Del mismo modo que en el barrido de la impedancia (frecuencia), el muestreo de la función de transferencia de la tensión como función de frecuencia puede ser usada para revelar problemas de potencia. Los picos en el muestreo indican frecuencias cuyas tensiones deben amplificarse y los valles indican frecuencias cuyas tensiones deben ser atenuadas. Un ejemplo del muestreo de la función de transferencia de tensión se muestra en la figura 4.6.

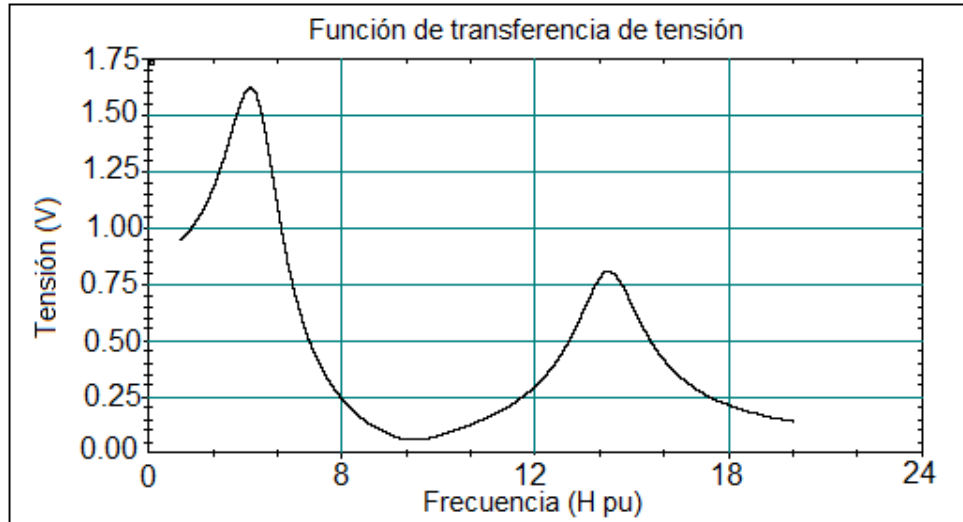


Figura 4.6 Muestreo de la función de transferencia de tensión

Como lo mencionamos previamente, el modelo del sistema de la matriz de admitancias puede ser formado sobre la base de redes de secuencia o redes de fase - variables. Los sistemas multifase pueden ser manejados sin modificación. Como el barrido en frecuencia descrito previamente (ambos tipos) son solamente modificaciones de este modelo de admitancias, los procedimientos son igualmente aplicables a los modelos de secuencia y fase - variable. Esto debería ser notado, sin embargo, son importantes los ángulos de tensión o las inyecciones de corriente en la fase. En las fases variables, tres fases positivas de la secuencia del barrido deben ser conducidas inyectando un vector de corriente de  $[1/0^\circ \ 1/-120^\circ \ 1/120^\circ]^T$  (A o pu) en un bus trifásico. Un barrido de secuencia cero debe ser dirigido de la misma manera exceptuando que los ángulos de las fases serán iguales (típicamente 0). Desde luego, un barrido monofásico implicaría una inyección dentro de un nodo de un bus trifásico. Las inyecciones apropiadas respecto a la secuencia variable - basada pueden determinarse aplicando transformaciones simétricas en los componentes para los valores dados en las inyecciones de la fase - variable.

### 4.3.3 Método de Inyección de corrientes

El método de fuente de corriente (o inyección de corriente) es la forma más común de análisis armónico [34]. Todos los métodos hacen uso del modelo de admitancia [35]. El procedimiento de análisis es similar al análisis de barrido en frecuencia, en el método de inyección de corrientes las cargas no lineales se representan mediante espectros de corrientes armónicas de magnitud y ángulo conocidos [36]. Más específicamente, las cargas no lineales se representan mediante el contenido armónico de su corriente, usando las series de Fourier [37]. Con estas inyecciones de corrientes armónicas (magnitud y ángulo de cada armónica de interés) conocidos para cada carga, el procedimiento de análisis es el siguiente [38]:

1. Formular la matriz de admitancias lineales del sistema.



2. Construir el vector de inyección de corrientes armónicas producto de las cargas no lineales.

3. Resolver (4.1) para determinar las tensiones en todos los nodos de la red.

Los pasos 1-3 empiezan en la frecuencia mínima representada en los vectores de corriente de carga armónica y se repiten para cada frecuencia de interés. Es claro que no todos los nodos tienen inyecciones de corriente de carga armónica a todas las frecuencias; Algunas cargas inyectan la 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup>, 13<sup>a</sup>, etc., Mientras otras inyectan la 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 9<sup>a</sup>, etc. Para el caso donde una carga no lineal no inyecta corriente en una frecuencia en particular (pero otra carga no lineal si lo hace), una forma simple es forzar la inyección a un valor de cero en ese bus de carga y mantener la solución de (4.1) en la frecuencia de interés.

Los resultados de un análisis usando el método de inyección de corrientes es un vector de tensiones armónicas para cada bus en el sistema. Debido a la naturaleza lineal del problema (todas las no linealidades han sido representadas como inyecciones de corriente), y la superposición puede ser aplicada. Por consiguiente, los términos en cada vector de tensión corresponden a los coeficientes de Fourier de la tensión. Estos espectros (solo magnitud; la fase no es usualmente mostrada, pero si calculada) se presentan gráficamente como se muestra en la Figura 5.1. Si se desea, la forma de onda en el dominio del tiempo puede ser fácilmente construida del espectro de tensión en cada nodo de la red [39].

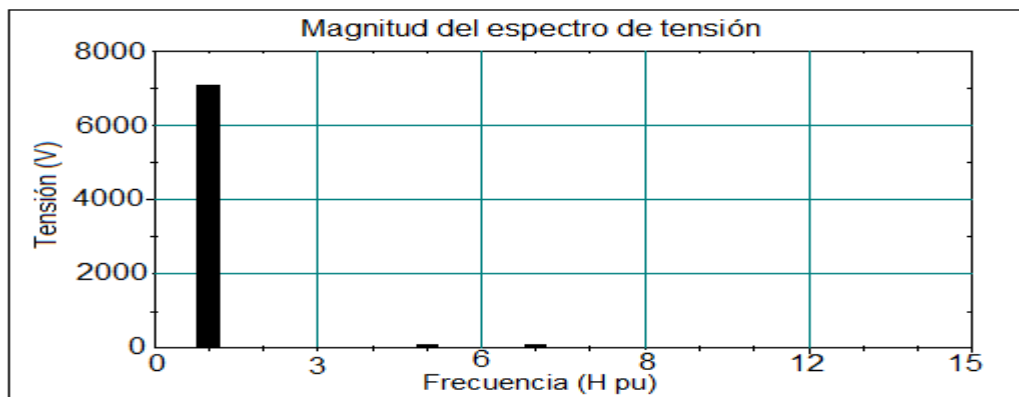


Figura 4.7 Ejemplo de la magnitud del espectro de tensión

Los párrafos anteriores describen el procedimiento en términos generales. En la práctica, hay un número de modificaciones que se usan y que pueden, en algunos circunstancias, los productos mejoraron notablemente sus resultados. Las modificaciones más pronunciadas en el procedimiento general es usar la información de fase en el vector de corriente armónico para cargas lineales.

En estudios donde una carga simple no lineal está presente (o una carga simple no lineal domina las otras), los ángulos de fase de cada fasor de corriente armónica no son importantes. Sin embargo en sistemas con múltiples cargas no lineales, descuidando los ángulos de fase de los modelos de corriente armónica nos puede conducir a resultados

inexactos. Para sistemas con múltiples cargas no lineales, la corriente armónica para su frecuencia correspondiente deben ser aditivas o substractivas, entonces la tensión se determina usando los pasos 1-3 pudiendo ser sobre o bajo conservador de cualquier armónica en particular.

Otro realce que a menudo se realiza es incluir los efectos de la tensión de la frecuencia terminal fundamental en las corrientes armónicas generadas por una carga no lineal [40]. Como un ejemplo, considere la tensión y la corriente como formas de onda mostradas en la Figura 4.8. Para la tensión dada en (4.5) la corriente de carga es como se da en (4.6)

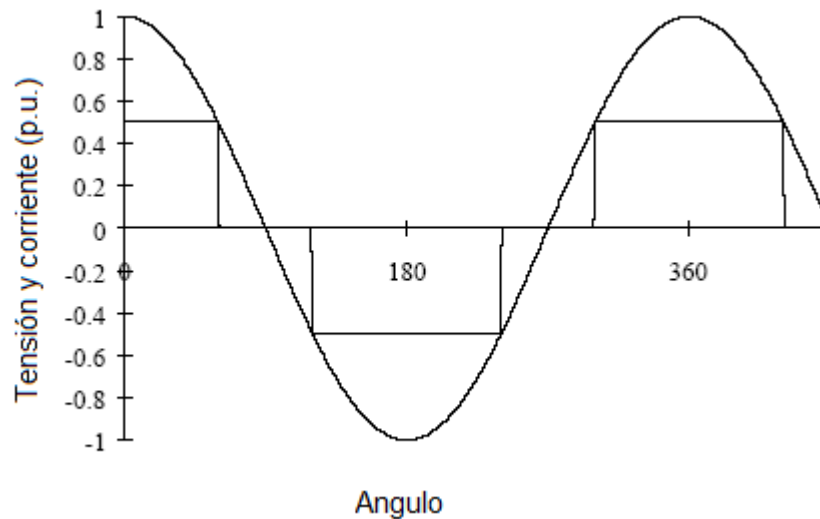


Figura 4.8 Ejemplo de las ondas de tensión y la corriente de cargas no lineales

$$V_{an}(t) = \sqrt{2}V_{rms} \cos(\omega t) \quad (4.5)$$

$$i_a(t) = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} \cos(\omega t) - \frac{2\sqrt{3}}{5\pi} \cos(5\omega t) + \frac{2\sqrt{3}}{7\pi} \cos(7\omega t) \quad (4.6)$$

Sin embargo, pueden existir diferencias significantes en los ángulos de tensión fase de la frecuencia de bus fundamental en los sistemas actuales. Modificando (4.5) para incluir un ángulo de fase arbitrario como se muestra en (4.8). Notar que el ángulo de la tensión fundamental es multiplicado por "n" en las series de Fourier de las ondas de corriente, donde n es el orden armónico de dicho término.

$$V'_{an}(t) = \sqrt{2}V_{rms} \cos(\omega t + \delta) \quad (4.7)$$

$$i_a(t) = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} \cos(\omega t + \delta) - \frac{2\sqrt{3}}{5\pi} \cos(5\omega t + 5\delta) + \frac{2\sqrt{3}}{7\pi} \cos(7\omega t + 7\delta) \quad (4.8)$$

Es importante notar que la misma acción correctiva de  $n\delta$  es la base para el empleo de 12 manejos de pulso (activo alto). En este orden elevado de los sistemas de manejo la cancelación de la armónica significativa puede ser obtenida para cierta armónica solo para la corrección de  $n\delta$ .

Una limitación en el método de la corriente es la validación de la representación del vector de corriente armónica para cargas no lineales. Experiencias anteriores nos mostraron que esta representación es válida para la mayoría de las cargas no lineales arriba del punto donde la distorsión de la tensión terminal de la carga excede del 10%. Sin embargo, la investigación en curso indica un impacto en la distorsión de la tensión terminal de algunas armónicas de cargas no lineales, incluyendo ASDs [41].

Además el método de fuentes de corriente es limitado por el "snapshot" donde el vector de corriente armónica representa patrones de carga muy específicos. Es bueno conocer que la mayoría de cargas no lineales, incluyendo ASDs, producen corrientes armónicas notablemente diferentes dependiendo del nivel de la carga. La figura 4.9 (a) y (b) muestran la línea de ondas de corriente (y el espectro de la magnitud de la armónica asociado) dibujadas por manejos de 250hp dc para (a) carga ligera (rotación) y (b) totalmente cargado. Es difícil capturar el rango de las armónicas asociadas con estas condiciones de dos líneas de corriente (y todos los puntos de carga entre ellos) sin un largo número de simulaciones usando los métodos de fuentes de corriente. Más allá, la complicación del problema es la variación en el ángulo de la tensión fase de la frecuencia terminal fundamental que acompaña el cambio de las condiciones de carga.

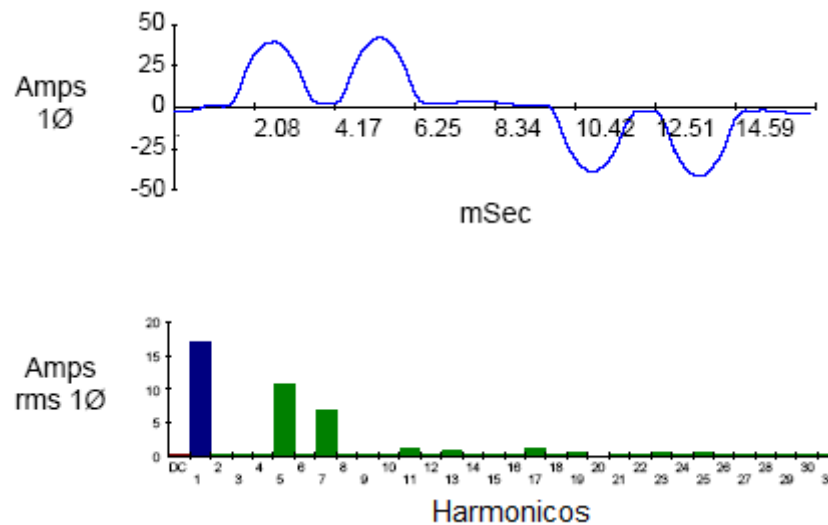


Figura 4.9 (a) Manejo de línea de corriente ligeramente cargada

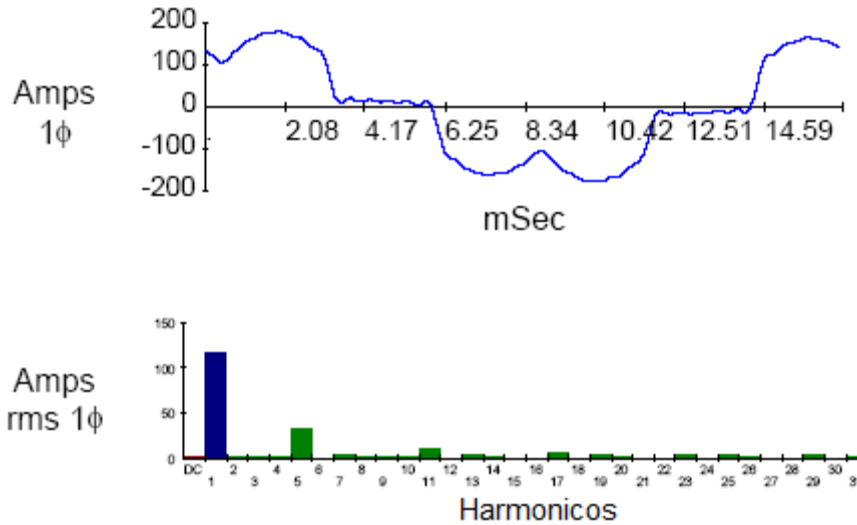


Figura 4.9 (b) Manejo de línea de corriente totalmente cargada

#### 4.3.3.1 Modelado de elementos de redes eléctricas.

El método de inyección de corrientes es muy utilizado para estudios de propagación armónica en sistemas industriales, de distribución y de potencia [36]. Los puntos más sobresalientes de este método son los siguientes [34]:

- Punto de operación. Se determina mediante un estudio convencional de flujos de potencia a frecuencia fundamental para obtener magnitud y ángulo de las tensiones nodales de la red.
- Elementos pasivos. Todos los elementos pasivos como capacitores, inductores y resistores se representan linealmente dependientes en función de la frecuencia.

$R = \text{Constante}$

$$X_L(h) = jhX_L \quad (4.9)$$

$$X_C(h) = -jX_C / h$$

donde  $R$  es la resistencia y  $X_L$  y  $X_C$  son las reactancias inductiva y capacitiva respectivamente.

- Líneas y Cables. Se representen por sus equivalentes exactos circuito  $\pi$  nominal a diferentes frecuencias considerando los efectos de longitud, transposición y desbalance. El circuito  $\pi$  equivalente, sólo debe ser usado en casos de líneas de transmisión cortas y un orden armónico bajo.
- Generadores. Se consideran como elementos lineales donde la impedancia armónica se puede representar similar a la de los elementos pasivos, mediante la impedancia.

$$Z_g(h) = R\sqrt{h} + jX_d''h \quad (4.10)$$

donde R se determina de las pérdidas de potencia del generador y  $X_d''$  es la reactancia subtransitoria del generador. Si se requiere la saturación del generador y el efecto de la conversión de frecuencia se puede representar por medio de inyección de corriente y tensiones armónicas respectivamente.

- Transformadores. Se consideran como elementos lineales cuyas impedancias armónicas se obtienen similarmente a los elementos pasivos.

$$Z_t(h) = R\sqrt{h} + jX_t h \quad (4.11)$$

donde R se determina de las pérdidas de potencia del transformador y  $X_t$  es la reactancia de cortocircuito del transformador. La conexión del transformador se debe de tomar en cuenta, si existen armónicas de secuencia cero. El efecto de saturación del transformador puede representarse por medio de una fuente de inyección de corriente armónica.

- Bancos de capacitores. Se consideran como elementos pasivos

$$X_C(h) = -j \frac{V_{LL}^2}{hQ_{3\phi}} \quad (4.12)$$

donde  $V_{LL}$  es la tensión rms de línea en KV y  $Q_{3\phi}$  es la potencia reactiva trifásica en MVAR..

- Cargas lineales. Se pueden representar por los modelos dados por CIGRE

Modelo 1) Paralelo  $R - X_L$ ;  $Z_L = \frac{RX_L}{R + X_L}$

$$R = \frac{V_{LL}^2}{P_{3\phi}} \quad X_L(h) = j \frac{hV_{LL}^2}{Q_{3\phi}} \quad (4.13)$$

Modelo 2) Paralelo  $R - X_L$ ;  $Z_L = \frac{RX_L}{R + X_L}$

$$R(h) = \frac{V_{LL}^2}{kP_{3\phi}} \quad X_L(h) = j \frac{hV_{LL}^2}{kQ_{3\phi}} \quad k = 0.1h + 0.9 \quad (4.14)$$

Modelo 3) Paralelo  $R - X_L$  en serie con  $X_s$   $Z_L = \frac{RX_L}{R + X_L} + X_s$

$$R = \frac{V_{LL}^2}{P_{3\phi}} \quad X_L(h) = j \frac{hR}{6.7 \left( \frac{Q_{3\phi}}{P_{3\phi}} - 0.74 \right)} \quad X_S(h) = j0.073hR \quad (4.15)$$

- Cargas no lineales. Estas cargas se pueden representar por su inyección de corriente armónica o por su inyección de tensión armónica. La inyección de corriente armónica es usada para representar la contribución armónica de dispositivos como el compensador estático de VARs (SVC), hornos de arco eléctrico y de inducción, rectificadores y dispositivos electrónicos.

Por ejemplo, el SVC se puede representar por una corriente armónica dada por  $I_h = (\%h)I_{1\phi}$  donde (%h) es el porcentaje de la corriente a frecuencia fundamental dada

por  $I_{1\phi} = \frac{Q_{3\phi}}{\sqrt{3}V_{LL}} e^{j(\theta \pm \pi/2)}$  donde  $\theta$  es el ángulo de la tensión obtenida del estudio

convencional de flujos, y  $\pi/2$  es el ángulo de fase de la corriente respecto a la tensión.

Los hornos de arco y los convertidores PWM son fuentes de tensión armónica. Por ejemplo un convertidor PWM se puede representar por un equivalente de Thévenin dado por la reactancia del transformador y una fuente de tensión armónica.

Elementos de transmisión y cargas lineales se representan por impedancias para cada armónica  $h$ , con las que se construye la matriz del sistema  $Y_h$ .

Una limitación del método de inyección de corrientes es la validez de la representación del vector de corrientes armónicas de las cargas no lineales [42]. La experiencia ha mostrado que esta representación es válida para la mayoría de las cargas no lineales hasta el punto donde la distorsión de tensión de la carga exceda 10% [43].

Es importante contar con una herramienta que permita evaluar los índices asociados a la calidad de la tensión contemplados dentro de la regulación de la calidad de la energía en sistemas eléctricos de distribución. En la tabla 5.2 se presenta una comparación de los métodos de análisis de propagación de armónicas que se pueden emplear para determinar dichos índices [44].

Comparación	Inyección de corriente	Gauss-Seidel	Newton-Raphson
<b>Solución</b>			
Velocidad	Muy rápido	Lento	Lento
Iteraciones	No iterativo	50 - 500	7 - 30
Requisitos de memoria	Moderada (usando técnicas de dispersidad)		
<b>Entrada / Salida</b>			
Requerimientos de datos de entrada.	Moderado		
Facilidad en la preparación de datos.	Moderado		
Volumen de datos de salida.	Moderado		
Índices que se pueden determinar.	THD, TIF, C-message, graficas, verificación de estándares.	THD, TIF, C-message, graficas, verificación de estándares, condiciones de resonancia.	THD, TIF, C-message, graficas, verificación de estándares, condiciones de resonancia.
Exactitud.	Adecuado solo en casos de THD bajo	Adecuado	Adecuado

Tabla 4.2 Comparación de los métodos de análisis de propagación armónica

#### 4.3.4 Método de flujos de potencia armónica

Las deficiencias en el método de fuente de corriente pueden ser parcialmente superadas usando una técnica que se conoce como “flujo de potencia armónica” o HPF por sus siglas en ingles. Los algoritmos del HPF combinan la metodología de fuente de corriente con un algoritmo convencional de flujo de potencia. Existen dos variaciones básicas de HPF que se encuentran en amplio uso, y son las que se describen a continuación:

1. Una solución fundamental de flujo de potencia armónica se ejecuta usando un modelo lineal para todos los equipos que suministran potencia y las cargas, entonces las tensiones fundamentales en las terminales de la carga resultantes se usan para ajustar los vectores de la corriente armónica de las cargas no lineales (como se muestra en (7.8) ) automáticamente sin una acción adicional del usuario. El vector de corriente armónica aun requiere ser conocido para cada carga (como en el caso del método de fuente de corriente).

2. Todos, o algunos de los espectros de la corriente armónica de las cargas no lineales se representan en la forma de (7.9) donde  $C_1, \dots, C_M$  representan las variables de control  $M$  que son usadas para el control de varios parámetros de carga (tales como la velocidad en el control de un motor) y los fasores de tensión  $V_1, \dots, V_N$  representan los fasores de tensión armónica en las terminales de la carga. Las representaciones de cargas no lineales de esta forma se usan en conjunto con (7.1), donde las instancias específicas de (7.1) se requieren para cada frecuencia incluida en (7.8), para formar un modelo matemático completo del sistema. El conjunto total de ecuaciones se resuelve iterativamente usando los métodos de Newton o Gauss. Las cargas lineales pueden ser representadas con una combinación de impedancias o con un modelo de potencia constante ( $P+jQ$ )

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(\bar{V}_1, \dots, \bar{V}_N, C_1, \dots, C_M) \\ f_N(\bar{V}_1, \dots, \bar{V}_N, C_1, \dots, C_M) \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

La primera versión de HPF es una extensión simple del método de fuente de corriente. Las mismas limitaciones se aplican, y la única ventaja es la “corrección automática” para la tensión terminal a frecuencia fundamental. Debido a esta mejora relativa, esta mejora no se considera por muchos como un verdadero HPF.

La segunda versión de HPF es una técnica extremadamente compleja y ponderosa. El modelo del sistema se forma como se describe para el método de fuente de corriente, pero las cargas se pueden modelar de una forma casi arbitraria dependiendo de la cantidad de detalle que se requiera para obtener el nivel de exactitud deseado. Cuando una solución de forma cerrada para las corrientes armónicas de cargas no lineales se puede obtener como una función de la tensión (incluyendo tensiones armónicas) y control de parámetros, es posible representar las cargas armónicas directamente en el dominio de la frecuencia como se muestra en (7.9). En muchos casos, la solución de forma cerrada no puede ser obtenida y la técnica de combinación de dominio del tiempo y de frecuencia es empleada.

Los llamados HPF híbridos utilizan un modelo de sistema de suministro de potencia en la forma de (7.1) para cada armónica, pero representa las cargas no lineales con las ecuaciones diferenciales en dominio del tiempo [45]. Dado un estimado inicial de las tensiones de red, los modelos de las cargas se simulan (pueden ser desacoplados si se necesita) hasta alcanzar el estado estable. Un nuevo vector de corriente armónica es creado del estado estable para cada carga no lineal. Estas inyecciones de corriente son entonces usadas como se describe para el método de fuente de corriente para obtener una tensión en terminales actualizadas (incluyendo armónicos). El procedimiento continúa hasta que



el modelo de la red en el dominio de la frecuencia converge con todos los modelos de cargas no lineales en estado estable.

Los modelos híbridos son por mucho los mas poderosos, pero son también los mas complejos. Es posible representar controles de conversión, por ejemplo en gran detalle para contar virtualmente cualquier escenario de armónico posible. Con esta capacidad, sin embargo, viene el requerimiento de que el usuario debe tener la información y la experiencia requerida. Mas frecuentemente, este no es el caso. Estudios detallados de armónicos involucran controles de conversión complejos o patrones de amplia variación de carga, por eso, son frecuentemente mejor analizados usando modelos completos en el dominio del tiempo que se simulan usando programas de análisis transitorio como el EMTP.

## CAPITULO 5

### SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE REDES ELÉCTRICAS CON BANCOS DE CAPACITORES Y CONTAMINACIÓN ARMÓNICA.

#### 5.1 Introducción

Definido el problema de localización de banco de capacitores en redes eléctricas con contaminación armónica, se procede al desarrollo de la simulación, para la solución del problema se utilizara un programa computacional, en este capítulo se explica las condiciones iniciales del problema y el modelo a analizar.

El programa computacional a utilizar fue desarrollado en un lenguaje de programación matlab 2007, debido a la rapidez y versatilidad de este en el manejo numérico, a lo que se le suma el ambiente grafico que este produce.

#### 5.2 Características de respuesta del sistema

##### 5.2.1 Generalidades.

El efecto de una o más fuentes armónicas sobre un sistema de potencia dependerá principalmente de las características de respuesta en frecuencia del sistema. Los dispositivos no lineales descritos en la sección 4 pueden ser representados generalmente como fuentes de corrientes armónicas. Por consiguiente, la distorsión armónica de tensión en los sistemas de potencia dependerá de las características de impedancia vs. frecuencia tal como son vistas por éstas fuentes de corriente.

Las características de respuesta en frecuencia del sistema son afectadas por un número de factores. Estos factores deben ser considerados cuando se realiza el análisis para un sistema específico.

##### 5.2.2 Capacidad de corto circuito del sistema.

La capacidad de corto circuito del sistema es un buen indicativo de la impedancia del sistema a la frecuencia fundamental en un punto del sistema. Para alimentadores inductivos puros está es, además, una medida de la impedancia del sistema a la frecuencia armónica cuando se multiplica por el orden del armónico. Los sistemas más robustos (con capacidad de corto-circuito muy alta) tienen una distorsión de tensión menor para el mismo tamaño de la fuente de corriente armónica que los sistemas menos robustos (con capacidad de corto-circuito muy baja).

##### 5.2.3 Bancos de capacitores y cables aislados.

Los bancos de capacitores usados para controlar la tensión y mejorar el factor de potencia así como los cables aislados son los principales componentes que afectan las características de respuesta en frecuencia del sistema. La conexión de los capacitores puede causar condiciones de resonancia (tanto serie y como paralela) que pueden elevar los niveles de

armónicos.

Los bancos de capacitores son usados como una fuente de tensión para la conmutación de algunos convertidores de potencia estáticos. Ellos pueden ser considerados en paralelo con el sistema cuando se calcula la reactancia de conmutación, para así incrementar la  $di/dt$  de conmutación.

Las capacitancias de carga de línea en líneas de transmisión y los cables aislados también están en paralelo con la inductancia del sistema. Por consiguiente, ellos son similares a los capacitores paralelos con respecto al efecto de las características de respuesta en frecuencia del sistema. Usualmente los bancos de capacitores son predominantes en la industria y en los sistemas de distribución de arriba.

#### **5.2.4 Características de la carga.**

La carga del sistema tiene dos efectos importantes sobre las características de respuesta en frecuencia del sistema:

(1) La porción resistiva de la carga proporciona una amortiguación que afecta la impedancia del sistema cerca de la frecuencia de resonancia. La carga resistiva reduce la amplitud de los niveles de armónicos cerca de las frecuencias de resonancia paralelo.

(2) Las cargas de motores y otras cargas dinámicas que contribuyen a la capacidad de corto-circuito del sistema pueden cambiar las frecuencias a las que ocurren las resonancias. Estas cargas aparecen en paralelo con la inductancia de corto-circuito del sistema cuando se calculan las frecuencias de resonancia. Las cargas de motores no proporcionan un amortiguamiento significativo de los picos de resonancia.

#### **5.2.5 Condiciones de los sistemas balanceados vs. desbalanceados.**

Cuando las condiciones del sistema (intensidad de la fuente, bancos de capacitores, cargas, características de línea, fuentes armónicas) son completamente balanceadas, los modelos de secuencia positiva pueden ser empleados para evaluar las características de respuesta en frecuencia del sistema. Bajo estas condiciones balanceadas, los armónicos de corriente tendrán características de secuencia.

Cuando las condiciones del sistema no son completamente balanceadas, debe ser aplicado el análisis desbalanceado. Estas condiciones pueden incluir fuentes de armónicas desbalanceadas en el sistema, fuentes monofásicas, bancos de capacitores monofásicos, cargas de sistemas desbalanceados. En algunos casos, incluso el desequilibrio introducido por líneas de transmisión no transpuestas puede ser importante. En todos estos casos, es importante usar la representación de sistemas trifásicos para el análisis. En estos sistemas, cada armónico tiene su componente de secuencia positiva, negativa y cero.

NOTA: Una representación de un sistema trifásico para estudiar respuestas de armónicos es requerida en donde las impedancias y la carga desbalanceada probablemente ocurren.

### 5.2.6 Condiciones de resonancia.

Las condiciones de resonancia del sistema son los factores más importantes que afectan los niveles de armónicos del sistema. La resonancia paralela es una impedancia alta para el flujo de corriente armónica, mientras la resonancia serie es una impedancia baja para el flujo de corriente armónica. Cuando las condiciones de resonancia no son un problema, el sistema tiene la capacidad de absorber cantidades significativas de corrientes armónicas. Esto es solo cuando estas corrientes ven altas impedancias debido a la resonancia paralelo que ocurren de significativas distorsiones de tensión y ampliaciones de corriente. Por consiguiente, es importante poder analizar las características de respuesta en frecuencia del sistema y evitar problemas de resonancia del sistema.

### 5.2.7 Flujo normal de corrientes armónicas.

Las corrientes armónicas tienden a fluir desde las cargas no lineales (fuentes armónicas) hacia las impedancias más bajas, usualmente la fuente de energía (ver Figura 5.1). La impedancia de la fuente de energía es usualmente mucho más baja que los caminos ofrecidos por las cargas. Sin embargo, la corriente armónica se divide dependiendo de la proporción de impedancia. Los armónicos más altos fluirán hacia los capacitores que representan una impedancia baja a altas frecuencias.

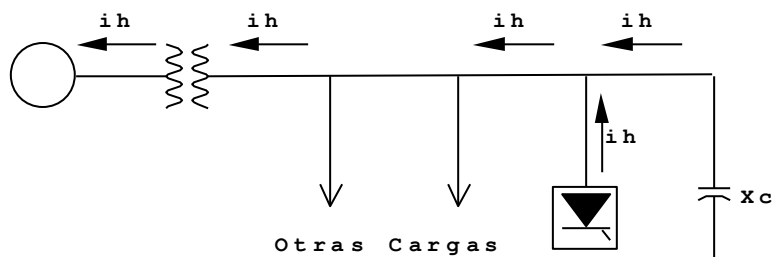


Figura 5.1 Flujo normal de corriente armónica

### 5.2.8 Efecto de carga del sistema.

La carga no tiene un efecto significativo en las características de respuesta en frecuencia del sistema excepto cerca de las frecuencias de resonancia. Los componentes importantes de la carga, vistos desde el primario de un sistema de distribución, son mostrados en la Figura 5.2. Cada uno de estos componentes puede ser importante para el análisis de armónicos.

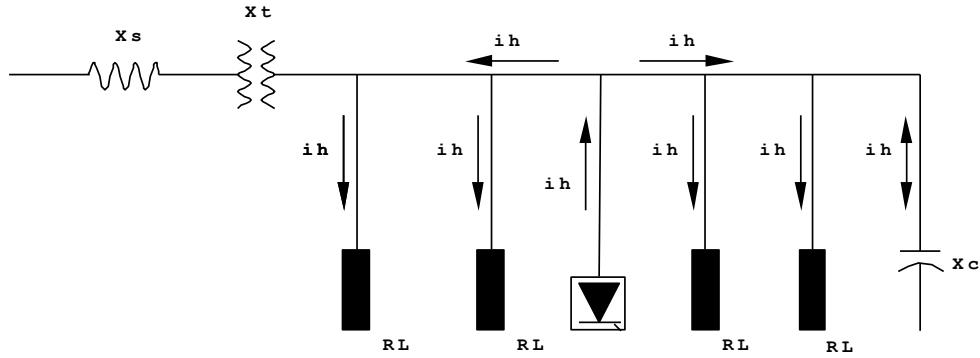


Figura 5.2 Representación de carga para el análisis del sistema

### 5.2.9 La componente resistiva.

La componente resistiva de la carga viene a ser muy importante en un sistema de resonancia. El camino de la resistencia (el cual ofrece una baja impedancia) es tomado por los armónicos cuando existe una resonancia paralela. Así mismo, los niveles de sobrecarga sobre los sistemas resultan en una baja impedancia cerca de la resonancia paralela. La respuesta del sistema a niveles de variación de carga está ilustrada en la figura 5.3 para un sistema con una resonancia paralela cercana al cuarto armónico.

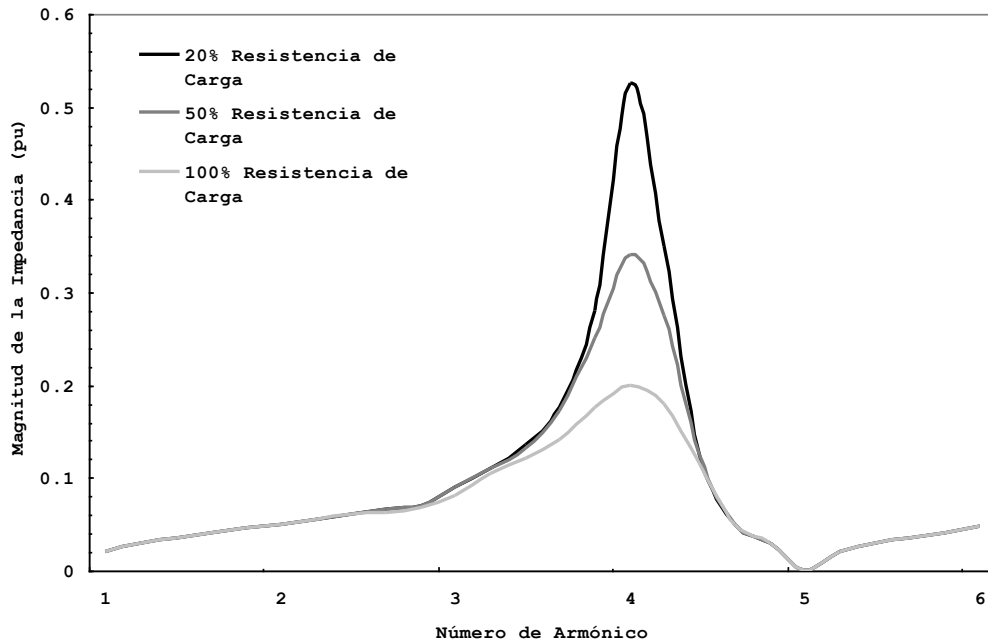


Figura 5.3 Resonancia cercana al 4° armónico

### 5.2.10 Sistemas de distribución.

Las características de respuesta en frecuencia de los sistemas de distribución son dominadas por la interacción entre los capacitores en paralelo y las inductancias del

sistema (mostrado en la Figura 5.4). La amortiguación proporcionada por las cargas del sistema es importante. Cerca de los bancos de capacitores, la capacitancia de los cables aislados puede influir en la resonancia del sistema.

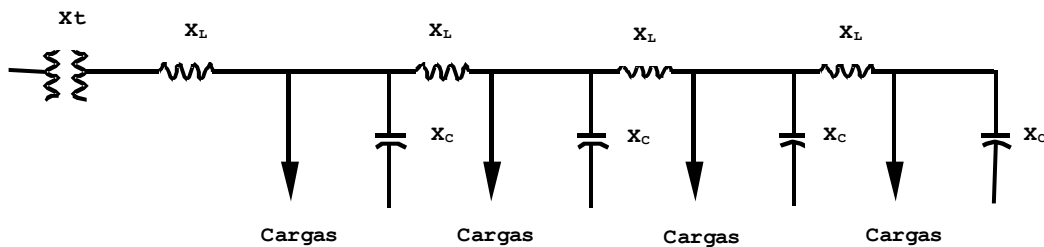


Figura 5.4 Características del sistema de distribución típico

Las condiciones más severas de resonancia ocurren cuando un banco de capacitores grande es el principal medio de compensación paralela del sistema (un banco de condensador grande en una subestación, por ejemplo). En este caso, éste es un punto de resonancia del sistema, la distorsión de tensión significativa y el aumento de corrientes armónicas puede ocurrir si está resonancia corresponde a una corriente armónica generada por cargas no lineales. Es completamente común para esta resonancia ocurrir cerca del quinto armónico, como es el caso para las características de respuesta de frecuencia ilustradas en la figura 5.3.

Cuando un número de pequeños bancos de capacitores son aplicados a todo el sistema de distribución, habrá un número de frecuencias resonantes diferentes. Si estos capacitores son cambiados, la resonancia característica del sistema llegará a ser más difícil de determinar. Cada una de estas resonancias generalmente tiene magnitudes que son menores que las magnitudes que pueden ser asociadas con una resonancia mayor. Por tanto, el efecto de distribuir los capacitores por todo el sistema puede reducir el potencial para problemas debidos a una resonancia mayor. La colocación de un condensador introduce una resonancia paralela adicional que puede interactuar con las corrientes armónicas. La distorsión armónica de tensión generalmente es peor cuando los capacitores están en servicio cerca de los extremos del alimentador, resultando en una mayor inductancia de línea, que ajusta la resonancia a bajas frecuencias e incrementa la distancia a la que fluirán las corrientes armónicas.

Como se mencionó previamente, la amortiguación proporcionada por las cargas es muy importante en sistemas de distribución. Este es a menudo el factor que previene a las condiciones de resonancia de causar significativos problemas de armónicos. La componente resistiva de la carga es el factor más importante.

El análisis de los sistemas balanceados no se aplica en muchos casos. Sin embargo, este proporciona información útil en casos con grandes fuentes armónicas trifásicas ó en casos en los que la localización de las fases de cargas monofásicas no son conocidas. Algunas de las siguientes condiciones pueden resultar en la necesidad de analizar la respuesta de los

sistemas de distribución con una total representación trifásica:

- (1) Grandes fuentes armónicas monofásicas (cargas no lineales)
- (2) Características de carga significativamente desbalanceadas
- (3) Bancos de capacitores monofásicos en el sistema.

NOTA: El análisis desbalanceado requiere que las fases (a-b-c) en cualquier tipo de cargas monofásicas y capacitores conectados se conozcan.

### 5.3 Límites de distorsión de tensión.

Los límites de distorsión de tensión recomendados (ver Tabla 5.1) son concernientes a los siguientes índices:

THD: Distorsión armónica de tensión total en porcentaje de la tensión de frecuencia fundamental nominal.

Los límites dados en la tabla 5.1 pueden ser usados como valores de diseño de sistemas para el "peor de los casos", con una operación normal (condiciones que duran más de una hora). Para períodos cortos, durante cortes ó condiciones inusuales, los límites pueden exceder el 50%. [46]

TENSIÓN DE BARRA	DISTORSIÓN DE TENSIÓN INDIVIDUAL (%)	DISTORSIÓN DE TENSIÓN TOTAL THD (%)
69 KV Y POR DEBAJO	3.0	5.0
69.001 V A 161 KV	1.5	2.5
161.001 V Y POR ENCIMA	1.0	1.5

NOTA: los sistemas de alta tensión pueden estar por encima del 2% de thd cuando la causa es un terminal hvdc que se atenuará por el tiempo que se derive para un usuario.

Tabla 5.1 Límites de distorsión de tensión

### 5.4 Planteamiento del problema.

La red eléctrica de la figura 5.5 consiste de un sistema de transmisión de 115 kV de 6 nodos, de los cuales 2 son de generación y 4 son de carga.

Para mantener las tensiones adecuadas, se requiere de una compensación de potencia reactiva en el nodo 4 y 5 mediante un banco de capacitores, y en el nodo 6 de un compensador estático de VARs. El compensador estático es un arreglo de un banco de capacitores y un reactor controlado por tiristores (TCR). El TCR es el único elemento de la red capaz de generar armónicas.

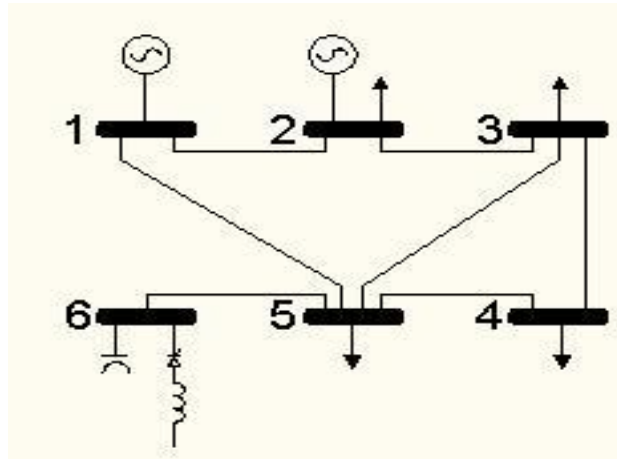


Figura 5.5 Red eléctrica 115 kv

La tabla 5.2 muestra los datos de la red en p.u., donde N1 y N2 son los nodos de conexión, **R** es la resistencia, **X** la reactancia, y **B/2** la susceptancia en derivación.

N1	N2	R	X	B/2
1	2	0.02	0.04	0.02
2	3	0.04	0.20	0.02
3	5	0.15	0.40	0.02
3	4	0.02	0.40	0.01
4	5	0.02	0.40	0.01
1	5	0.08	0.20	0.02
6	5	0.02	0.40	0.02

Tabla 5.2 Datos de las líneas

La tabla 5.3 muestra los datos de las cargas en p.u. Donde **N** es el nodo de conexión, **P** la potencia activa y **Q** la potencia reactiva, ambas en p.u.

N	P	Q
1	0.00	0.00
2	0.00	0.20
3	0.45	0.20
4	0.40	0.15
5	0.50	0.25
6	0.00	0.00

Tabla 5.3 Datos de cargas

La tabla 5.4 muestra los datos de los nodos de generación. La Tabla 5.5 muestra los valores de los elementos de compensación, y la Tabla 5.6 muestra la magnitud de las corrientes armónicas generadas por el TCR.



N	Pg	V	X'g
1	0.00	1.00	0.00
2	0.30	0.99	0.01

Tabla 5.4 Datos de generación.

N	Qc	Ql
6	0.23	0.10

Tabla 5.5 Elementos en derivación.

H	CORRIENTE
1	100%
5	20%
7	18%
11	15%
13	10%

Tabla 5.6 Armónicas del TCR

## 5.5 Análisis de la red

a) flujos de potencia convencional.

Con los datos de las tablas anteriormente mencionadas (tablas 5.2, 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6) es fácil obtener las tensiones nodales así como las potencias generadas por las máquinas síncronas, pérdidas y demás parámetros del modelo de prueba, mediante un estudio de flujos de potencia. La tabla 5.7 muestra los datos obtenidos de tal estudio, la tabla 5.8 proporciona los flujos de potencia en las líneas.

N	V	A	Pg	Qg	Pd	Qd
1	1.0000	0.0000	1.1345	0.4531	0.0000	0.0000
2	0.9850	-0.6473	0.3000	0.3585	0.0000	0.2000
3	0.8888	-8.4411	0.0000	0.0000	0.4500	0.2000
4	0.8466	-14.3688	0.0000	0.0000	0.4000	0.1500
5	0.8877	-8.2911	0.0000	0.0000	0.5000	0.2500
6	0.9390	-8.4566	0.0000	0.0000	0.0000	0.1000
GENERACION:		1.4345				
DEMANDA:		1.3500				
PERDIDAS:		0.0845				

Tabla 5.7 Resultados obtenidos del estudio de flujos de potencia

De la tabla 5.7 se puede observar que en los nodos de carga, que son los nodos 3, 4, 5 y 6 existe una baja tensión. Superando en algunos el 10% de caída de tensión como en el caso del nodo 3,4 y 5. Además de pérdidas de 0.0845 p.u. lo que equivale a 8.45 MVA.

N1	N2	S12		S21	
1	2	0.3732	0.1700	-0.3697	-0.2024
2	3	0.6697	0.3609	-0.6452	-0.2739
3	5	-0.0038	-0.0120	0.0038	-0.0195
3	4	0.1990	0.0859	-0.1977	-0.0765
4	5	-0.2023	-0.0735	0.2035	0.0838
1	5	0.7613	0.2832	-0.7076	-0.1846
6	5	0.0000	0.1028	0.0003	-0.1296

Tabla 5.8 Flujos de potencia en líneas

b) Respuesta a la frecuencia de los nodos

Para obtener la respuesta a la frecuencia del sistema, se requiere obtener la representación de los elementos del sistema. Esta representación puede ser la siguiente para cada elemento:

- c) Líneas: circuito  $\pi$
- d) Generadores: reactancia subtransitoria  $X''_g$
- e) Cargas : se representan por modelos equivalentes establecidos por el CIGRE, en este caso utilizaremos un modelo R-L paralelo
- f) Capacitores en derivación:
- g) Fuentes armónicas: representadas por una fuente de inyección de corriente.

N	V	A	Vrms	THD
1	1.0000	0.0000	1.0000	0.0004
2	0.9850	-0.6473	0.9850	0.0062
3	0.8888	-8.4411	0.8888	0.3115
4	0.8466	-14.3688	0.8466	0.4916
5	0.8877	-8.2911	0.8878	0.7898
6	0.9390	-8.4566	0.9395	3.0870

Tabla 5.9 Tensiones nodales y distorsión armónica total

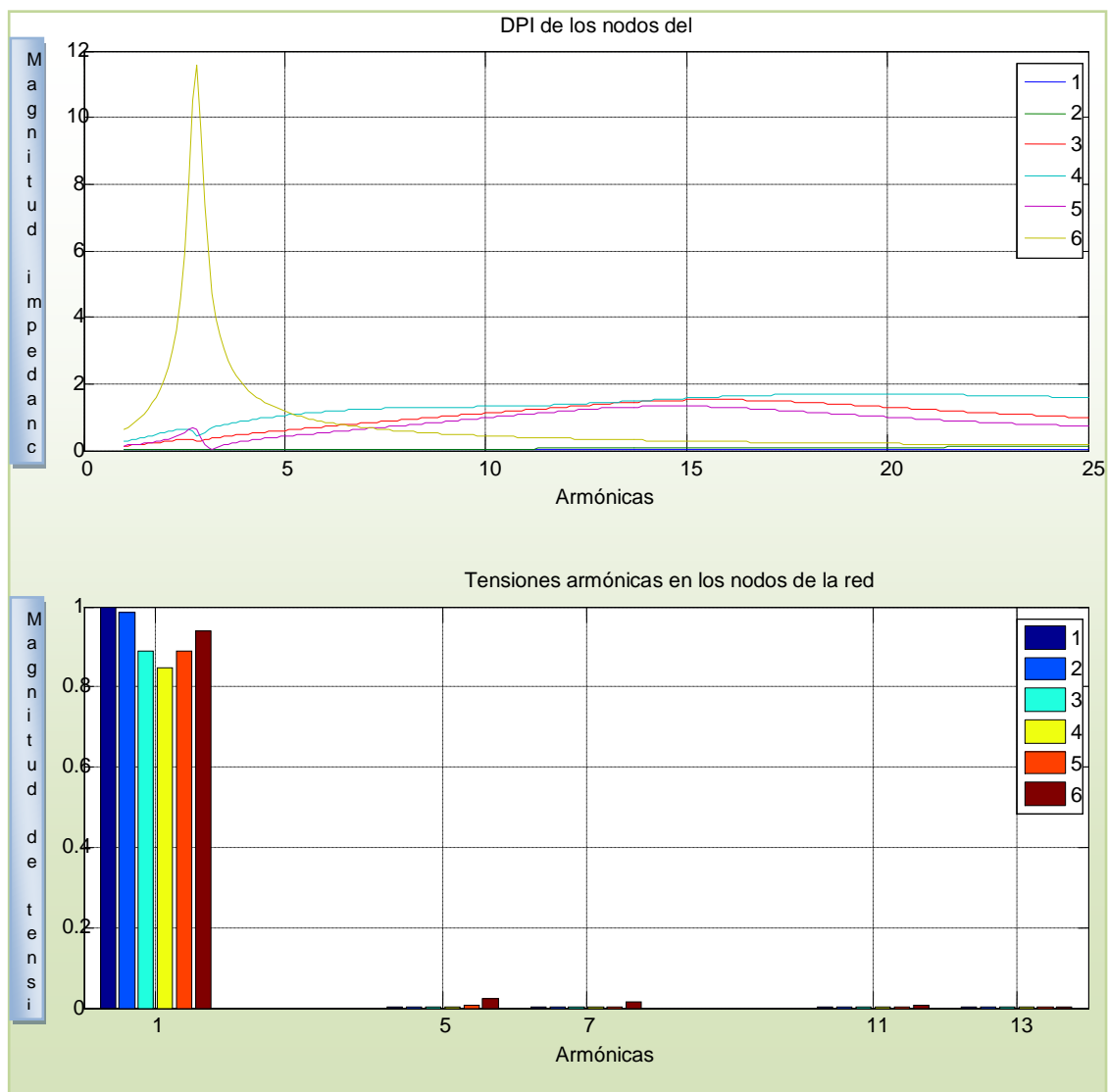


Figura 5.6 Impedancia equivalente vista en los nodos del sistema y tensiones a frecuencia fundamental y a frecuencia armónica.

Se puede observar que en el nodo 6 existe una alta resonancia paralela en la 3<sup>era</sup> armónica.

h) Fuente de inyección de corrientes armónicas

Se requiere obtener la corriente a frecuencia fundamental del TCR.

$$I_{TCR} = \frac{Q}{\sqrt{3}V} e^{j(\theta_V - \pi/2)} \quad (5.1)$$

que para este caso la potencia reactiva inyectada por el TCR es de  $Q= 0.1$ , y la tensión en el nodo de conexión, obtenido del estudio de flujos. De esta manera obtenemos que:

$$I_{TCR} = \frac{0.1}{\sqrt{3} * 0.939} e^{j(-0.14759 - \pi/2)} = 0.0614 \angle -98.4562 \Rightarrow 0.00904 - j0.060817$$

Usando el valor de la corriente del TCR a frecuencia fundamental se procede a calcular las corrientes armónicas en función de la tabla 5.6 quedando como:

$$I_5 = (0.0614 \times 0.2 \angle -5 \times 98.4562) = 0.012297 \angle -132.281$$

H	MAGNITUD	ANGULO
1	0.0614	-98.4562
5	0.01228	-132.28
7	0.011052	30.8066
11	0.00921	-3.01
13	0.00614	160.06

Tabla 5.10 Corrientes armónicas del TCR.

i) Tensiones armónicas en la red.

Para obtener las tensiones armónicas nodales se tiene que resolver la siguiente ecuación a cada armónica de interés.

$$V_h = Y_h^{-1} I_h \tag{5.2}$$

Donde la matriz de admitancias nodales se forma para las armónicas 5, 7, 11 y 13. Y el vector de inyecciones armónicas tiene valores de cero a excepción del nodo 6, que es donde se encuentra la inyección armónica, de esta manera queda como:

$$I_h = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ |I_h| \angle \theta_h \end{bmatrix} \tag{5.3}$$

Donde el valor de dicha corriente se muestra en la tabla 5.10. Una vez resuelta la ecuación 5.2 para las armónicas 5, 7, 11 y 13 se pueden obtener los resultados mostrados en la tabla 5.11

NODO	ARMONICA										THD
	FUNDAMENTAL		5		7		11		13		
	Vh	Ah	Vh	Ah	Vh	Ah	Vh	Ah	Vh	Ah	%
1	1	0	0	113.0299	0	82.2887	0	-159.992	0	165.3466	0.0004
2	0.985	-0.6473	0.0001	81.7181	0	37.8976	0	125.1318	0	73.0387	0.0062
3	0.8888	-8.4411	0.0024	80.1034	0.0013	36.657	0.0006	124.1704	0.0003	72.1352	0.3115
4	0.8466	-14.3688	0.0037	72.6852	0.0018	27.7002	0.0007	118.1973	0.0003	72.9078	0.4916
5	0.8877	-8.2911	0.006	112.2066	0.0032	82.8635	0.0016	-158.11	0.0008	167.2918	0.7898
6	0.939	-8.4566	0.0248	141.986	0.0131	123.0774	0.0063	-91.8343	0.0035	-109.049	3.0870

Tabla 5.11 Tensiones armónicas del sistema

Donde el THD está calculado como:

$$THD = \frac{\sqrt{V_5^2 + V_7^2 + V_{11}^2 + V_{13}^2}}{V_1} \times 100\% \quad (5.4)$$

## 5.6 Obtención y análisis de resultados

Como las tensiones obtenidas del estudio de flujos de potencia mostradas en la tabla 5.7 son demasiado bajas y el THD en el nodo 6 es demasiado alto al valor que recomienda la norma IEEE-519-1992 (ver tabla 5.1) , se colocan diferentes bancos de capacitores de diferentes capacidades en los nodos de carga.

Las principales características que debe tener un arreglo de bancos para poder instalarlos en este modelo son las siguientes:

- Los bancos deben tener la capacidad de elevar el perfil de tensión nodal en la red a niveles dentro de norma (+/- 5% de la tensión nominal).
- Los bancos no deben de entrar en resonancia a frecuencias armónicas inyectadas a la red por el TCR instalado en el nodo 6.
- No exceder el valor nominal de THD establecido en la tabla 5.1 en cada nodo.

Después de realizar un estudio con bancos de las siguientes capacidades 6,7.5, 9, 12, 15, 18, 22.5, 24 y 30 MVars y diversas combinaciones entre estas capacidades se presentan los 7 mejores casos que pueden ser usados para llegar a la optimización del sistema.

La tabla 5.12 presenta las posibles configuraciones de bancos a instalar, así como las capacidades y el perfil de tensión nodal que se obtiene en cada caso.

La tabla 5.13 muestra el porcentaje de distorsión nodal y las pérdidas en cada caso.

	Capacidad bancos (p.u.)				Tensiones nodales			
	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	0.23	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6
<b>Caso 1</b>	0.3	0.3	0.0	0.23	0.9717	0.9858	0.9498	1.0114
<b>Caso 2</b>	0.0	0.3	0.3	0.23	0.9482	0.9872	0.9759	1.0417
<b>Caso 3</b>	0.3	0.0	0.3	0.23	0.9569	0.9212	0.9597	1.0228
<b>Caso 4</b>	0.225	0.225	0.225	0.23	0.9675	0.9789	0.9709	1.0358
<b>Caso 5</b>	0.0	0.54	0.09	0.23	0.9655	1.0530	0.9763	1.0422
<b>Caso 6</b>	0.0	0.225	42	0.23	0.9481	0.9767	0.9863	1.0530
<b>Caso 7</b>	0.0	0.27	0.36	0.23	0.9500	0.9846	0.9821	1.0489

Tabla 5.12 Capacidades de bancos de capacitores y perfil de tensiones nodales

	Distorsión THD						Perdidas
	Nodo 1	Nodo 2	Nodo 3	Nodo 4	Nodo 5	Nodo 6	
<b>Caso 1</b>	0.0003	0.0035	0.1645	0.2905	0.5761	2.7050	0.0686
<b>Caso 2</b>	0.0005	0.0036	0.1681	0.5752	1.0016	2.5053	0.7100
<b>Caso 3</b>	0.0004	0.0155	0.7308	0.5142	0.9423	2.7353	0.0689
<b>Caso 4</b>	0.0005	0.0077	0.3609	0.5799	0.9542	2.6391	0.0688
<b>Caso 5</b>	0.0004	0.0039	0.1666	0.1772	0.7549	2.4709	0.0714
<b>Caso 6</b>	0.0005	0.0052	0.2252	0.8934	0.9989	2.5620	0.7290
<b>Caso 7</b>	0.0005	0.0040	0.1716	0.7113	0.9994	2.4909	0.0720

Tabla 5.13 Distorsión armónica total y perdidas de los posibles bancos a instalar

El caso 7 de la tabla 5.12 es el que cumple con las características requeridas en el sistema, solo usa 2 bancos uno en el nodo 4 y otro en el nodo 5, con capacidades de 0.27 p.u. y 0.36pu respectivamente, en el nodo donde se encuentra la fuente armónica tiene un THD de 2.4909 y el sistema presenta 0.0720 p.u. de perdidas.

Se realiza la metodología antes mencionada de los incisos a, b, c y d, para obtener los siguientes valores:

N	V	A	Pg	Qg	Pd	Qd
1	1.0000	0.0000	1.1220	0.0051	0.0000	0.0000
2	0.9850	-0.6624	0.3000	0.0692	0.0000	0.2000
3	0.9500	-8.7445	0.0000	0.0000	0.4500	0.2000
4	0.9846	-13.9748	0.0000	0.0000	0.4000	0.1500
5	0.9841	-9.3820	0.0000	0.0000	0.5000	0.2500
6	1.0489	-9.5767	0.0000	0.0000	0.0000	0.1000
GENERACION:		1.4220				
DEMANDA:		1.3500				
PERDIDAS:		0.0720				

Tabla 5.14 Resultados arrojados del estudio de flujos de potencia con bancos de capacitores instalados en la red

N1	N2	S12		S21	
1	2	0.3784	0.1674	-0.3748	-0.1997
2	3	0.6748	0.0689	-0.6557	-0.0108
3	5	-0.0030	-0.0951	0.0040	0.0605
3	4	0.2087	-0.0940	-0.2076	0.0979
4	5	-0.1924	0.0139	0.1932	-0.0177
1	5	0.7436	-0.1623	-0.6977	0.2377
6	5	0.0000	0.1530	0.0006	-0.1832

Tabla 5.15 Flujos en las líneas con bancos de capacitores instalados en el sistema

N	V	A	Vrms	THD
1	1.0000	0.0000	1.0000	0.0005
2	0.9850	-0.6624	0.9850	0.0040
3	0.9500	-8.7445	0.9491	0.1716
4	0.9846	-13.9748	0.9847	0.7113
5	0.9841	-9.3820	0.9822	0.9994
6	1.0489	-9.5767	1.0492	2.4909

Tabla 5.16 Tensiones nodales y distorsión armónica total con bancos de capacitores instalados en el sistema

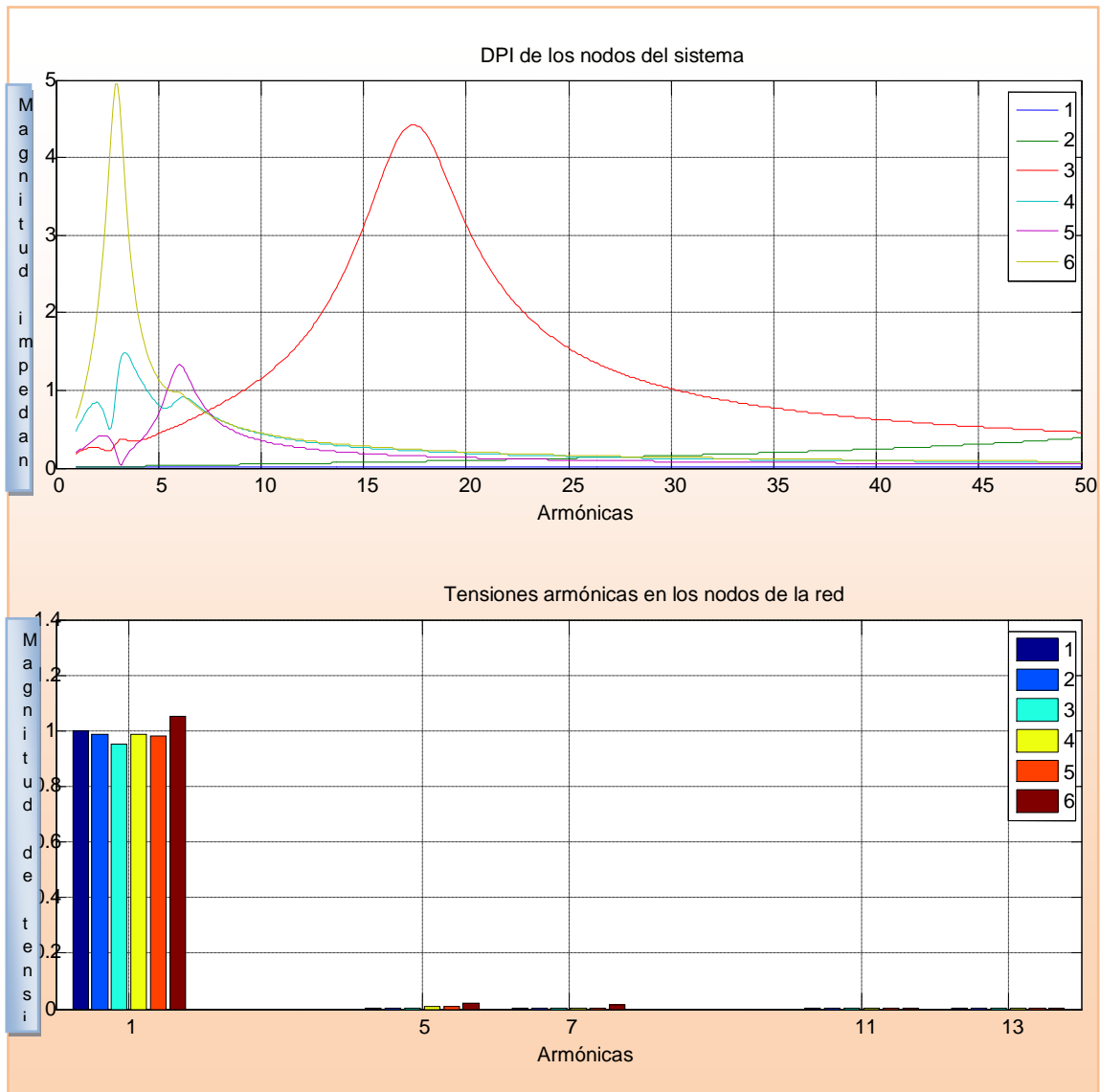


Figura 5.7 Impedancia equivalente vista en los nodos del sistema y tensiones a frecuencia fundamental y armónica.

Se puede observar que en el nodo 6 existe una alta resonancia paralelo en la 3<sup>era</sup> armónica, mientras que el nodo 3 presenta alta impedancia en la armónica 17, el nodo 4 padece de alta impedancia en la 3<sup>era</sup> armónica, mientras que el nodo 5 en la armónica 6 presenta una impedancia de 1.32, para este estudio este tipo de contingencias no afecta a los bancos de capacitores instalados en los nodos 4 y 5, ya que no presentan resonancia en las armónicas de orden 5°, 7°, 11° y 13° que son las que inyecta en compensador estático de VARs ubicado en el nodo 6 de la red.

La corriente a frecuencia fundamental del TCR.



$$I_{TCR} = \frac{0.1}{\sqrt{3} * 1.0489} e^{j(-0.167144 - \pi/2)} = 0.05504 \angle -99.5766$$

H	MAGNITUD	ANGULO
1	0.05504	-99.5766
5	0.011008	-137.883
7	0.0099072	22.9638
11	0.008256	-15.3426
13	0.005504	145.50

Tabla 5.17 Corrientes armónicas del TCR con bancos de capacitores instalados en la red

NODO	ARMONICA										THD
	FUNDAMENTAL		5		7		11		13		
	Vh	Ah	Vh	Ah	Vh	Ah	Vh	Ah	Vh	Ah	
1	1	0	0	-114.1307	0	-50.9316	0	-113.8726	0	44.9435	0.0005
2	0.985	-0.6473	0.0000	-178.9168	0	-77.3224	0	-142.9757	0	8.1181	0.004
3	0.95	-8.7445	0.0014	-160.3757	0.0007	-60.5864	0.0001	-129.0008	0.000	21.1801	0.1716
4	0.9846	-13.9748	0.0069	127.068	0.0013	163.5531	0.000	82.6024	0.000	-124.7877	0.7113
5	0.9821	-9.3820	0.009	-93.5669	0.0039	-32.6812	0.0004	-97.8873	0.0001	60.5380	0.9994
6	1.0489	-9.5767	0.0216	-36.1715	0.0132	115.5616	0.0057	74.7258	0.0031	-124.4691	2.4909

Tabla 5.18 Tensiones armónicas del sistema con bancos de capacitores instalados en el sistema.

Con los bancos de capacitores instalados, se hicieron las siguientes comparaciones para demostrar de una forma grafica y matemáticamente las mejoras a la red con la instalación d estos 2 bancos.

La tabla 5.19 muestra las potencias suministradas por los 2 generadores instalados en los nodos 1 y 2, el generador 1 muestra una baja en su generación de potencia activa y reactiva, bajando 0.0125 y 0.448 p.u. respectivamente y el generador 2 se mantiene constante en cuanto a la generación de potencia activa, ya que es el nodo compensador, mientras que la potencia reactiva generada por el mismo tiene un decremento de 0.2893 p.u.

POTENCIAS DE GENERACION				
GENERADOR	POTENCIA ACTIVA		POTENCIA REACTIVA	
	ANTERIOR	ACTUAL	ANTERIOR	ACTUAL
1	1.1345	1.122	0.4531	0.0051
2	0.3	0.3	0.3585	0.0692

Tabla 5.19 Comparación de potencias generadas

DISTORSION ARMONICA TOTAL		
N	Anterior THD	actual THD
1	0.0004	0.0005
2	0.0062	0.004
3	0.3115	0.1716
4	0.4916	0.7113
5	0.7898	0.9994
6	3.087	2.4909

Tabla 5.20 Variación del THD

La tabla 5.20 muestra los valores de decremento y de incremento del THD en cada nodo, los nodos que muestra un decremento son los nodos 2,3 y 6, por otro lado el nodo uno tiene un incremento despreciable de 0.0001% mientras que los nodos 4 y 5 muestran un incremento muy leve de aproximadamente 0.22% y 0.21% respectivamente, en ninguno de los nodos el valor del THD es mayor al 2.5% recomendado por la norma IEEE-519-1992 (ver tabla 5.1), para una mejor apreciación de estas variaciones, la figura 5.8 muestra estos valores de una forma grafica, en la cual se puede distinguir el enorme decremento del THD en el nodo 6.

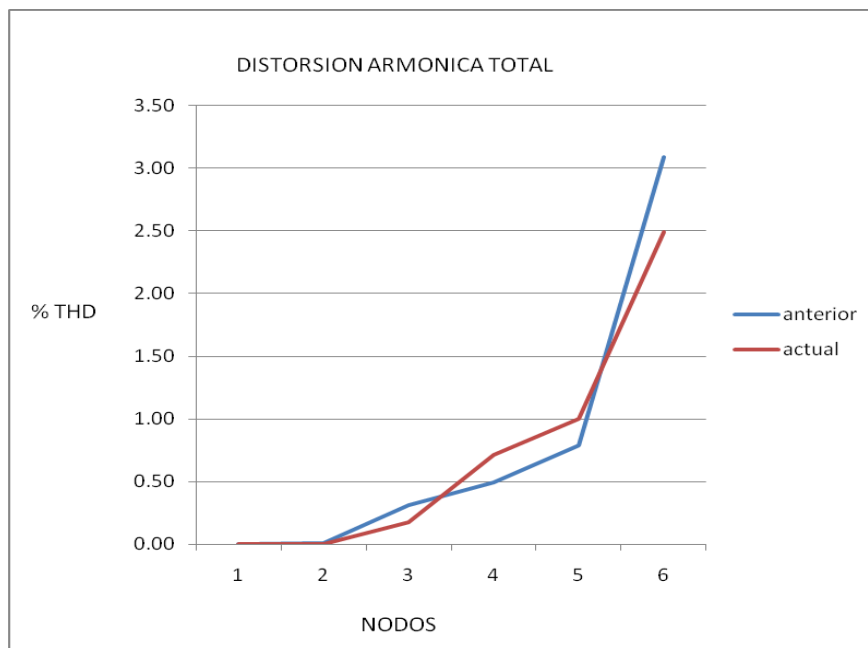


Figura 5.8 Distorsión armónica total

Las pérdidas es un factor muy importante, la tabla 5.21 muestra la reducción de estas, teniendo como diferencia entre la red antigua y la actual 0.0125pu, lo que equivale a 1.25 MVA.

PERDIDAS	
Anterior	actual
0.0845	0.072

Tabla 5.21 Perdidas en el sistema

Los bancos de capacitores instalados tiene varios efectos sobre el sistema, uno de ellos y muy importante es mejorar el perfil de tensión nodal, y por su puesto el decrementar el valor de perdidas, un efecto de estos bancos y que es muy significativo se presenta en el nodo 6, ya que al mejorar el perfil de tensión, las corrientes armónicas inyectadas por el TCR decremantan en función de la tensión y la potencia consumida por el TCR, que en este caso es constante, es decir que a mayor tensión las corrientes son menores, y al mismo tiempo el THD en ese nodo se vuelven menores, la tabla 5.22 y la figura 5.9 muestra las corrientes inyectadas por el TCR, por otro lado la tabla 5.23 muestra las tensiones en cada nodo y en cada armónica.

CORRIENTES ARMONICAS EN EL TCR		
	anterior	Actual
H	MAGNITUD	MAGNITUD
1	0.0614	0.05504
5	0.01228	0.011008
7	0.011052	0.0099072
11	0.00921	0.008256
13	0.00614	0.005504

Tabla 5.22 Corrientes inyectadas por el TCR

NODO	TENSIONES ARMONICAS									
	FUNDAMENTAL		5		7		11		13	
	anterior	Actual	anterior	actual	anterior	actual	Anterior	actual	anterior	actual
1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.985	0.985	0.0001	0	0	0	0	0	0	0
3	0.8888	0.95	0.0024	0.0014	0.0013	0.0007	0.0006	0.0001	0.0003	0
4	0.8466	0.9846	0.0037	0.0069	0.0018	0.0013	0.0007	0	0.0003	0
5	0.8877	0.9821	0.006	0.009	0.0032	0.0039	0.0016	0.0004	0.0008	0.0001
6	0.939	1.0489	0.0248	0.0216	0.0131	0.0132	0.0063	0.0057	0.0035	0.0031

Tabla 5.23 Tensiones armónicas

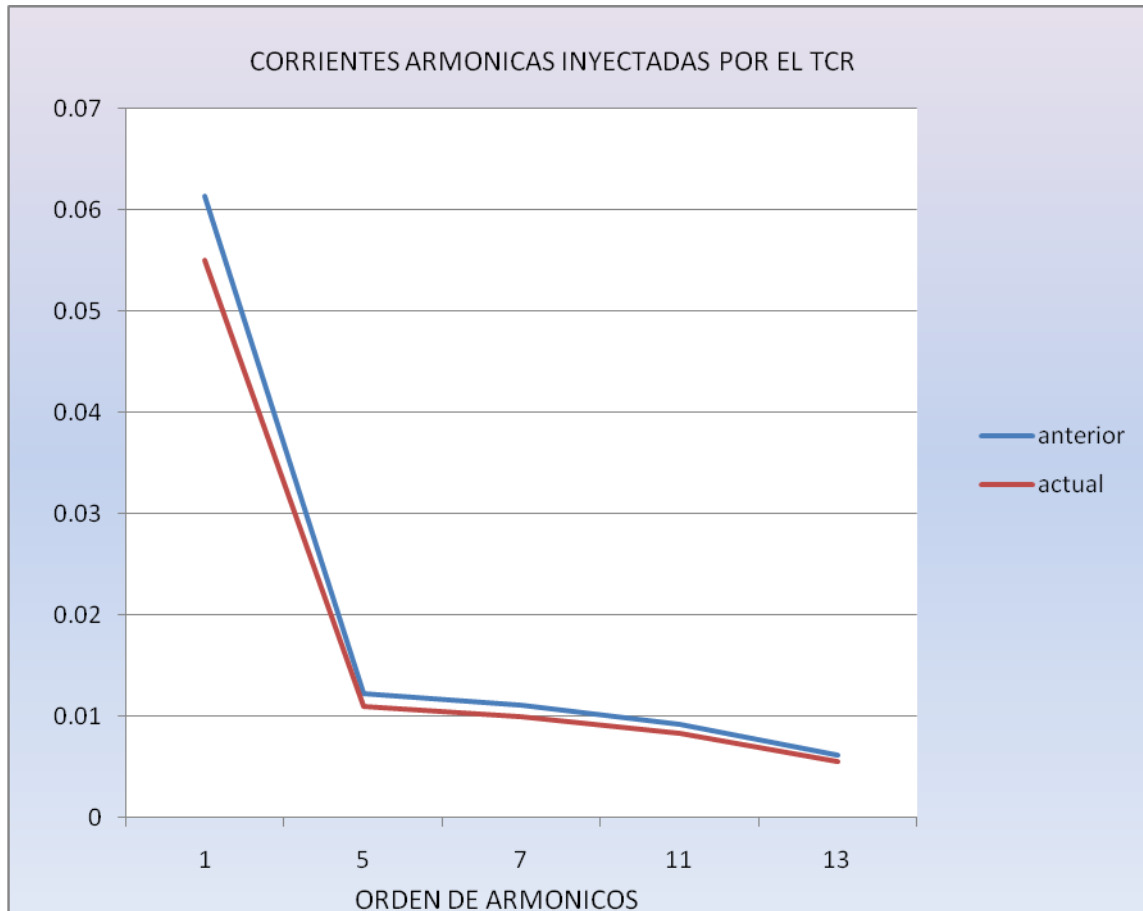


Figura 5.9 Comparación de la inyección de corriente armónica por el TCR al sistema en condiciones iniciales y con bancos de capacitores.

### 5.7 Características del programa computacional.

El programa computacional que se usó para los estudios desarrollados en este capítulo, fue creado por el Dr. Manuel Madrigal Martínez junto con la participación del M. en C. Miguel Jiménez Guzmán.

La herramienta cuenta con la capacidad de reproducir gráficos así como, obtener resultados de manera rápida y versátil.

Tiene como principales características:

- a) Calcular flujos de potencia del sistema de prueba, con solamente requerir datos clave como:
  - Numero de nodos
  - Numero de generadores.

- Número de líneas.
- Conexiones entre buses a través de las líneas.
- Elementos en derivación.
- Características de líneas, generadores, etc.
- Cargas nodales en MW y MVARs.

Obteniendo parámetros como, la potencia demandada, potencia generada, pérdidas, flujos en líneas y tensiones nodales.

b) Análisis de respuesta a la frecuencia e inyección de corrientes , requiere únicamente el nodo donde se encuentra la carga no lineal, las armónicas que este emana hacia el sistema, las cantidades expresadas en % y los ángulos, utilizando los resultados de flujos de potencia proporciona los siguientes datos:

- Tensiones nodales armónicas a cada armónica del sistema (magnitud y ángulos).
- Grafica de barrido en frecuencia, mostrando la magnitud de la impedancia, a cada nodo del sistema y con una amplia escala de niveles de armónicas.
- Arroja el THD de cada nodo del sistema.

## CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Uno de los aspectos más importantes de la calidad de la energía son las deformaciones de la onda de tensión debidas a la propagación de armónicas en las redes de distribución. Los estudios armónicos se están volviendo una parte importante de la planeación, diseño y regulación de los sistemas de distribución. El usar software para analizar condiciones prácticas es importante para entender las suposiciones hechas y las capacidades modeladas. Los modelos y métodos empleados dependen de la complejidad del sistema y de la disponibilidad de los datos. La propagación de corrientes armónicas en un sistema de distribución, y la distorsión de tensión resultante, dependen de las características de las fuentes armónicas así como también de la respuesta de frecuencia de componentes del sistema.

Para predecir la respuesta de sistemas de distribución a las armónicas, se requieren modelos exactos de los elementos del sistema y de las cargas que generan armónicas. El desarrollo de un modelo eficiente del sistema depende de la determinación exacta de cuales elementos se deben modelar en detalle. El segundo aspecto del modelo del sistema es usar el modelo apropiado de los dispositivos que proveerá resultados exactos sin complejidad indebida.

Una técnica simple para el análisis armónico es el método de inyección de corrientes, el cual se realiza en el dominio de la frecuencia. Esta técnica se emplea para verificar los estándares de calidad de tensión, mediante la determinación de los índices THD, graficas de barrido en frecuencia. Este método es muy rápido, no iterativo, con requerimientos de datos de entrada, facilidad de preparación de datos, y un volumen de datos de salida moderado.

Los bancos de capacitores para un sistema eléctrico de distribución son un elemento de gran importancia, ya que sus características brindan estabilidad en cuanto al perfil de tensión.

En los estudios anteriormente mostrados fueron desarrollados, utilizando los modelos matemáticos mencionados en los capítulos anteriores.

La desventaja de este estudio fue el tiempo que llevo, ya que se hizo analizando caso por caso, cambiando los tamaños y ubicación de los bancos, por otro lado el realizar el estudio de esta forma a base de errores, llegamos a obtener el resultado que cumplía con las características optimizando el sistema, sin embargo a través de cada iteración de cada caso, se observo la respuesta del sistema, por ejemplo si se instala un banco de capacitores de capacidad en el nodo 4 tiene más efecto a subir el perfil de tensión y sobre todo a bajar el nivel THD.

Al instalar bancos de capacitores en nodos de generación el perfil de tensión no se mejoraba, por lo cual tomamos la decisión de descartar a esos nodos como candidatos para colocar un banco.

A futuro pensamos desarrollar una herramienta que ayude a optimizar este procedimiento llegando a los mismos resultados e incluso mejorarlos, pero de una manera rápida y eficaz, además de agregarle una herramienta, para que en caso de que en el sistema no se pueda colocar bancos de capacitores por causa de un alto nivel de contaminación armónica, se puedan filtrar esas frecuencias de resonancia y así poder instalar los equipos necesarios, para optimizar el sistema.

## REFERENCIAS

- [1] A. E. Emmanuel, *Harmonics in the early years of electrical engineering: a brief review of events, people and documents*, Proceedings IEEE ICHQP'2000, pp. 1-7.
- [2] J. D. Ryder and D. G. Fink, *Engineers and Electrons: A Century of Electrical Progress*, New York IEEE Press, 1984.
- [3] E. L. Owen. *A history of harmonics in power systems*, IEEE Ind. App. Magazine, pp. 6-12, Jan 1998.
- [4] H. H. Kajihara, *Quality Power for electronics*, Electro-Tech., vol. 82, pp.46, Nov. 1968.
- [5] R. H. McFadde, *Power system analysis - what it can do to industrial plants*, IEEE. Trans. Ind. And Gen. App., vol 7, pp181-188, 1971.
- [6] H. N. Ng and M. M. Salama, *Classification of Capacitor Allocation Techniques*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 1, January 2000, pp. 387-392.
- [7] Thomas Allen Short, *Electric Power Distribution Equipment and Systems*, Taylor & Francis Group, 2006, Capitulo 6, pp. 269 - 309.
- [8] Task force on Harmonics Modeling and Simulation, *The modeling and simulation of propagation of harmonics in electric power networks Part I: Concepts, models and simulation techniques*, IEEE transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 452-465.
- [9] Task force on Harmonics Modeling and Simulation, *The modeling and simulation of propagation of harmonics in electric power networks Part II : Ample systems and Examples*, IEEE transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 466-474.
- [10] R. F. Chu and J. J. Burns, *Impact of cycloconverter harmonics*, IEEE trans. On Industry Applications, Vol. 25, No.3, May/June 1989, pp. 427-435.
- [11] R. C. Dugan, *Simulation of Arc Furnace Power System*, IEEE trans. On Industry Applications, IA-16(6), Nov/Dec 1980, pp. 813-818.
- [12] A. V. Oppenheim and R. W. Schaffer, *Discrete-Time Signal Processing*, Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, 1989.
- [13] A. Guillemin, *The mathematics of circuit Analysis*, John Wiley and Sons, INC., New York, 1958.
- [14] A. E. Emanuel, *Powers in nonsinusoidal situations - A Review of definitions and physical meaning*, IEEE trans. On power delivery, Vol 15, No.3, July 1990, pp. 1377-1389.
- [15] A. E. Emanuel, *On the definition of power factor and apparent power in unbalanced polyphase circuits*, IEEE trans. On power delivery, Vol 8, No.3, July 1993, pp. 841-852.
- [16] L.S. Czarnecki, *Misinterpretation of some power properties of electric circuits*, IEEE trans. On power delivery, Vol. 9 No. 4, October 1994, pp. 1760-1769.



- [17] P. S. Filipski, Y. Baghzouz, and M.D. Cox, *Discussion of power Definitions contained in the IEEE dictionary*, IEEE trans. On power delivery, Vol. 9, No.3, July 1994, pp.1237-1244.
- [18] *Nonsinusoidal situations: effects on the performance of meters and definitions of power*, IEEE tutorial course 90 EH0327-2PWR, IEEE, New York, 1990.
- [19] IEEE Working group on nonsinusoidal situations, *Practical definitions for powers in systems with nonsinusoidal waveforms and unbalanced loads: A Discussion*, IEEE trans. On power delivery, Vol. 11, No.1, January 1996, pp. 79-101.
- [20] *IEEE recommended practice for establishing transformer capability when supplying nonsinusoidal load currents*, ANSI/IEEE standard C57.110-1986, IEEE, New York, 1986.
- [21] W.M. Grady and R.J. Gilleskie, *Harmonics and How They Relate to Power Factor*, proceedings of PQA93, San Diego, CA, 1993.
- [22] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, *Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks Part I: Concepts, Models and Simulation Techniques*, IEEE trans. On power delivery, Vol.11, No. 1, January 1996, pp. 452-465.
- [23] W.M. Grady, M.J. Samotyj, and A.H. Noyola, *Survey of Active power Line Conditioning Methodologies*, IEEE trans. On power delivery, Vol. 5, No. 3, July 1990, pp. 1536-1542.
- [24] *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, IEEE standard 519-1992, IEEE, New York, 1993.
- [25] *Limits for Harmonic Current Emissions*, International Electrotechnical Commission Standard IEC 1000-3-2, March 1995.
- [26] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, and H. W. Beaty. *Electrical Power Systems Quality*, McGraw-Hill, New York, 1996.
- [27] *Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks, Part I: Concepts, Models, and Simulation Techniques*, (Task Force Report), IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1 (Jan., 1996), pp. 452- 465.
- [28] T. H. Ortmeier and T. Hiyama. *Distribution System Harmonic Filter Planning*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4 (Oct. 1996), pp. 2005-2012.
- [29] W.D. Stevenson, Jr., *Elements of Power System Analysis*, 4th ed., McGraw Hill, 1982.
- [30] C.A. Gross, *Power System Analysis*, John Wiley & Sons, 1986.
- [31] M. A. Wortman, D. L. Allen, and L. L. Grigsby, *Techniques for the Steady State Representation of Unbalanced Power Systems: Part I. A Systematic Building Block Approach to Network Modeling*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 10, October, 1985.
- [32] J. Arrillaga, D.A. Bradley, and P.S. Bodger, *Power System Harmonics*, John Wiley & Sons, 1985.
- [33] S.M. Halpin, A. Maitra, and C.R. Dickinson, *Calculation of Harmonic Current Flows in Single-Phase Power Distribution Systems*, Proceedings of the 7<sup>th</sup> IEEE International

- Conference on Harmonics and the Quality of Power, pp. 516-521, October, 1996.
- [34] Dugan, R.C., Brooks, D.L., McDermott, T.E., Sundaram, A., *Using voltage sag and interruption indices in distribution planning*, Winter Meeting 1999, Vol. 2, Jan-Feb, pp. 1164-1169.
- [35] Degeneff, R.C., Barss, R., Carnovale, D., Raedy, S., *Reducing the effect of sags and momentary interruptions: a total owning cost prospective*, Harmonics and Quality of Power, 2000. Proceedings. Ninth International Conference on , Vol. 2, 2000. pp: 397-403.
- [36] Alves, M.F., Ribeiro, T.N., *Voltage sag: an overview of IEC and IEEE standards and application criteria*, Transmission and Distribution, Conference, 1999 IEEE, Vol. 2, 11-16, pp. 585-589.
- [37] Yaleinkaya, G., Bollen, M.H.J., Crossley, P.A., *Characterization of voltage sags in industrial distribution systems*, Industry Applications, IEEE Transactions on, Vol. 34 Issue: 4, Jul/Aug 1998, pp. 682-688.
- [38] IEEE Std. 493- 1997, *IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE Standards Board, December 1997.
- [39] Kai Yao; Koval, D., Xu, W.; Salmon, J., *Modelling consumer voltage sags caused by distribution primary faults*, Electrical and Computer Engineering, 1999 IEEE Canadian Conference on , Vol. 3, pp. 1277-1282.
- [40] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, *The Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks Part I: Concepts, Models, and Simulation Techniques*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 1, January 1996.
- [41] D.E. Rice, *A Detailed Analysis of Six-Pulse Converter Harmonic Currents*, IEEE Transactions on Industry Applications, March/April, 1994.
- [42] Brauner, G., Hennerbichler, C., *Voltage dips and sensitivity of consumers in low voltage networks*, Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482), Vol. Summaries, pp. 142-142.
- [43] Lim, P.K., Dorr, D.S, *Understanding and resolving voltage sag related problems for sensitive industrial customers*, Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE, Vol. 4, pp. 2886-2890.
- [44] IEEE Std. 1159-1995, *Recommended Practice on Monitoring Electric Power Quality*.
- [45] B.K. Perkins and M.R. Irvani, *Novel Calculation of HVDC Converter Harmonics by Linearization in the Time Domain*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997.
- [46] IEEE 519-1992, *Recomendaciones Prácticas y Requerimientos de la IEEE para el Control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia*.