

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

LA CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO

**Tesis Previa a la Obtención del Título de
Ingeniero**

**Eléctrico en la Especialización de Sistemas Eléctricos
de Potencia**

Héctor Vinicio Garrido Luna

Diciembre 1997

Dedicatoria :

A mi querida Madre

A mis Hermanas : Paola y Mayté

A Paola Méndez

Agradecimientos :

Al Todo Poderoso por iluminarme y darme un aliento espiritual en los momentos más difíciles .

Al Ingeniero Milton Toapanta por su enorme colaboración para el desarrollo del presente trabajo .

A la Empresa Eléctrica Quito S.A. y en especial a los Ingenieros Wilson Bajaña y Fernando Gómez.

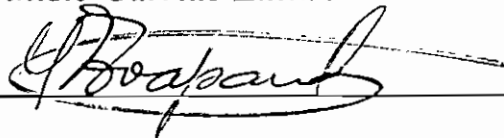
Al Ingeniero Alfredo Mena

A todos mis familiares , profesores y amigos , que con sus buenos consejos incentivaron en mí el deseo de superación.

A mis padres que con su incondicional apoyo hicieron posible la culminación de mi formación profesional .

Certificación :

Certifico que el presente Trabajo de Tesis ha sido desarrollado en su totalidad por el Señor Héctor Vinicio Garrido Luna .

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Toapanta', is written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

*Ingeniero Milton Toapanta .
Director de Tesis .*

ÍNDICE

	PAG .
CAPITULO 1 : GENERALIDADES	1
1.1 <i>Introducción</i>	1
1.2 <i>Objetivo</i>	2
1.3 <i>Alcance</i>	2
1.4 <i>Metodología</i>	3
CAPITULO 2 : CAÍDAS E INTERRUPCIONES DE VOLTAJE DE CORTA DURACIÓN	4
2.1 <i>Fuentes de caídas e interrupciones de voltaje de corta duración</i>	5
2.2 <i>Área de vulnerabilidad</i>	9
2.3 <i>Principios de protección</i>	11
2.4 <i>Acciones tomadas por los usuarios para solucionar problemas de caídas e interrupciones de voltaje.</i>	13
2.4.1 <i>Transformadores ferroresonantes</i>	14
2.4.2 <i>Sintetizador magnético</i>	16
2.4.3 <i>UPS en la línea</i>	18
2.4.4 <i>UPS en espera (standby)</i>	19
2.4.5 <i>UPS híbrido</i>	20
2.4.6 <i>Conjunto Motor - Generador</i>	21
2.4.7 <i>Aparato de almacenamiento de energía magnético de superconducción (SMES).</i>	21
2.4.8 <i>Especificaciones de los equipos de los usuarios.</i>	22
2.5 <i>Caídas de voltaje en el arranque del motor</i>	23
2.5.1 <i>Métodos para arrancar un motor</i>	24
2.5.2 <i>Estimación de una severa caída de voltaje durante un arranque a voltaje nominal.</i>	26

2.6 <i>Acciones tomadas por las empresas eléctricas para despejar fallas</i>	27
2.6.1 <i>Confiabilidad</i>	28
2.6.2 <i>Incrementos de sectores en las líneas de distribución</i>	30
CAPITULO 3 : VARIACIONES DE VOLTAJE DE LARGA DURACIÓN	40
3.1 <i>Principios para la regulación de voltaje</i>	40
3.2 <i>Aparatos para la regulación de voltaje</i>	42
3.2.1 <i>Utilidad de los reguladores de paso de voltaje</i>	44
3.2.2 <i>Transformadores ferrosesonantes</i>	45
3.2.3 <i>Regulador con conmutación de tomas electrónico</i>	46
3.2.4 <i>Sintetizador magnético</i>	47
3.2.5 <i>Sistemas de UPS en la línea</i>	47
3.2.6 <i>Unidades de Motor - Generador</i>	47
3.2.7 <i>Compensador estático de voltio - amperios reactivos</i>	48
3.3 <i>Aplicación de reguladores de voltaje en las empresas eléctricas</i>	50
3.3.1 <i>Compensador de caída de línea</i>	50
3.3.2 <i>Reguladores en serie</i>	54
3.4 <i>Capacitores para la regulación de voltaje</i>	55
3.4.1 <i>Capacitores en paralelo</i>	55
3.4.2 <i>Capacitores en serie</i>	57
3.5 <i>Aplicaciones de capacitores en los usuarios terminales</i>	58
3.5.1 <i>Localización de los capacitores para la corrección del factor de potencia</i>	58
3.5.2 <i>Elevación del voltaje</i>	60
3.5.3 <i>Reducción de pérdidas en un sistema de poder</i>	61
3.5.4 <i>Reducción de la corriente de línea</i>	62
3.5.5 <i>Desplazamiento del factor de potencia frente al verdadero factor de potencia</i>	63
3.5.6 <i>Selección del tamaño de los capacitores</i>	65
3.6 <i>Regulación de voltaje con generadores dispersos</i>	67

CAPITULO 4 : ARMÓNICOS	71
4.1 <i>Introducción</i>	71
4.2 <i>Distorsión armónica</i>	73
4.3 <i>Voltaje frente a la distorsión de corriente</i>	76
4.4 <i>Los armónicos frente a los transitorios</i>	78
4.5 <i>Distorsión armónica total y valor rms</i>	79
4.6 <i>Potencia y factor de potencia</i>	82
4.7 <i>Armónicos triples</i>	87
4.8 <i>Efectos de la distorsión armónica</i>	91
4.8.1 <i>Impacto en capacitores</i>	91
4.8.2 <i>Impacto en transformadores</i>	95
4.8.3 <i>Impacto en los motores</i>	99
4.9 <i>Principios para controlar los armónicos</i>	101
4.9.1 <i>Reducción de los armónicos de corriente en las cargas</i>	101
4.9.2 <i>Filtros</i>	102
4.9.3 <i>Modificación de la respuesta de frecuencia del sistema</i>	103
4.9.4 <i>Control de armónicos en los alimentadores de distribución de las empresas eléctricas</i>	104
4.9.5 <i>Recursos aplicados en los usuarios</i>	105
4.10 <i>Localización de fuentes de armónicos</i>	106
4.11 <i>Aparatos para filtrar la distorsión armónica</i>	108
4.11.1 <i>Filtros pasivos</i>	108
4.11.2 <i>Filtros activos</i>	112
4.12 <i>Procedimiento de estudio para los armónicos</i>	113
4.13 <i>Diseño de filtros para armónicos</i>	114
CAPITULO 5 : MONITOREO DE LA CALIDAD DE POTENCIA	120
5.1 <i>Introducción</i>	120
5.2 <i>Encuesta en el lugar de estudio</i>	123
5.3 <i>Detalles del monitoreo de la calidad de energía eléctrica</i>	124
5.3.1 <i>Elección del lugar de monitoreo</i>	126

5.3.2	<i>Forma de registrar los disturbios</i>	127
5.3.3	<i>Conexiones del monitor de disturbios</i>	128
5.3.4	<i>Colocación de características iniciales del monitor</i>	129
5.3.5	<i>cantidad de medidas</i>	129
5.3.6	<i>Interpretación de los resultados de las mediciones</i>	130
5.3.7	<i>Identificación de la fuente de un disturbio</i>	130
5.4	<i>Equipos de medida para determinar la calidad de energía</i>	133
5.4.1	<i>Tipos de instrumentos de medición</i>	134
5.4.2	<i>Multímetros</i>	136
5.4.3	<i>Osciloscopios</i>	137
5.4.4	<i>Analizadores de disturbios</i>	138
5.4.5	<i>Analizadores de espectros y analizadores de armónicos</i>	139
5.4.6	<i>Combinación de analizadores de disturbios y armónicos</i>	140
5.4.7	<i>Medidores de fluctuaciones</i>	140
5.4.8	<i>Transductores requeridos</i>	141
5.4.9	<i>Resumen de transductores recomendados</i>	142
5.4.10	<i>Resumen de las capacidades de los equipos</i>	142
CAPITULO 6 : EJEMPLO DE APLICACION DE MONITOREO		144
6.1	<i>Introducción</i>	144
6.2	<i>Breve descripción del sistema trolebús de la ciudad de Quito</i>	145
6.3	<i>Características del equipo de medición (POWER LOGIC)</i>	147
6.4	<i>Características de las subestaciones monitoreadas</i>	150
6.5	<i>Datos y formas de onda obtenidos en la Subestación No. 4</i>	152
6.6	<i>Datos y formas de onda obtenidos en la Subestación Pérez Guerrero</i>	154
6.7	<i>Análisis de los parámetros obtenidos mediante mediciones</i>	155
6.7.1	<i>En la Subestación No. 4</i>	155
6.7.2	<i>En la Subestación Pérez Guerrero</i>	163
CAPITULO 7 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		174
7.1	<i>Conclusiones</i>	174
7.2	<i>Recomendaciones</i>	179

<i>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</i>	182
<i>ANEXOS</i>	187
<i>ANEXO 1A</i>	188
<i>ANEXO 1B</i>	215
<i>ANEXO 1C</i>	232
<i>ANEXO 2A</i>	237
<i>ANEXO 2B</i>	258
<i>ANEXO 2C</i>	270

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCION

El desarrollo de las industrias conjuntamente con sus procesos, han determinado la “contaminación” de las redes eléctricas de las que se abastecen. En países industrializados, los parámetros que rigen la calidad de servicio eléctrico tienen gran importancia en la planificación de los sistemas de potencia eléctrica. Nuestro país debe prever el crecimiento de su industria, contando con estudios técnicos que involucren estos parámetros de calidad.

La proliferación de procesadores microelectrónicos en un amplio rango de equipos , desde los VHS caseros y relojes digitales a ensambladores industriales automatizados y aún sistemas de diagnóstico en un hospital han incrementado la vulnerabilidad de dichos equipos a los problemas de la calidad del servicio eléctrico .

Estos problemas incluyen una variedad de disturbios eléctricos, los cuales pueden originar de alguna manera y tener diferentes efectos en varias clases de carga sensitivas , ocasionando bajo rendimiento y pérdidas económicas .

Por otra parte, varios primarios y subestaciones de distribución de la Empresa Eléctrica Quito pueden tener problemas en los parámetros de calidad, principalmente considerando la conexión eléctrica de una nueva carga como lo es la del sistema Trolebús a la red de la E.E.Q.S.A. Lo antes mencionado, el incesante crecimiento de la industria moderna que utiliza maquinaria y herramienta en base a la aplicación de elementos de estado sólido en la electrónica de potencia que deforman las ondas de voltaje y corriente, sumado a la carencia de estudios de calidad en la E.E.Q.S.A respecto a sus primarios de distribución ha abierto la expectativa de plantear este proyecto de investigación.

1.2 OBJETIVO

Los objetivos de este trabajo se expone en los siguientes puntos :

- Presentar variables que permitan decidir sobre la calidad de servicio en sistemas eléctricos de potencia .
- Analizar las causas que inciden sobre la variación de los parámetros de calidad del servicio eléctrico y proponer soluciones prácticas .
- Analizar mediante monitoreo las ondas de voltaje y corriente en los alimentadores primarios de la Empresa Eléctrica Quito S.A. que abastecen al sistema del trolebús de Quito.

1.3 ALCANCE

Para un mejor entendimiento de este trabajo, se dedica los capítulos 2, 3 y 4 al estudio teórico de las más comunes e importantes variables que permiten decidir sobre la calidad de servicio eléctrico, como son : declives e interrupciones de voltaje de corta duración, armónicos y variaciones de voltaje de larga duración, con sus respectivas normas actualizadas, causas, efectos y soluciones .

El capítulo 5 se lo dedica a la determinación de técnicas de monitoreo de la calidad de servicio eléctrico y en el capítulo 6 se plantea como ejemplo de aplicación el monitoreo de los primarios que alimentan al sistema del trolebús de la ciudad de Quito y se medirán variaciones de voltaje , contenido armónico de voltaje y corriente , variaciones de frecuencia y factor de potencia .

Finalmente el capítulo 7 se lo dedicará a las conclusiones y recomendaciones que originen el presente estudio .

1.4 METODOLOGIA

Con el objetivo de desarrollar la parte teórica del presente trabajo , se realizó una recopilación de normas e información técnica especializada y actualizada en el tema , adquirida principalmente de la IEEE .

Además , para la parte experimental y práctica para monitorear las formas de onda tanto de voltaje como de corriente y medir las variables de calidad de servicio eléctrico se utilizó equipo muy moderno como el POWERLOGIC .

CAIDAS E INTERRUPCIONES DE VOLTAJE DE CORTA DURACION

Las caídas e interrupciones de voltaje son generalmente conocidos como problemas de calidad de servicio eléctrico , así que los dos temas se trataran juntos para evitar repeticiones. Una caída de voltaje es un problema de corta duración (típicamente 0.5 a 30 ciclos) produciendo una reducción del voltaje rms , causado por fallas del sistema eléctrico y de arranques o conexiones de grandes cargas , tales como motores . Las Interrupciones momentáneas (típicamente no más de 2 a 5 s.) causan una completa pérdida de voltaje y son el resultado común de las acciones tomadas por las empresas eléctricas para despejar las fallas transitorias de sus sistemas . Las interrupciones sostenidas de más de un minuto son generalmente debido a fallas permanentes .

En los últimos años las empresas eléctricas han tenido que afrontar un elevado número de reclamos acerca de la calidad de servicio eléctrico debido a las caídas e interrupciones de voltaje . Hay muchas razones para esto , siendo los de mayor importancia los usuarios con mayores cargas sensitivas en todos los sectores (residencial , comercial e industrial). El uso de computadoras digitales y otros tipos de controles electrónicos son los más afectados por estos problemas . Los controladores computarizados tienden a perder su memoria y los procesos que están siendo controlados son generalmente muy complejos , motivo por el cual una paralización en el sistema de fabricación produce pérdidas económicas y el tiempo para reiniciar el trabajo es muy grande . Las industrias están confiando más en los equipos

automatizados para alcanzar máxima productividad y permanecer competitivos . De esta manera , por el crecimiento de las cargas muy sensitivas , una interrupción de voltaje tiene más impacto en la actualidad que con las cargas comunes tal como lo fue hace pocos años atrás .

2.1 FUENTES DE CAIDAS E INTERRUPCIONES DE VOLTAJE CORTA DURACION

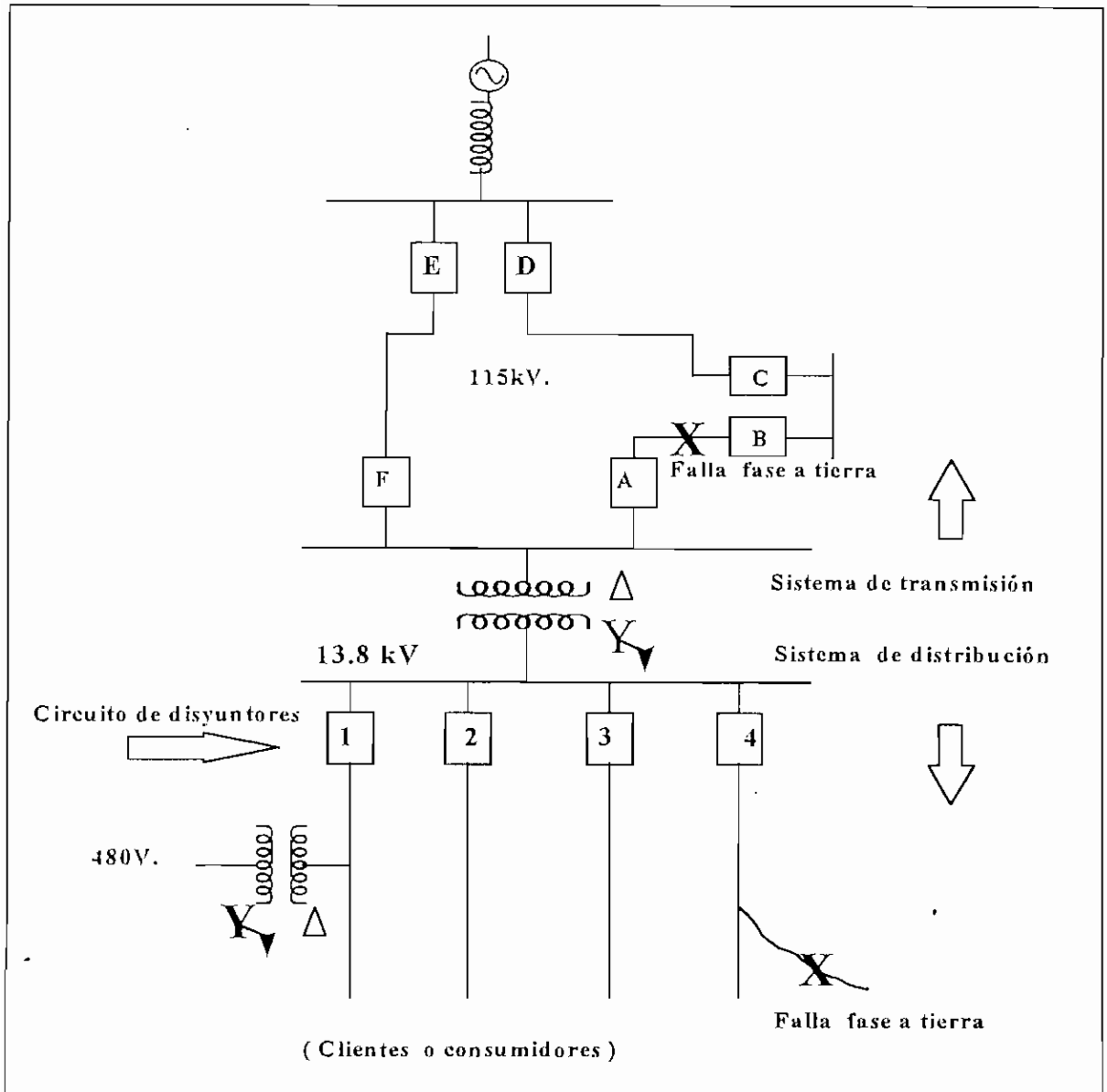


Figura 2.1 Ejemplo de un sistema eléctrico de potencia con fallas línea a tierra que provocan caídas de voltaje en los consumidores .

Las caídas de voltaje e interrupciones son generalmente causadas por fallas (cortocircuitos) en los sistemas eléctricos de potencia de las empresas . En el diagrama mostrado en la figura 2.1 , se considera a un usuario que es abastecido de un alimentador protegido por un disyuntor 1. Si hay una falla en este alimentador , el usuario experimentará una baja de voltaje durante la falla seguida por una interrupción cuando el disyuntor se abre para despejar la falla . Si la falla es temporal en su naturaleza , una operación de reconexión del disyuntor sería exitosa y la interrupción sería solo temporal. Generalmente se requiere de 5 a 6 ciclos para que el disyuntor opere , tiempo en el cual ocurre las caídas de voltaje . El disyuntor permanecerá abierto por un mínimo de 20 ciclos hasta 2 o 5 segundos dependiendo de la práctica del reenganche . Es posible que un equipo sensible trabaje durante esta interrupción. Un evento mucho más común podría ser una falla en los otros alimentadores de la subestación o en alguna parte del sistema de transmisión . (Observar la localización de falla en la figura 2.1).

En cualquiera de estos casos , el usuario del servicio eléctrico experimentará una caída de voltaje durante el período en el cual la falla se encuentra actuando en el sistema . Tan pronto como los disyuntores se abren para despejar la falla , el usuario volverá a obtener su voltaje normal .

Las figuras 2.2 y 2.3 muestran 2 interesantes eventos de falla en un sistema eléctrico de potencia . El gráfico superior de cada una de las figuras representa la variación de voltaje rms con respecto al tiempo y en el otro gráfico están los primeros 175 ms de la forma de onda real . La figura 2.2 muestra la medición característica en un usuario localizado en un sector del alimentador sin falla , pero se nota la caída de voltaje debida a una falla en otro alimentador de la misma subestación.

La figura 2.3 muestra una interrupción momentánea (realmente 2 interrupciones separadas) producida por una falla de cortocircuito con 2 rápidas operaciones de reenganche de un reconectador en la línea . El aparato de interrupción en este caso fue un reconectador en la línea eléctrica que tubo la capacidad de interrumpir la falla muy rápidamente en 2.5 ciclos (41,66 ms) .Este artefacto puede tener una variedad de condiciones de operación . En este caso tuvo una disposición de

operación común de dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas. La figura 2.2 muestra una breve caída de voltaje solamente para la primera operación rápida. Una idéntica caída de voltaje se podría obtener para una segunda operación.

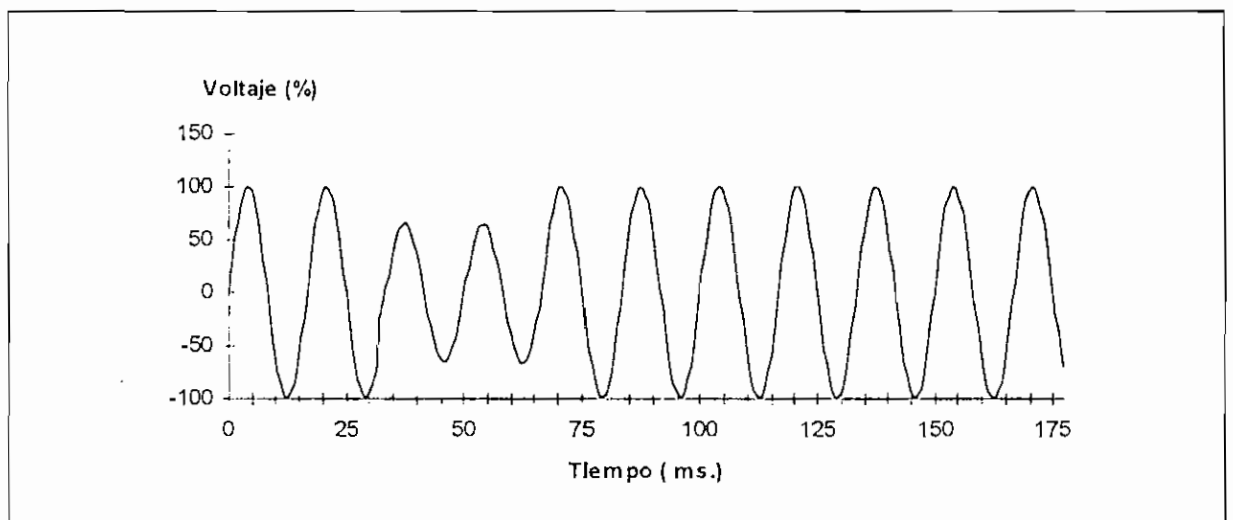
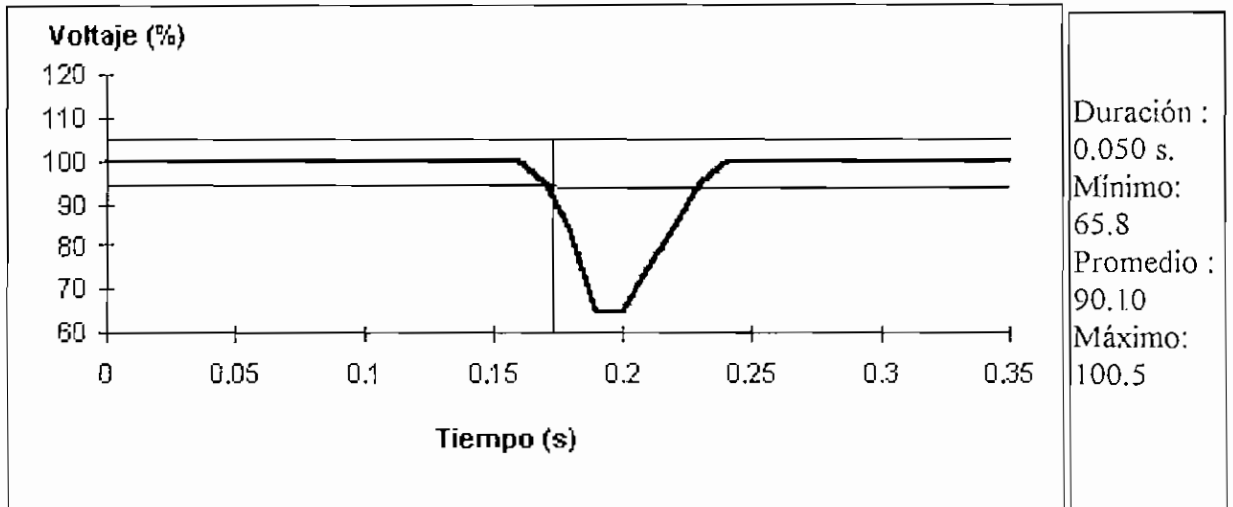


Figura 2.2 Caída de voltaje debido a una falla de cortocircuito en un alimentador paralelo.

Estas breves caída de voltaje que prácticamente no son notorias si es que se observa mediante las luces titilantes, muchos procesos industriales se abrían paralizado o colapsado debido a las caídas de voltaje a un 65 % durante este tiempo, por la aplicación de equipo muy sensitivo.

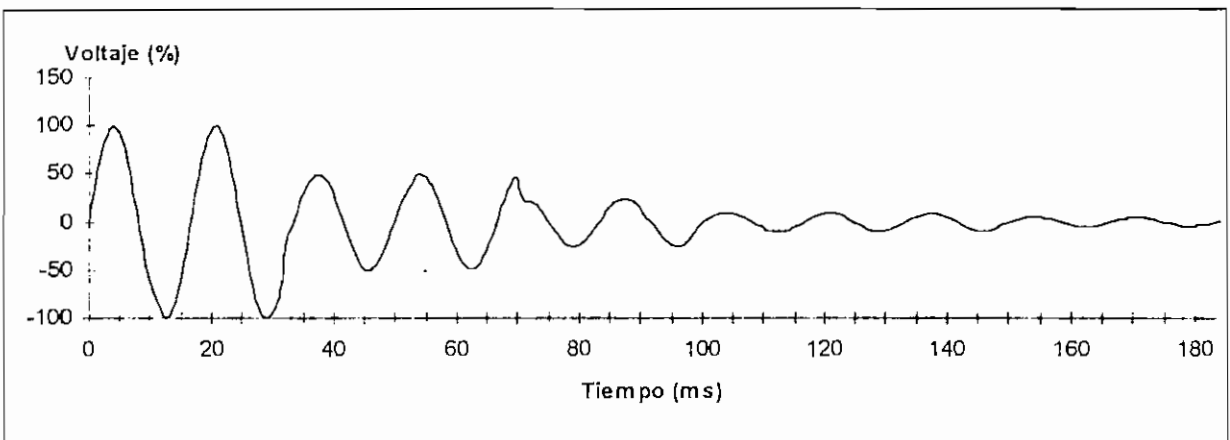
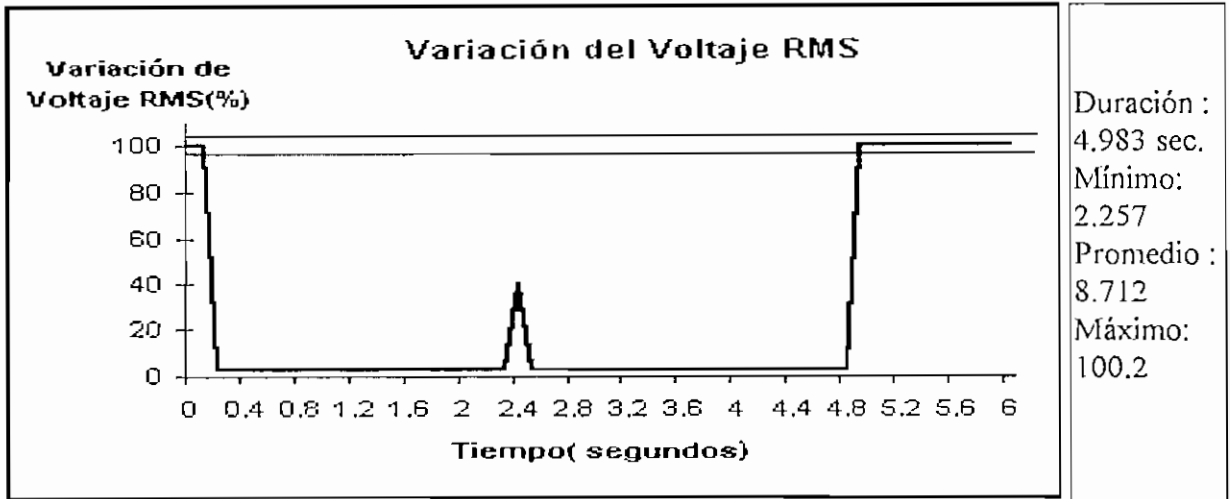


Figura 2.3 Una falla de cortocircuito con dos rápidas operaciones de reenganche con un reconectador en la línea.

La figura 2.3 muestra claramente la caída de voltaje previo al despeje de la falla y seguido por las dos operaciones rápidas de reenganche del reconectador. El tiempo de reenganche, que es el tiempo en el que el reconectador estuvo abierto, fue muy pequeño, alrededor de 2 s, un tiempo muy común para un recloser que está en la línea. Aparentemente, la falla producida posiblemente por la caída de una rama de un árbol, no fue despejada completamente por la primera operación, y se hace necesario una segunda operación. El sistema fue restaurado por la segunda operación. La figura 2.4 muestra recientes datos de caídas de voltaje en empresas eléctricas en los Estados Unidos. La gráfica de barras representa el número promedio de eventos en 30 días del mes en los cuales se indica el rango de las caídas de voltaje. La línea

curva representa la probabilidad acumulada para un evento dado de caída de voltaje. Las interrupciones de energía eléctrica son representadas en el gráfico de barras por voltaje cero. Según los datos, aproximadamente el 10% del total de los eventos que producen voltajes de menos del 90% del nominal, son interrupciones.

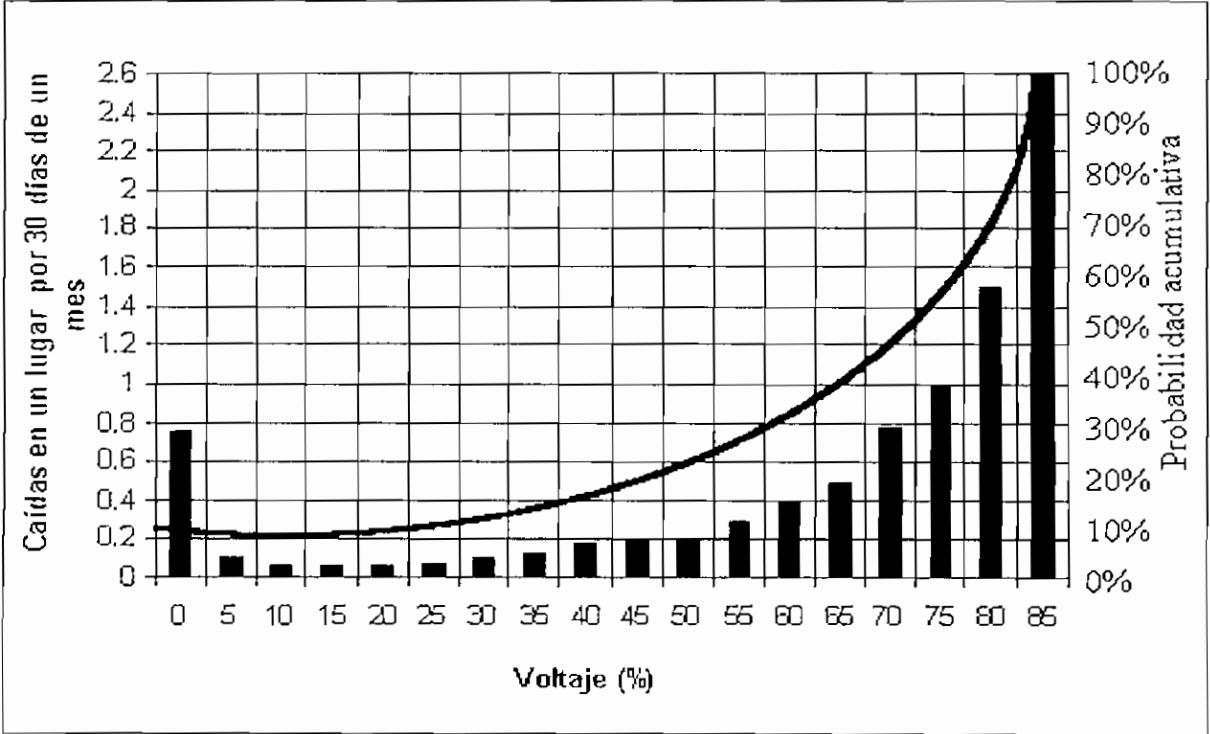


Figura 2.4 Curva estadística de caídas de voltaje en U.S.A. recogidos en nueve meses.

El resto son caídas de voltaje que dependen de varias causas, por ejemplo por fallas en otros lugares del sistema. El promedio de caídas de voltaje es el 75%. Mientras estos fueron datos preliminares, ellos han dado una idea general acerca de la frecuencia de las caídas e interrupciones de voltaje.

2.2 AREA DE VULNERABILIDAD.

El concepto de área de vulnerabilidad ha sido desarrollado para ayudar a evaluar y detectar las zonas de un sistema eléctrico en los cuales se está sometido a leves caídas de voltaje y a zonas de valores críticos.

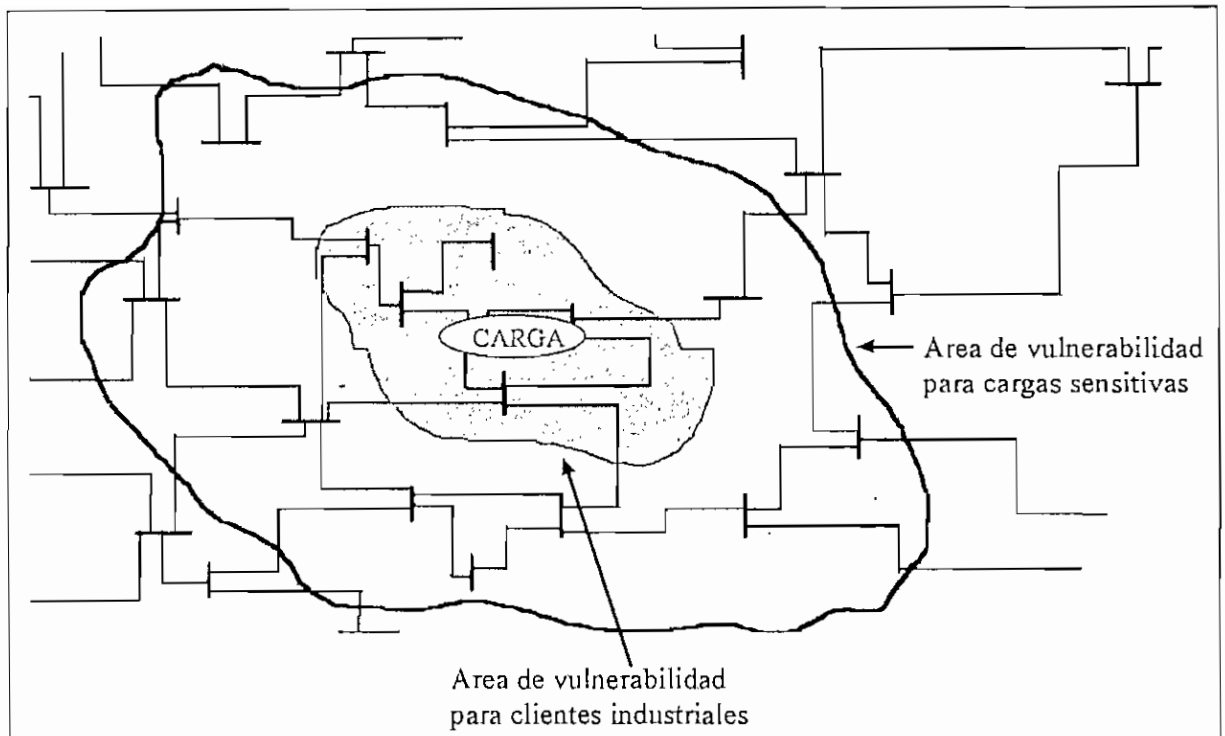


Figura 2.5 Ilustración del área de vulnerabilidad en un sistema de transmisión .

La figura 2.5 muestra un área de vulnerabilidad para un usuario industrial abastecido por un sistema de transmisión . El contar con la localización y el desempeño de las caídas de voltaje , es muy importante para desarrollar simulaciones de cortocircuitos para determinar el voltaje de la planta de una industria como una función de la localización de las fallas en el sistema de poder . Se determinan miles de circuitos de línea que están expuestos a fallas , los cuales pueden afectar la planta (área de vulnerabilidad) que están determinados por un determinado nivel de caída de voltaje . La figura muestra que el área de vulnerabilidad depende de la sensibilidad del equipo . Contactores que caen al 50 % del voltaje podrían tener una relativa área de vulnerabilidad pequeña , mientras las unidades de velocidades ajustables que descienden a un 90% del voltaje pueden ser sensibles a fallas sobre un amplio rango del sistema de transmisión . La ejecución de un historial de fallas puede entonces ser usada para estimar el número de caídas de voltaje por año que pueden ser esperadas debajo de determinada magnitud (expresando el número de fallas por año por 100 km. de línea) .

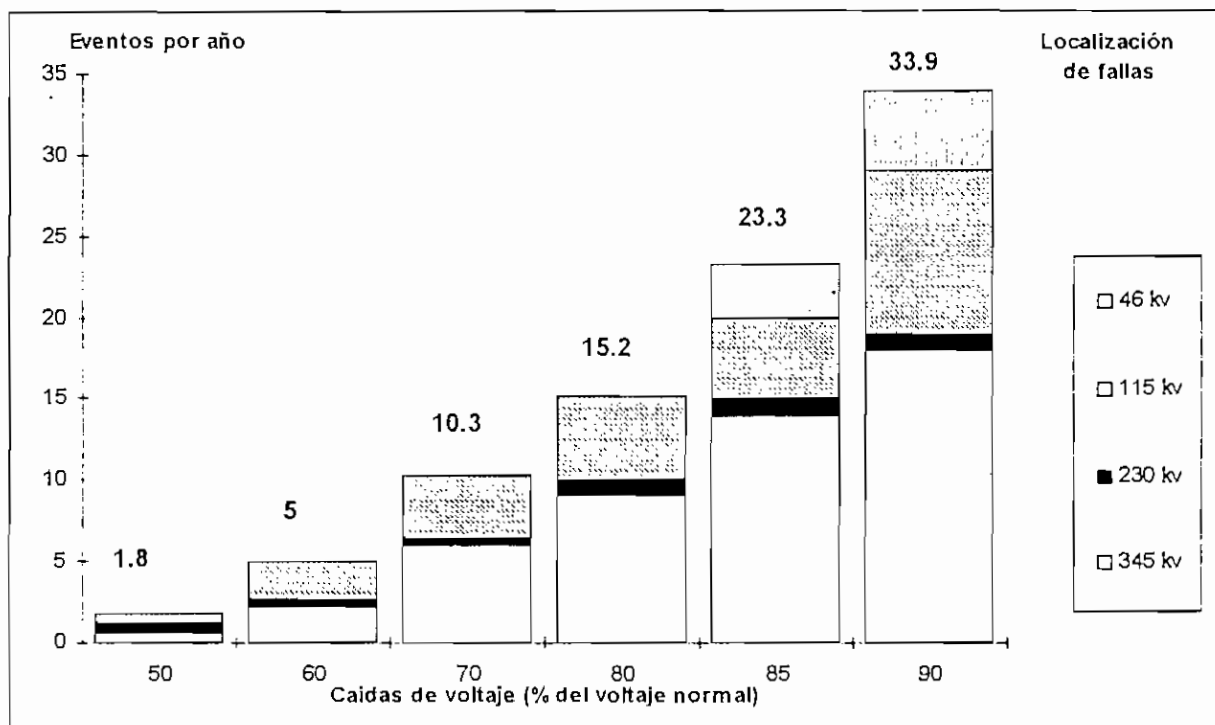


Figura 2.6 Estimación de la caída de voltaje de consumidores como función del voltaje de línea con falla y niveles de caída de voltaje .

Finalmente , el gráfico de la figura 2.6 puede ser construido descomponiendo la caída del voltaje esperado , en magnitud (nivel de voltaje de la línea con falla) y causa . Esta información puede ser usada directamente por los usuarios para determinar las condiciones y requerimientos técnicos del equipo de poder que alimentarán a las cargas sensitivas en la planta industrial . El mismo análisis puede ser desarrollado por un sistema de distribución .

2.3 PRINCIPIOS DE PROTECCIÓN

Algunas actividades pueden ser ejecutadas por las empresas eléctricas , los usuarios, y fabricantes de equipos para reducir el número y la severidad de las caídas de voltaje. La figura 2.7 ilustra posibles soluciones para resolver las caídas de voltaje con sus relativos costos .

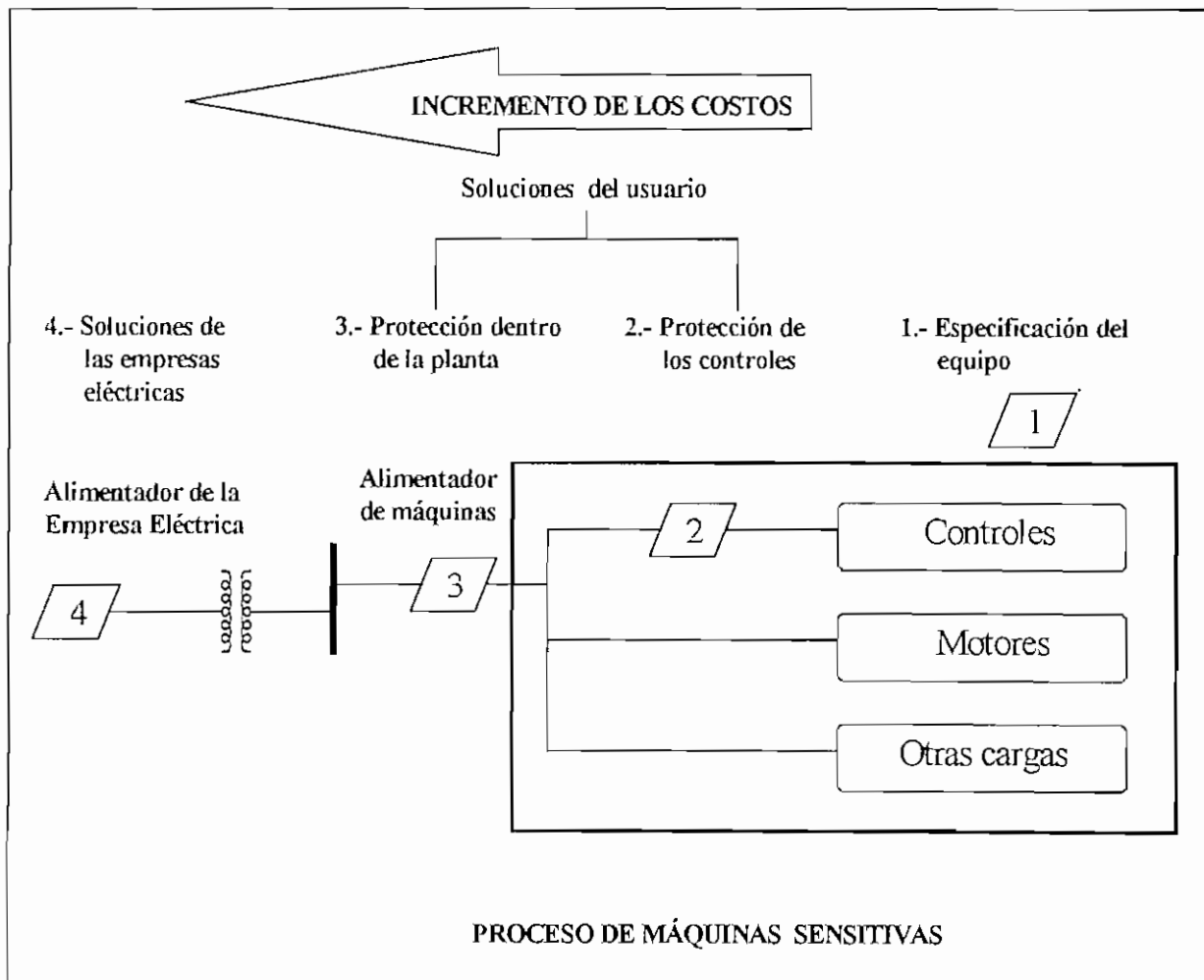


Figura 2.7 Fundamentos principales de protección

Como este gráfico indica , cerca de la carga los costos son generalmente menores para abordar los problemas a causa de bajos niveles de voltaje. Las acciones y procedimientos generalmente llegan a ser más costosos si se toma en consideración soluciones para altos niveles de energía eléctrica disponibles. Las soluciones menos costosas son a menudo para los consumidores finales o usuarios del servicio eléctrico , por que los proveedores de la maquinaria y equipo eléctrico especifican los niveles para los cuales son capaces de soportar las caídas de voltaje de una determinada duración . En un siguiente nivel más alto , puede ser posible la aplicación de una fuente de poder ininterumpible (Uninterruptible Power Supply (UPS)) o algún otro tipo de fuente de poder para condicionar y establecer los niveles de voltaje para el sistema de control de las máquinas. Esto es aplicable)

cuando las máquinas puede resistir las caídas e interrupciones , pero los sistemas de control podrían automáticamente cerrarse o ser afectados .

En el nivel 3 del gráfico , se requiere de alguna clase de energía eléctrica de respaldo con la capacidad para soportar la carga en un breve período . El nivel 4 representa a las acciones y procedimientos que son llevadas a cabo por las empresas de servicio eléctrico para reducir significativamente el número de interrupciones y caídas de voltaje .

2.4 ACCIONES TOMADAS POR LOS USUARIOS PARA SOLUCIONAR PROBLEMAS DE CAÍDAS E INTERRUPCIONES DE VOLTAJE .

Para poder afrontar las interrupciones y caídas de voltaje , las cargas necesitan de algún tipo de sistema que pueda reaccionar rápidamente (alrededor de medio ciclo) y que tenga la capacidad de suministrar energía normal por pocos segundos hasta que el voltaje sea restaurado totalmente . Esto requiere de una fuente de energía acumulada o de una fuente alterna de energía . Estos aparatos deben tener la capacidad para ser conmutados muy rápidamente o permanecer siempre en línea .

Normalmente , debido a restricciones de tipo económico , se aplica una protección de este tipo tan solamente a las cargas más críticas en una planta . Frecuentemente , la carga crítica abarca a unos pocos controladores electrónicos importantes y a computadoras que trabajen con información vital , de tal manera que con sistemas UPSs comúnmente disponibles se pueda solucionar y manejar el problema . Sin embargo , en trabajos mucho más reciente se ha sugerido que haya un abastecimiento para toda la planta por el tiempo de la interrupción . Esto da como resultado la evolución y el desarrollo de aparatos de almacenamientos de alta energía , tales como el aparato superconductor de almacenamiento (Superconducting Storage Device (SSD)) , y de igual manera el desarrollo de conmutadores de transferencia rápidos que puedan actuar y conectar a un alimentador alterno dentro de unos pocos milisegundos . El SSD puede afrontar interrupciones de por lo menos 2 segundos . Las cargas de corriente directa tales como los sistemas telefónicos requieren sistemas UPSs muy grandes de tal manera que ellos puedan permanecer

suministrando energía hasta que la generación en reserva o auxiliar sea puesta en marcha .

Los sistemas UPSs , transformadores ferroresonantes , y el sintetizador magnético son algunos aparatos de suministro de energía , los cuales pueden proteger contra las interrupciones y las caídas de voltaje . Los 2 tipos básicos de UPSs son : en línea y en reserva (standby) . Estos aparatos pueden ser usados por un tiempo de larga duración , sobre los 15 minutos . El UPS híbrido , es una variación de UPS en standby , puede ser usado para interrupciones de larga duración . Conjuntos de motores - generadores y UPS son también empleados para interrupciones de larga duración . El SSD puede ser usado para interrupciones de corta duración de 2 s o menos .

2.4.1 TRANSFORMADORES FERRORESONANTES

Los transformadores ferroresonantes, que también son conocidos con el nombre de transformadores de voltaje constante (Constant - Voltage Transformers (C V T s)) , pueden manejar condiciones de caídas de voltajes más amplias. Los transformadores ferroresonantes son interesantes para cargas de bajo poder constantes. Las cargas variables especialmente con altas corrientes , son las que más presentan problemas para los CVTs debido al circuito sintonizado de la salida .

. Los transformadores ferroresonantes son básicamente de relación 1:1 los cuales son altamente excitados en sus curvas de saturación , por lo tanto suministra de una salida de voltaje la cual no se afecta en forma significativa por la variación de voltaje de entrada . Un circuito típico ferroresonante se muestra en la figura 2.8 .

La figura 2.9 muestra una caída de voltaje que puede ser soportada considerablemente en un controlador de procesos alimentado por un transformador ferroresonante de 120 VA .

Actualmente los fabricantes de artefactos , computadoras y equipo electrónico delicado proporcionan las llamadas curvas CBEMA . Estas curvas son usadas como una referencia para definir la capacidad de resistencia de varias cargas y artefactos para la protección del efecto de las variaciones de la calidad del servicio eléctrico .

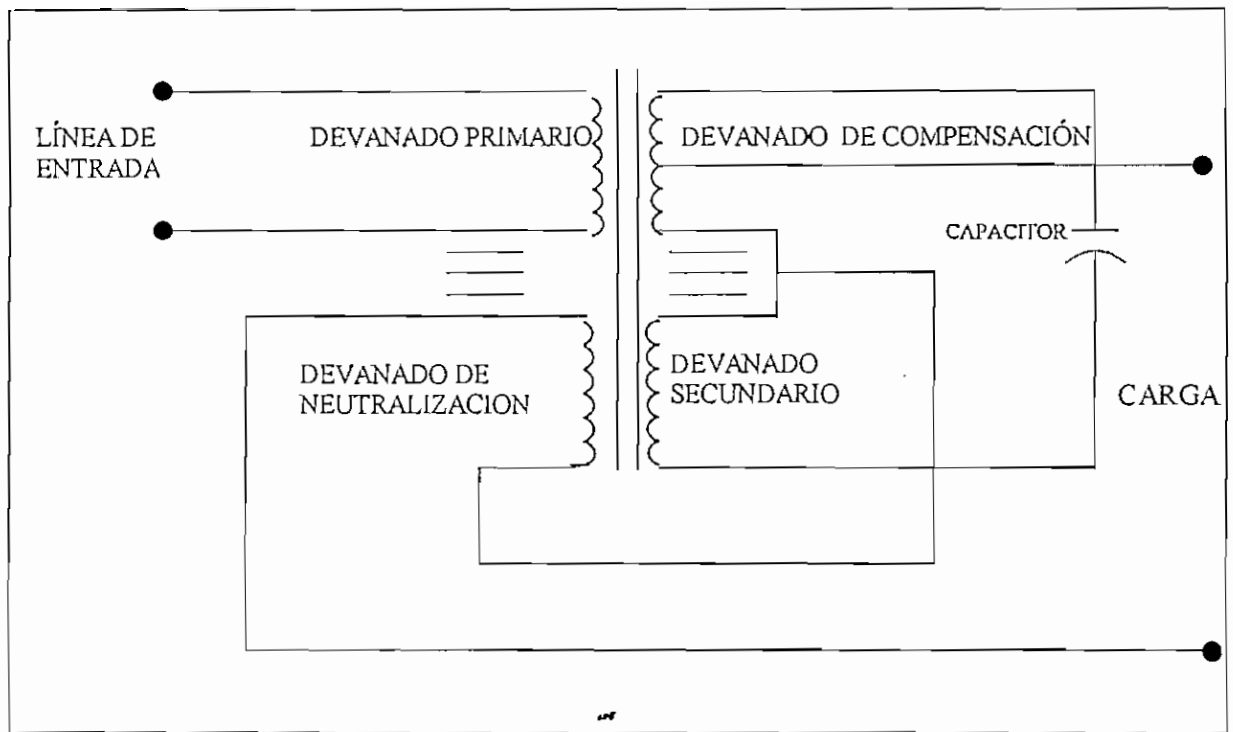


Figura 2.8 Transformador ferroresonante de voltaje constante .

La figura 2.9 muestra el marcado mejoramiento de un controlador de procesos para afrontar una caída de voltaje. El controlador de procesos con un transformador ferroresonante de 120 VA puede ahora soportar una caída de voltaje que descienda hasta un valor igual del 30% del voltaje nominal. Normalmente este tipo de controladores no podría soportar una entrada de voltaje igual al 82 % del nominal sin uno de estos transformadores . Hay que destacar que este tipo de transformadores tienen la habilidad de soportar la carga en forma constante a un cierto nivel . La razón para esto es que se necesita una pequeña potencia de solamente 15 VA para que el controlador de procesos siga funcionando .

Los transformadores ferroresonante deberían ser escogidos 4 veces más grande que la carga . La figura 2.10 muestra la caída de voltaje permisible expresado en porcentaje del voltaje nominal frente a la carga del transformador ferroresonante , como lo especifica un constructor .

A una carga del 25 % , la caída de voltaje permisible es del 30 % nominal , lo cual significa que el CVT tendrá una salida de más del 90 % de voltaje normal , siempre y cuando el voltaje de entrada permanezca sobre el 30 % . Esto es muy

importante ya que el voltaje de la planta difícilmente desciende a menos del 30% del valor nominal durante condiciones de caídas de voltaje . Al aumentar la carga , la habilidad de soportar a la carga correspondiente se reduce y cuando el transformador ferresonante se sobrecarga (por ejemplo 150 % de la carga), el voltaje podría caer a cero .

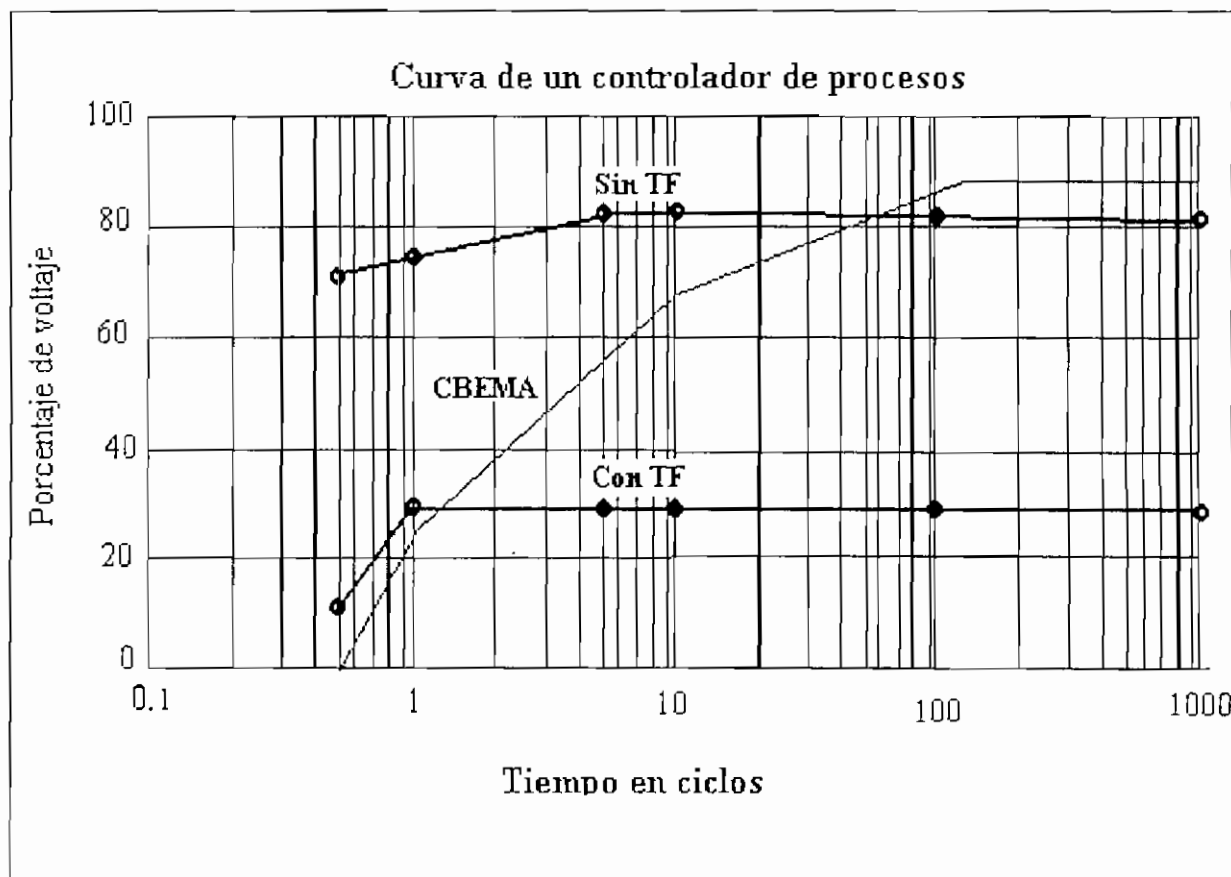


Figura 2.9 Mejoramiento de la caída de voltaje con Transformador Ferresonante (TF).

2.4.2.- SINTETIZADOR MAGNETICO

El sintetizador magnético es generalmente usado para cargas grandes . Las cargas deben ser de muchos kilovoltamperios (kVA) para que el costo de estas unidades lo hagan justificable . Estos son usados para sistemas de computadoras gran tamaño y para otros equipos electrónicos que tienen un voltaje sensitivo .

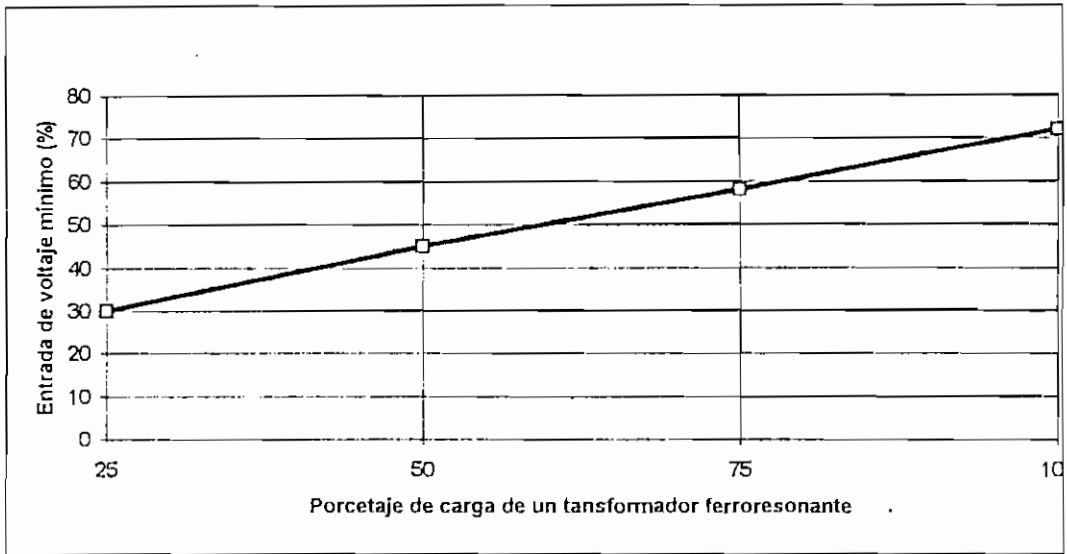


Figura 2.10 Caída de voltaje en función de la carga del transformador ferroresonante.

El sintetizador magnético es un aparato electromagnético el cual toma la energía de entrada y regenera una salida con una forma de onda trifásica de corriente alterna limpia, sin considerar la calidad de energía de la entrada.

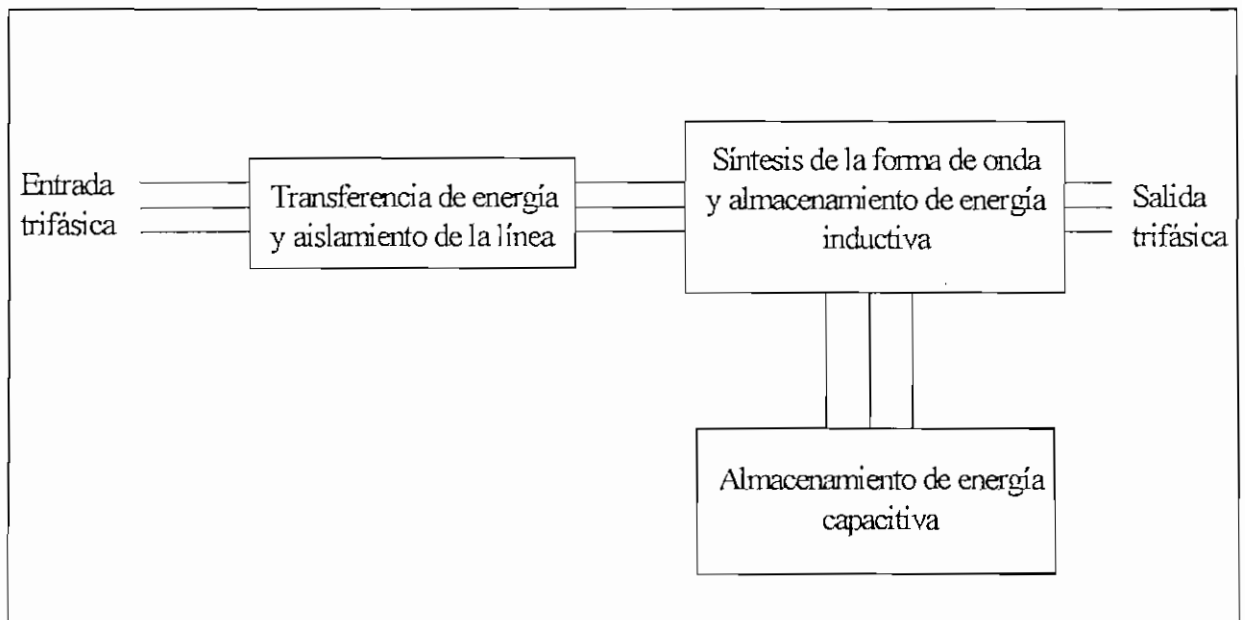


Figura 2.11 Diagrama de bloques de un sintetizador magnético.

Un diagrama en bloque de este proceso se muestra en la figura 2.11. La transferencia de energía y el aislamiento de la línea se realiza mediante el uso de reactores no lineales. Esto elimina los problemas tales como el ruido en la línea. Las formas de onda CA en las salidas se forman por la combinación de pulsos distintos de voltaje desde los transformadores saturados. La energía de la forma de onda se almacena en los transformadores y capacitores saturados en forma de corriente y voltaje. Este almacenamiento de energía facilita la salida de una limpia forma de onda con una muy pequeña distorsión armónica. Finalmente la energía trifásica se abastece a través de un transformador zigzag. La figura 2.12 muestra la capacidad que puede soportar el sintetizador magnético frente a una caída de voltaje comparada a la curva CBEMA, como lo especifica un fabricante.

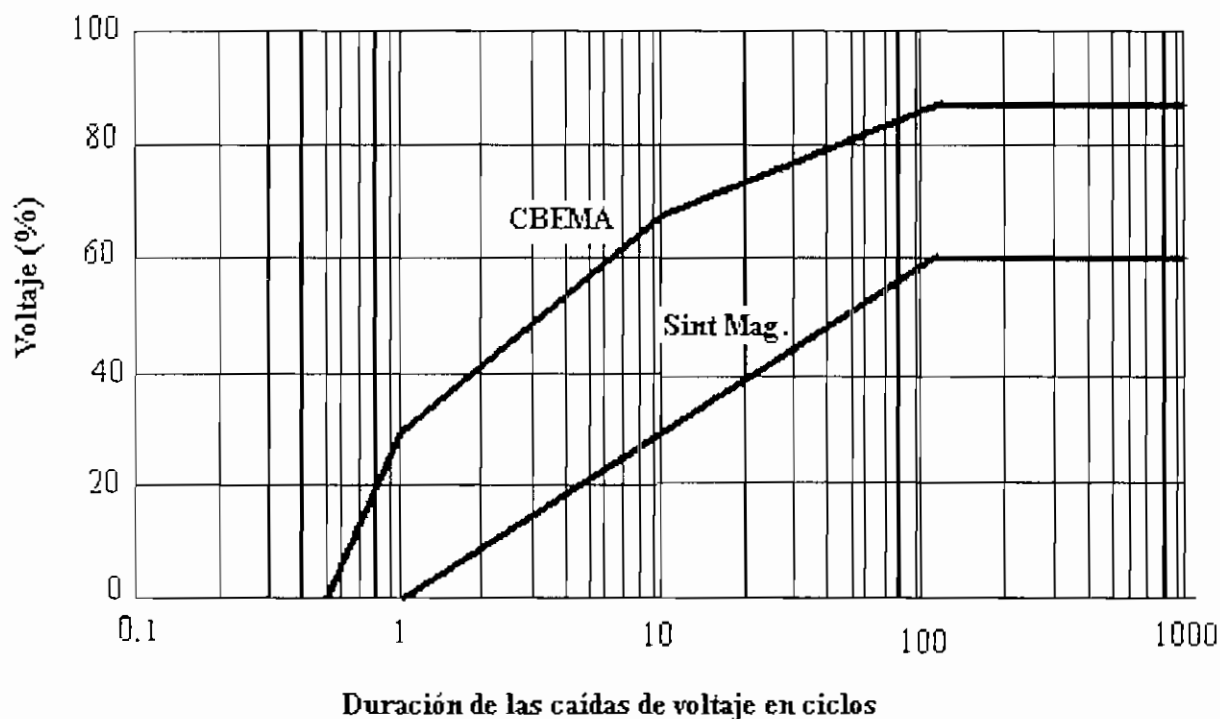


Figura 2. 12 Capacidad de soportar caídas de voltaje de un sintetizador magnético.

2.4.3 UPS EN LA LÍNEA

La figura 2.13 muestra una configuración típica de un UPS en la línea. En este diseño, la carga es siempre alimentada a través del UPS.

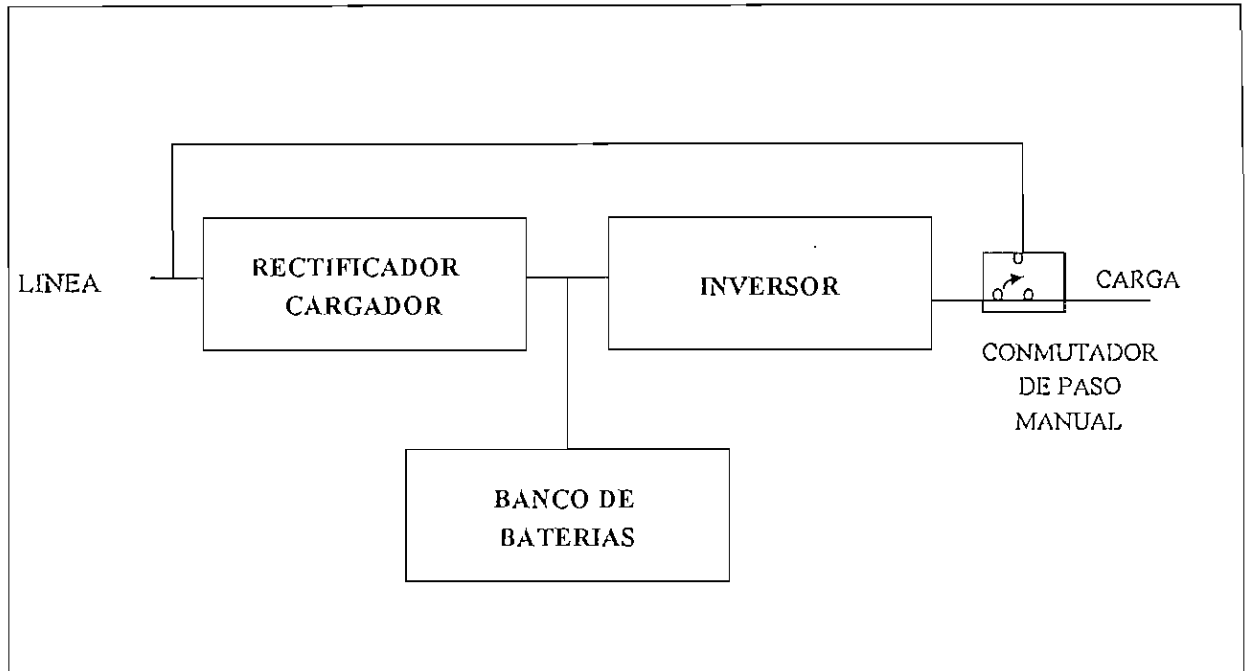


Figura 2.13 diagrama de bloque de un UPS en la línea .

La energía de corriente alterna (CA) de entrada se rectifica en energía de corriente directa (CD) , la cual carga a un banco de baterías . Esta energía de CD es luego invertida en energía de CA para alimentar a la carga . Si esta fuerza de CA de entrada sufre una falla , el inversor es alimentado desde las baterías y continua abasteciendo a la carga . A más de soportar una carga prolongada , estos UPSs en la línea proporcionan una alta aislación a las cargas críticas de todos los disturbios de corriente de la línea. Sin embargo estos UPSs de la línea pueden ser muy caros y pueden producir pérdidas si no se los aplica debidamente .

2.4.4 UPS EN ESPERA (STANDBY)

Un abastecimiento de poder en espera o standby como se muestra en la figura 2.14 , algunas veces es denominado UPS de línea apagada ya que la línea normal de poder de la empresa eléctrica se utiliza para abastecer el equipo hasta que sea detectado un disturbio y un contactor cambia la carga al inversor para alimentarlo con el banco de baterías . El tiempo de transferencia de la fuente normal hacia este inversor de las baterías es importante. En la filosofía técnica de los fabricantes , la

curva CBEMA muestra que 8 ms es el límite más bajo para soportar una caída de voltaje. Por lo tanto el tiempo de transferencia de 4 ms. aseguraría una continuación en operación para la carga crítica . Un abastecimiento de poder en standby no proporciona ninguna protección de transitorios ni ninguna regulación de voltaje como lo hace el UPS en línea .

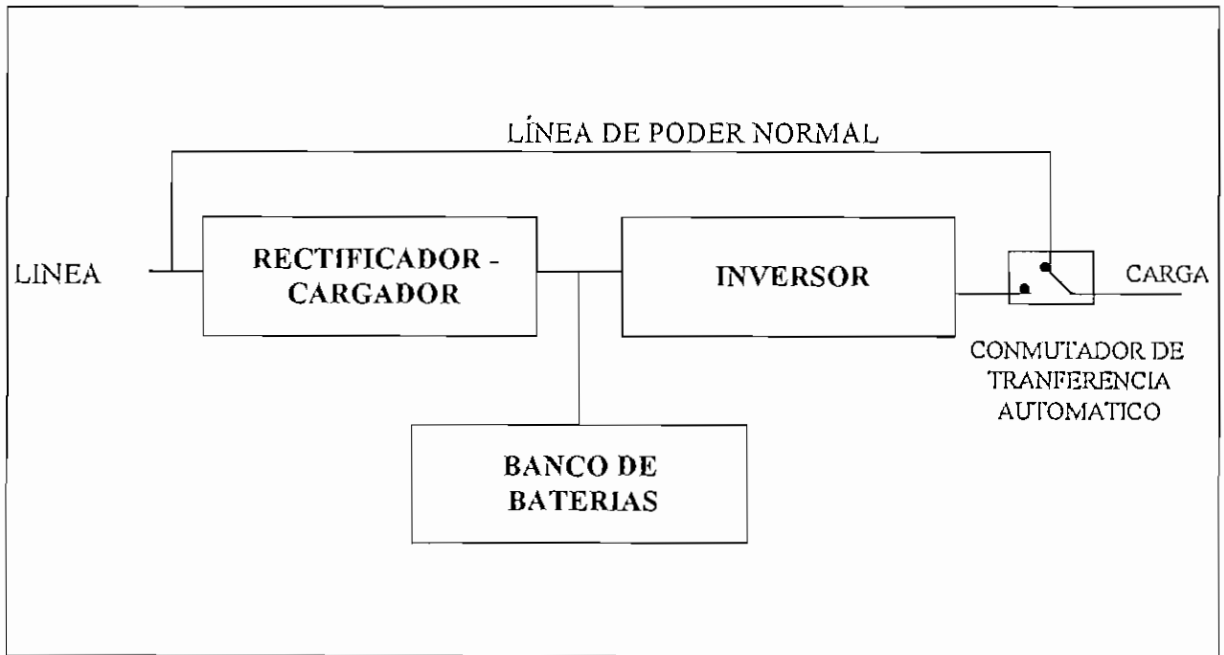


Figura 2.14 UPS en estado de espera (Standby) .

Las especificaciones técnicas UPS incluyen capacidad kVA , regulación de voltaje estática y dinámica , distorsión armónica de corriente de entrada y voltaje de salida , protección de sobretensión , y atenuación de ruido .

2.4.5 UPS HÍBRIDO

Similar en su diseño a los UPS en standby , los UPS híbrido (figura 2.15) utilizan un regulador de voltaje en la salida del UPS para proporcionar regulación a la carga y un momentáneo soporte de carga cuando se realiza una transferencia desde una situación normal a un abastecimiento UPS .

2.4.6 CONJUNTO MOTOR - GENERADOR .

Los conjuntos Motor - Generador (M-G) vienen en una amplia variedad de tamaños y configuraciones . Un tipo de conjunto de M-G utiliza un motor eléctrico que impulsa a un generador sincrónico que puede producir una frecuencia constante de 60 Hz , sin considerar la velocidad de la máquina . Se mantiene una salida constante siempre y cuando el rotor gire a una velocidad entre 3150 y 3600 R.P.M . La inercia de giro permite que el Motor - Generador se mantenga girando sobre los 3150 R.P.M. luego que la energía eléctrica ha sido cortada o apagada . El peso del rotor genera una inercia necesaria , para mantenerle girando lo suficientemente rápido como para producir los 60 hz durante 15 s . bajo condiciones de carga total .

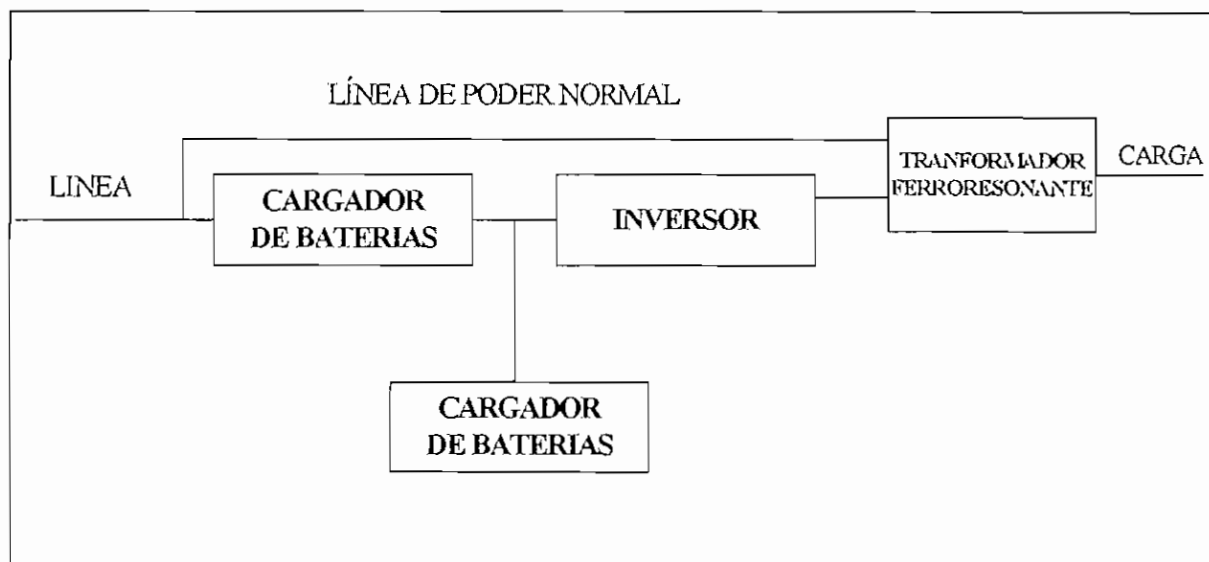


Figura 2.15 UPS híbrido .

2. 4.7 APARATO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MAGNÉTICO DE SUPERCONDUCCIÓN (SMES).

Un aparato de almacenamiento de energía magnético de superconducción (Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)) utiliza un magneto

superconductor (Figura 2.16) para almacenar energía de la misma manera que un UPS utiliza baterías para almacenar energía .

Los SMES diseñados en los rangos de 1 a 5 MJ se llaman micro-SMES para distinguirlos de las grandes fuentes de energía de este tipo . La principal ventaja de un micro-SMES es el pequeño espacio físico que necesita un magneto si se compara con las baterías de un UPS. De igual manera se utilizan unas pocas conexiones eléctricas con el micro-SMES si se relaciona con los UPSs , de tal manera que la confiabilidad sería mayor y los requerimientos de mantenimiento son menores . Los micro-SMES iniciales han sido corrientemente diseñados para ser probados en varios sitios con resultados muy favorables .

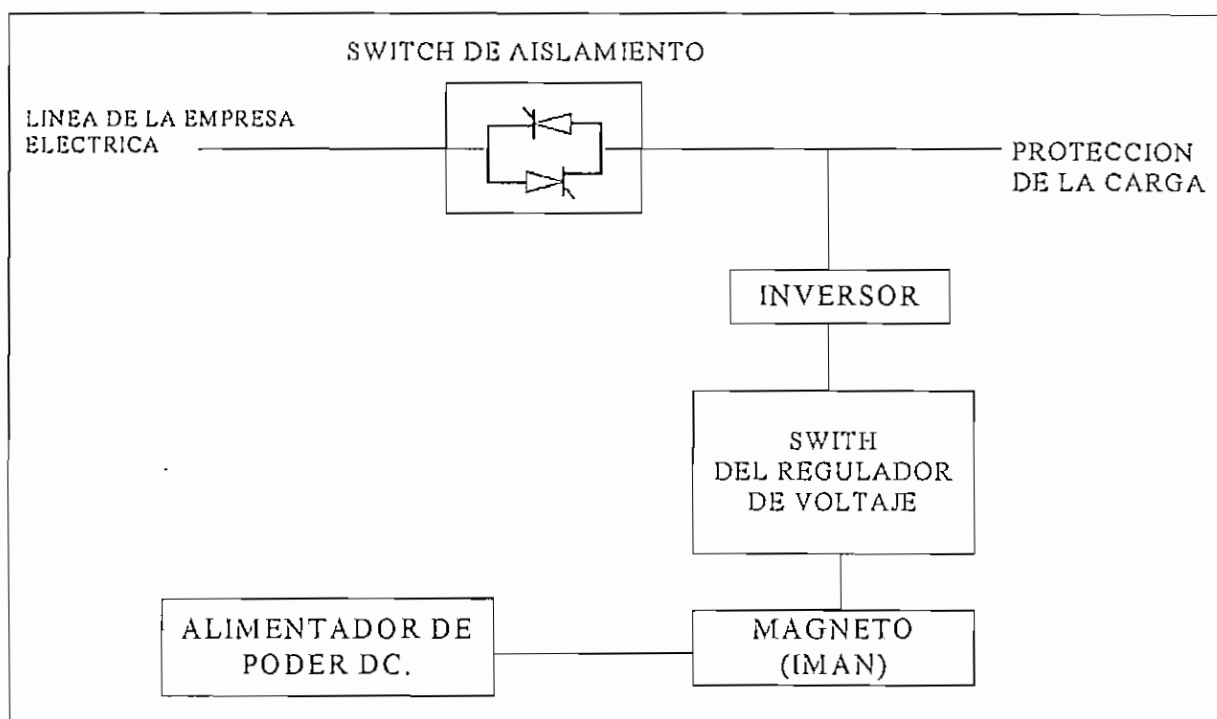


Figura 2. 16 Diagrama de un aparato de almacenamiento de energía en la línea (SSD).

2.4.8 - ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS DE LOS USUARIOS .

Otra manera para que el usuario pueda combatir los problemas de caídas de voltaje es a través de las especificaciones de su equipo . Esto esencialmente quiere

decir mantener a los equipos de la planta sin problema , o por lo menos identificar las condiciones de requerimiento de la energía eléctrica .

Algunas ideas señaladas más adelante pueden ser fácilmente incorporadas a las especificaciones de los equipos de una compañía o industria para ayudar a aliviar los problemas debidos a las caídas de voltaje .

1. Los constructores de los equipos deberían tener curvas de la capacidad para soportar las caídas de voltaje (parecidas a las mostradas anteriormente) disponibles para sus clientes de tal manera que se pueda realizar una evaluación inicial del equipo que puede ser ejecutado . Los clientes deberían exigir este tipo de curvas para los equipos muy costosos y delicados .
2. La compañía proveedora del nuevo equipo debería establecer un procedimiento que evalúe la importancia del equipo. Si el equipo es crítico en su naturaleza , será necesario una adecuada capacidad eléctrica para soportar a dicha carga y que se lo incluirá cuando el equipo sea vendido . Si el equipo no es importante o no causa mayores interrupciones que ponga en peligro a la planta y la seguridad del personal , las protecciones para los problemas de caídas de voltaje pueden no justificarse .
3. Debido a la relativa probabilidad de experimentar una caída de voltaje al 70% o menos del nominal que es mucho menos probable que experimentar una caída al 90% o menos del nominal , si se escoge un límite superior para una especificación de soporte de carga , debería estar entre los 70 a los 75 % del rango . Un ideal valor debería ser alrededor del 50% .

2.5 CAIDAS DE VOLTAJE EN EL ARRANQUE DEL MOTOR .

Los motores provocan efectos indeseables en la forma de onda del voltaje cada vez que se arranca con toda la carga . El flujo de grandes corrientes por todas partes de las impedancias del sistema ocasionadas por los arranques de motores, causan)

caídas de voltaje las cuales obscurecen las luces , provoca daños a los contactores , y destruyen equipos sensitivos. La magnitud y duración de la caída de voltaje depende del tiempo requerido para que el motor acelere a velocidades considerables, y una excesiva caída de voltaje puede prevenirse satisfactoriamente con un adecuado método de arranque . La caída de voltaje producida por el arranque de un motor puede durar muchos segundos, como lo indica la figura 2.17.

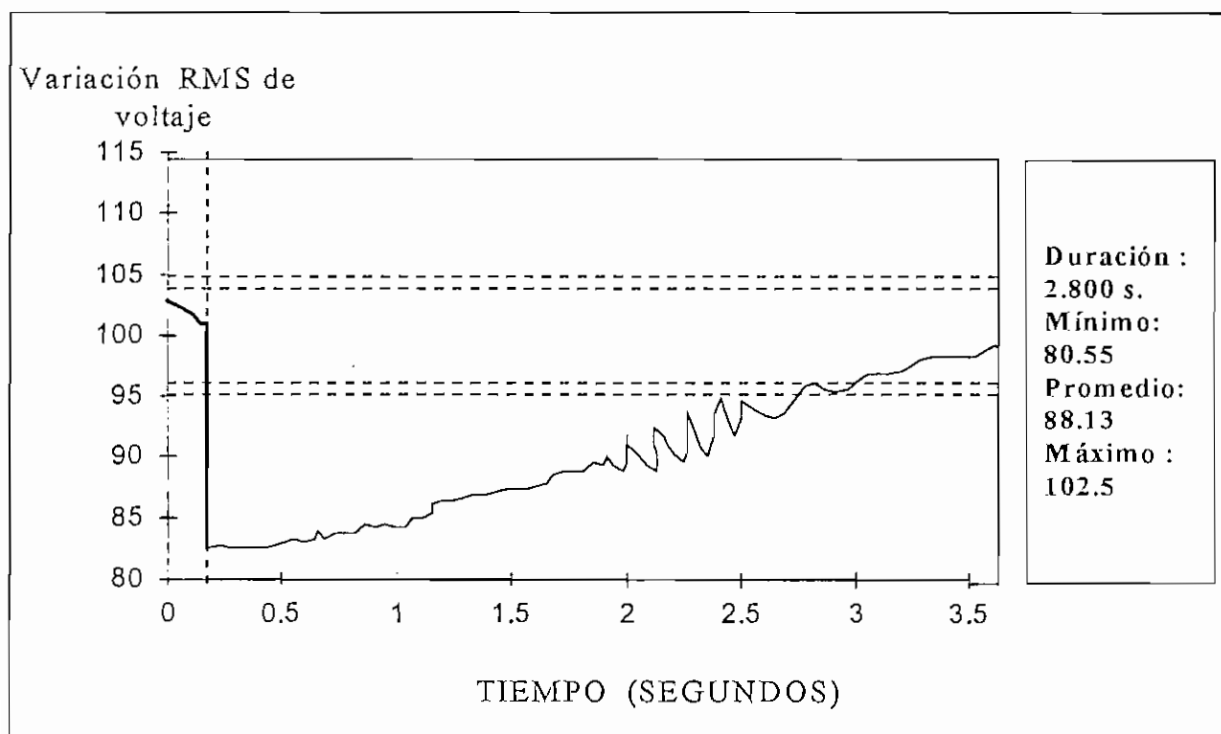


Figura 2.17 Típica caída de voltaje al arrancar un motor .

2.5.1 METODOS PARA ARRANCAR UN MOTOR

El encender el motor en un simple paso (arranque a todo voltaje) provee bajo costo y permite una más rápida aceleración . Este método es preferido a menos que las caídas de voltaje y las exigencias mecánicas sean excesivas . Se presentan algunas alternativas para realizar arranques de motores :

- **Los autotransformadores** para el arranque de un motor tienen dos autotransformadores conectados en delta abierto. Las tomas de voltaje proveen al motor del 80, 65, o 50 por ciento del sistema de voltaje durante el arranque. La corriente de la línea y el torque de arranque varían con el cuadrado del voltaje aplicado a el motor, de modo que a un 50 % de la toma de voltaje se entregará solamente el 25 % de la corriente y del torque de arranque a todo voltaje. Se selecciona la toma de voltaje más baja que pueda suplir el requerimiento del torque de arranque.
- **Resistencia y reactancia de arranque** inicialmente inserta una impedancia en serie con el motor. Después de un tiempo de retraso, esta impedancia es corto circuitada. Una resistencia de arranque puede ser corto circuitada a través de varios pasos; los reactores de arranque son corto circuitados en un simple paso. La corriente de la línea y el torque de arranque varían directamente con el voltaje aplicado a el motor, de tal manera que para dar un voltaje de arranque, estos arrancadores bosquejan más corriente de la línea que con autotransformador de arranque, pero provee de alto torque de arranque. Los reactores son típicamente provistos con tomas de 50, 45, y 37.5 por ciento del voltaje.
- **Devanados en partes** son atractivos para usar con motores de doble valor de voltaje (220/440 V. o 230/460 V.). El estator de un motor de doble valoración consiste de dos devanados conectados en paralelo para bajos rangos de voltaje o en serie para los altos rangos de voltaje. Cuando se opera con arrancadores de varios devanados para los bajos rangos de voltaje, solamente un devanado se alimenta con energía inicialmente, limitando la corriente de arranque y el torque de arranque en un 50% de los valores vistos cuando ambos devanados son abastecidos de energía simultáneamente.
- **Arrancadores en Delta - Y** son conectados al estator en Y para arrancar, entonces después de un tiempo de retraso, reconecta los devanados en delta. La conexión

en Y reduce el voltaje de arranque al 57 % del voltaje fase - fase del sistema ; la corriente y el torque de arranque son reducidos al 33 % de sus valores de voltaje total en el arranque .

2.5.2 ESTIMACIÓN DE UNA SEVERA CAÍDA VOLTAJE DURANTE UN ARRANQUE A VOLTAJE NOMINAL.

Como se muestra en la figura 2.17 , al arrancar un motor de inducción se produce un brusco declive de voltaje , seguida por una gradual recuperación . Si se usa un arranque a todo voltaje nominal , la caída de voltaje , en por unidad del voltaje nominal del sistema es :

$$V_{min}(pu) = \frac{V(pu) \cdot kVA_{SC}}{kVA_{LR} + kVA_{SC}} \quad (2.1)$$

donde : $V_{(pu)}$ = Voltaje actual del sistema en por unidad del voltaje nominal .

kVA_{LR} = Potencia a rotor bloqueado en kVA .

kVA_{SC} = Potencia de cortocircuito en kVA del motor

La figura 2.18 ilustra el resultado de este estudio para caídas del 90 % del voltaje nominal , usando un sistema típico de impedancias y las características de un motor . Si el resultado está sobre el mínimo voltaje aceptable para que afecte al equipo en estado continuo , entonces un arranque a todo voltaje es permitido . Caso contrario , la magnitud de la caída de voltaje y la característica de duración debe ser comparadas a la tolerancia de voltaje sobre el equipo afectado . Los requerimientos de cálculo son bastante complicados , porque se necesita de un programa computarizado para analizar los transitorios .

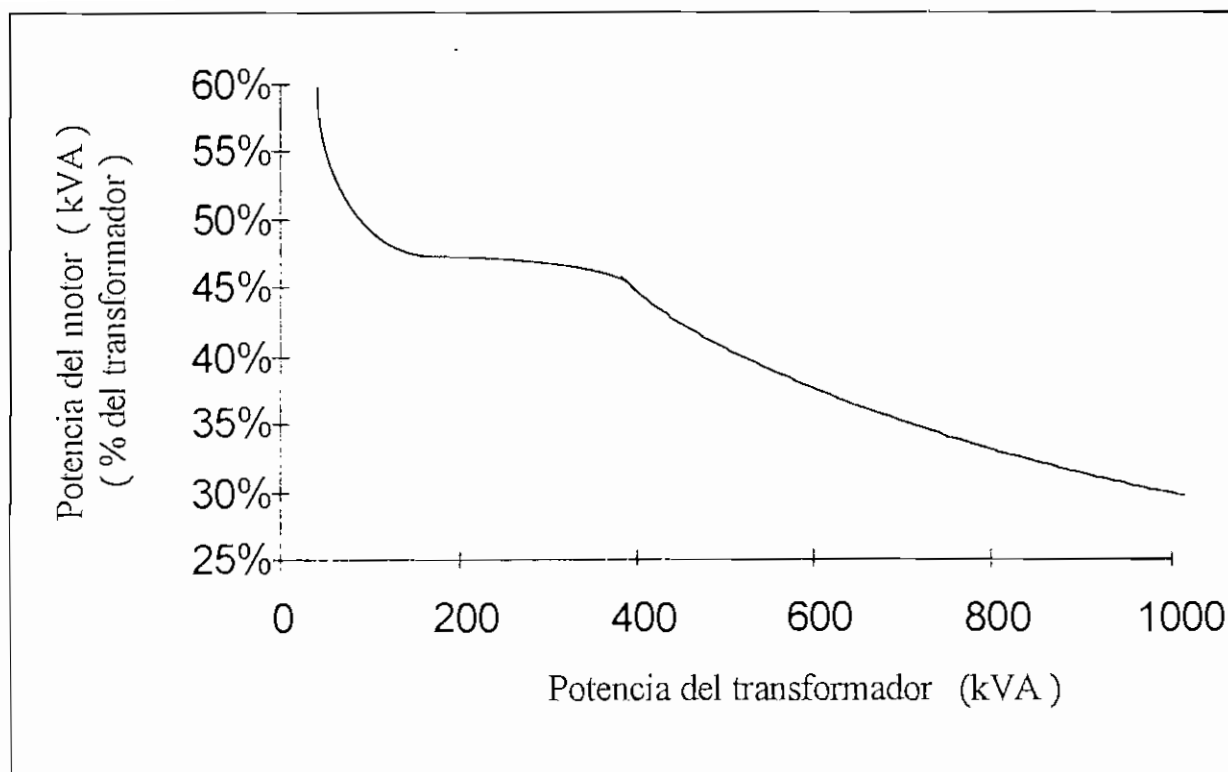


Figura 2.18 Típicas potencias de motores en relación al tamaño del transformador para un arranque a todo voltaje con caída del 90 %.

2.6 ACCIONES TOMADAS POR LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS PARA DESPEJAR FALLAS.

Las empresas eléctricas están siempre buscando la forma de prevenir las fallas en los sistemas de poder. Estas actividades no solamente mejoran los requerimientos de los usuarios, sino que también previenen costosos daños en equipos del sistema de poder. Las empresas eléctricas tienen 2 opciones básicas para continuar reduciendo el número de fallas en su sistema:

- 1.- Prevención de fallas
- 2.- Práctica de despeje de fallas.

Las actividades de prevención de fallas incluyen tres opciones, añadir pararrayos en las líneas, limpiar los aisladores y podar las ramas de los árboles

que pueden ocasionar fallas en la línea . Los aislamientos en las líneas de servicio no pueden soportar una descarga producida por la caída de un rayo . Sin embargo , cualquier línea que muestra una alta susceptibilidad a las fallas inducidas por rayos deberían ser sometidas a investigación . La protección en las líneas de transmisión puede ser analizada para mayor efectividad en la reducción directa de las descargas de rayos . La resistencia de una torre de transmisión a tierra es un factor importante cuando se produce un arco eléctrico de un cable estático a un cable de fase . Si esta resistencia de la torre a tierra es alta , la energía que surge de la descarga de los rayos no será absorbida a tierra rápidamente . En los alimentadores de distribución una opción frecuente para la protección es la colocación de pararrayos a lo largo de la línea . Por supuesto , uno de los mayores problemas con los alimentadores de distribución es cuando hay tormentas y vientos que derriban árboles contra las líneas . En ciertas áreas donde la vegetación crece rápidamente es una formidable tarea el mantener los árboles debidamente apartados .

La práctica de despeje de fallas puede ser desarrollada añadiendo reconectores en la línea , eliminando los rápidos disparos , y modificando los diseños de los alimentadores . Estas prácticas pueden reducir el número y/o la duración de las interrupciones momentáneas y las caídas de voltaje , pero las fallas de servicio nunca podrán ser eliminadas completamente .

2.6.1 CONFIABILIDAD .

El término confiabilidad en el contexto de servicio eléctrico se refiere generalmente a la cantidad de tiempo del usuario que se encuentra sin energía eléctrica por un período prolongado de tiempo (por ejemplo una interrupción sostenida). Las definiciones de lo que constituye una interrupción sostenida varía entre los usuarios en un rango entre 1 a 5 minutos . Esto es lo que muchas empresas de servicio eléctrico lo llaman como estar fuera de servicio . Las normas de calidad para la circulación de la energía eléctrica definen una interrupción de la fuerza eléctrica a las paralizaciones de servicio sostenido por más de 1 minuto. De cualquier manera la confiabilidad es afectada por las fallas permanentes en el sistema que deben ser reparadas antes de restaurar el servicio .

Por supuesto que muchos usuarios e industriales tienen diferentes puntos de vista de lo que constituye la confiabilidad, porque incluso las fallas transitorias pueden perjudicar los procesos y ocasionar paralizaciones de las líneas de fabricación y requerir de varias horas para que regrese a producir nuevamente. Existe una tendencia para extender los índices tradicionales de confiabilidad para incluir también las interrupciones momentáneas. Los índices de confiabilidad tradicional para el sistema de distribución de los usuarios se define de la siguiente manera:

SAIFI : System Average Interruption Frequency Index

(Índice promedio de la frecuencia de interrupciones en un sistema)

$$SAIFI = \frac{(\text{No. de clientes interrumpidos}) (\text{No. de interrupciones})}{\text{No. total de clientes}}$$

SAIDI: System Average Interruption Duration Index

(Índice promedio de la duración de las interrupciones en un sistema)

$$SAIDI = \frac{\sum (\text{No. de clientes afectados}) (\text{Duración de la paralización})}{\text{No. total de clientes}}$$

CAIFI : Customer Average Interruption Frequency Index

Índice promedio de la frecuencia de interrupciones en los clientes

$$CAIFI = \frac{\text{No. total de clientes con interrupciones}}{\text{No. de clientes afectados}}$$

CAIDI : Customer Average Interruption Duration Index

Índice promedio de la duración de las interrupciones en los clientes

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones en los clientes}}{\text{No. total de interrupciones en los clientes}}$$

ASAI : Average System Availability Index

Índice promedio de disponibilidad del sistema

$$ASAI = \frac{\text{Horas de servicio disponible en los clientes}}{\text{Horas de demanda de servicio en los clientes}}$$

en donde las horas de demanda de servicio es igual a 8760 para un año .

Los típicos valores recomendados para estos índices son :

Indices	Objetivos
SAIFI	1.0
SAIDI	1.0 - 1.5 h
CAIDI	1.0 - 1.5 h
ASAI	0.99983

Estos objetivos de diseño y valores verdaderos pueden por supuesto variar significativamente . Se han reportado los resultados de una investigación en los U.S.A. en la cual el promedio SAIFI fue 1.18 , SAIDI fue 76.93 min, CAIDI 76.93 min y ASAI 0.999375 . Se ha observado en empresas eléctricas que el SAIFI esta generalmente alrededor de 0.5 y SAIDI esta entre 2.0 y 3.0 h. Esto significa que el porcentaje de falla fue más bajo de lo tradicional , por lo menos por la cantidad de usuarios, pero el tiempo para reparar las fallas fue más largo . Esto puede ser común para alimentadores con una mezcla de secciones urbana y rural . Las fallas son más comunes en las secciones rurales pero estas afectan a pocos usuarios y toma más tiempo el encontrar y reparar las fallas .

2.6.2 INCREMENTO DE SECTORES EN LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

La distribución típica de un alimentador primario desde los disyuntores de las subestaciones es una alimentación radial. Esta forma más simple , consiste de un

alimentador trifásico principal protegidos con fusibles para uno y tres fases como se muestra en la figura 2.19 .

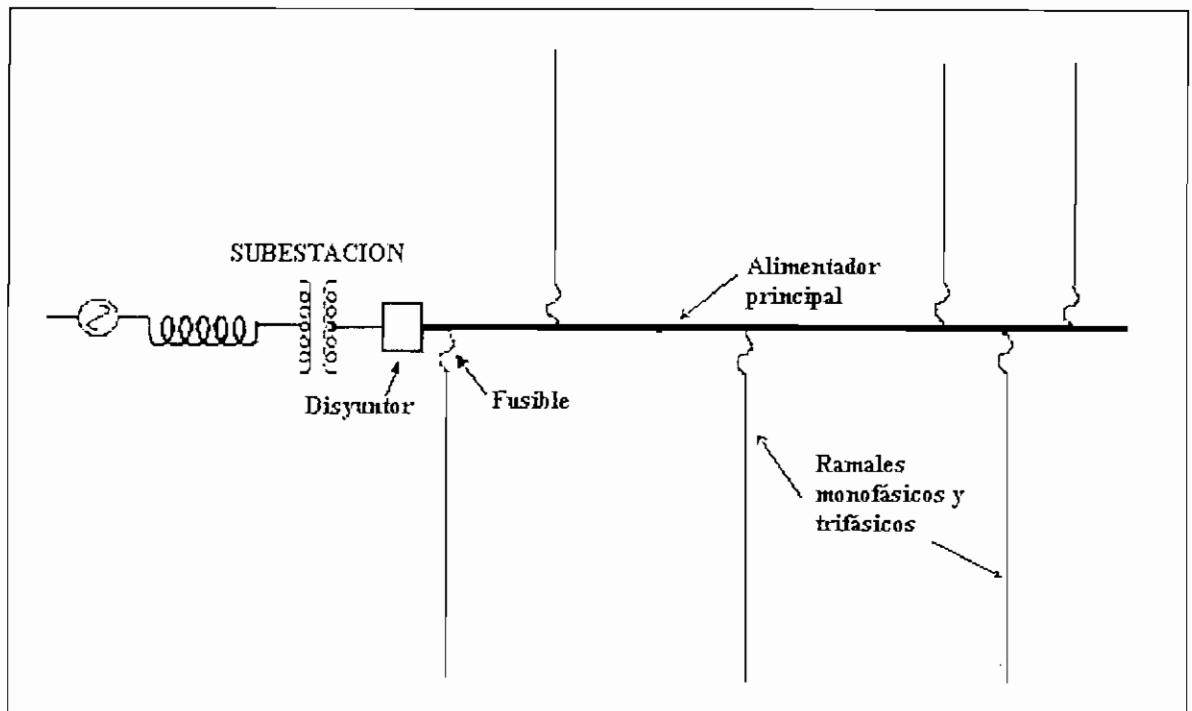


Figura 2.19 Típica construcción de un alimentador principal con fusibles en los ramales

El primer paso en la sectorización del alimentador para mejorar la confiabilidad, es añadir un reconector en la línea como se muestra en la figura 2.20. Si solo la confiabilidad fuera el interés se podría colocar el reconector en la mitad del alimentador o en un punto de media carga. Para efectos de calidad de servicio eléctrico, puede ser mejor localizar el reconector cerca de la subestación, dependiendo de la localización de las cargas críticas.

Un posible criterio es colocar un reconector en el primer punto donde la corriente de falla ha disminuido, donde se puede garantizar la coordinación de los fusibles a un rápido funcionamiento del reconector. Otro posible criterio sería colocando el reconector justo bajo la línea de las cargas críticas que son muy importantes.

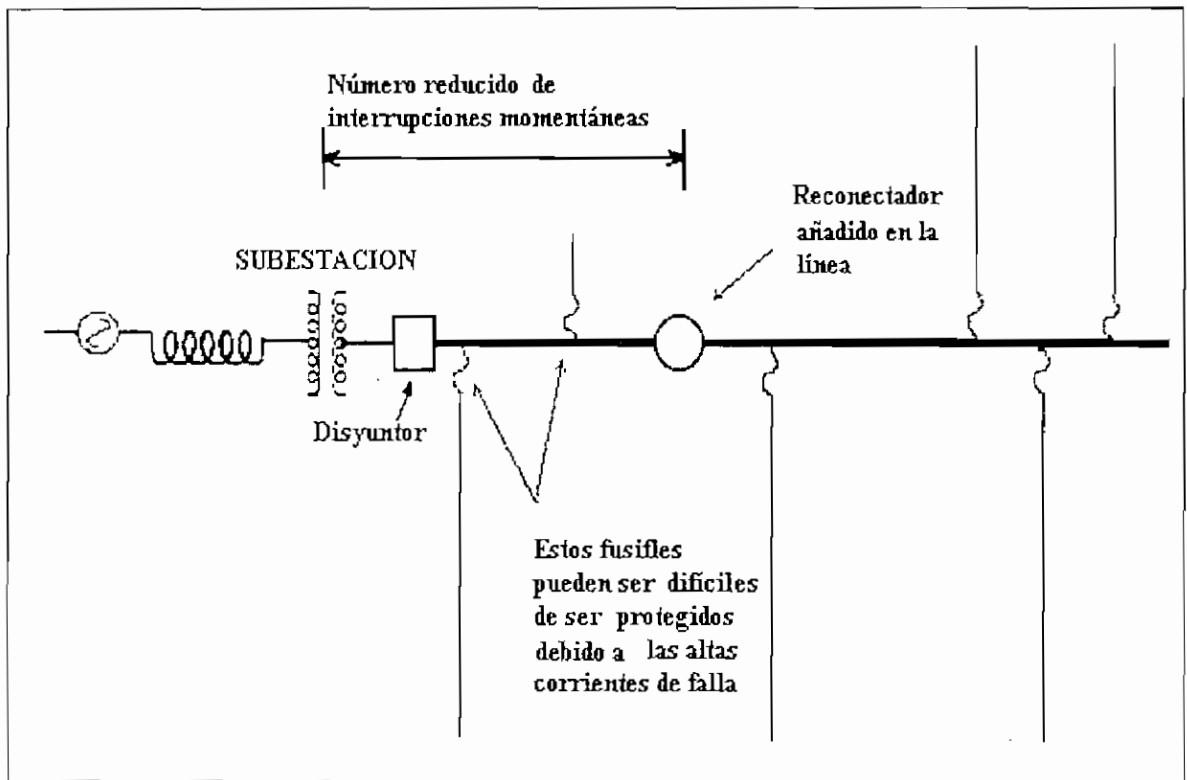


Figura 2.20 Aumento de un recloser en la línea de un alimentador principal como primer paso.

Con este concepto, rápidos disparos del disyuntor de la subestación pueden ser eliminados mientras solamente se sacrifica la protección del fusible en una pequeña porción del alimentador. Es a menudo difícil realizar una protección de los fusibles (impedir su fundición) cerca de las subestaciones. Se ha hecho un esfuerzo especial para mantener la primera sección del alimentador principal libre de fallas transitorias. Esto incluiría mantenimiento más frecuente como recorte de árboles y limpieza de los aisladores. También se tomarían medidas extremadas para prevenir los rayos por ejemplo protegiendo o aplicando pararrayos de línea por lo menos cada 2 o 3 espacios de las líneas.

La confiabilidad está comprometida a dar niveles de referencia, mediante los cuales se pueda tomar acciones para eliminar los rápidos disparos que frecuentemente realizan los disyuntores. Se ha llevado un análisis de confiabilidad en un número de alimentadores para estudiarlos. Un alimentador usado en un

estudio estaba conformado por un único alimentador principal conceptualmente tal como se muestra en la figura 2.19 , solo que los circuitos monofásicos laterales fueron uniformemente espaciados a lo largo del alimentador . Este tipo de alimentador es urbano y se lo puede llamar como el alimentador 1. Este alimentador es uniforme , 12.87 km. de alimentador con idénticas tomas de energía eléctrica protegidos con fusibles cada 0.4 km. y un total de 6400 kVA de carga . Se ha asumido valores de 0.06215 fallas / año / km en el alimentador principal y 0.1554 fallas / año / km en un ramal protegido con fusible, siendo el 80% de fallas transitorias . Se asume un tiempo uniforme para reparaciones de 3 horas para fallas permanentes .

CASO	SAIFI	SAIDI(h)	Operación anual de los fusibles
1	0.184	0.551	1.2
2	0.299	0.666	6.0
3	0.182	0.516	1.88

Tabla 2.1 Indices de confiabilidad para alimentador 1

En el caso 1 de la tabla 2.1 , se asume que la empresa eléctrica empleo un procedimiento para salvar a los fusibles (es decir se toman acciones para que estos no se fundan) y que el 100% de los fusibles pudieron ser protegidos en las fallas transitorias . Para el caso 2 , el rápido disparo del disyuntor de la subestación fue desactivado y bloqueado , esto hace suponer que ninguno de los fusibles de las ramificaciones pudieron ser salvados . Finalmente , para el caso 3 , se colocó un reconectador trifásico a 1 milla de la subestación y se asume que todos los fusibles del resto de la línea a partir del reconectador fueron salvados . El resultado SAIFI y SAIDI de los índices de confiabilidad se muestran en la tabla 2.1 .

Los valores típicos para SAIFI y SAIDI (en horas) en un ambiente urbano es de 1 . Mientras que ninguno de estos casos son particularmente malos, está claro

que eliminando los disparos rápidos del disyuntor tienen un significativo efecto negativo en los índices de confiabilidad (comparando caso 1 con el caso 2). El SAIFI incrementa por cerca del 60%. Este ejemplo es muy regular, por lo tanto una buena sectorización del alimentador con fusibles en cada ramal, da como resultado que cuando un fusible se funda saque menos del 3% de los consumidores. Para otra estructura de alimentador, el efecto puede ser más pronunciado, pero este tipo de servicio ilustra el punto en el cual la confiabilidad puede ser deteriorada cuando el disparo rápido del disyuntor es eliminado. El SAIDI incrementa solamente un poco. Los principales cambios están en el número de operaciones de los fusibles, los cuales incrementan en un factor de 5. De esta manera, las empresas eléctricas pueden esperar considerablemente más problemas durante tiempo de tormenta.

Si se añade un reconectador en la línea como se describe en el caso 3, los índices de confiabilidad y el número de operaciones de los fusibles retorna casi a los mismos valores como se ve en la tabla 2.1. En realidad, los índices de confiabilidad son ligeramente mejores a causa del incremento de seccionalización en la línea, a pesar de que allí son más molestos los fusibles fundidos en la primera sección del alimentador que en el caso 1. De esta manera, si también se coloca un reconectador en la línea por delante de la mayoría de las cargas críticas, eliminando los disparos rápidos del disyuntor de la subestación probablemente no tiene un impacto negativo significativo sobre todo en la confiabilidad. Esto asume que las cargas más críticas están cerca de la subestación.

Se analizarán los mismos 3 casos para otro alimentador que se lo llamará alimentador 2. Este alimentador es, quizás, más típico con una mezcla de alimentador urbano y rural. La principal diferencia del alimentador 1 es que la estructura del alimentador es más al azar y la seccionalización fue mucho más rústico con pocos y lejanos fusibles laterales. La frecuencia de falla fue asumida como semejante a la del alimentador 1. El SAIFI y el SAIDI para los tres casos para el alimentador 2 son mostrados en la tabla 2.2. El número de fusibles fundidos no fue estimado.

CASO	SAIFI	SAIDI (h)
1	0.43	1.28
2	1.51	2.37
3	0.47	1.29

Tabla 2.2 Índices de confiabilidad para alimentador 2

Para el alimentador 2, son más los usuarios que sienten molestias por cada fusible fundido. De esta manera, el SAIFI subió por más de un factor de 3 para el caso 2 cuando los rápidos disparos son eliminados en relación al caso 1. Esto pone en claro la necesidad de una buena sectorización de los alimentadores para cuidar o mantener el impacto de la confiabilidad en un mínimo. Para el alimentador 2 en el caso 3 el índice de confiabilidad regresa casi a los mismos valores del caso 1, de igual manera que sucedió con el alimentador 1.

Con respecto a la calidad de servicio se puede decir que estos usuarios en la primera sección de la línea están recibiendo muchas mejoras en la calidad de servicio y de igual manera en la confiabilidad. En el estudio del alimentador 1, el número promedio de interrupciones, momentáneas y sostenidas, decrece de 15 por año a muy pequeñas de 1 por año. Esto es un rotundo mejoramiento. Desgraciadamente, el número de interrupciones para el resto de usuarios que se encuentran más allá del reconectador, siguen igual.

Para solucionar este problema, la primera tentativa es añadir otro reconectador de línea (ubicado a una buena distancia del anterior) en el alimentador principal. Los usuarios alimentados de la porción del alimentador en medio de los reconectores sentirán una mejoría en el servicio. Si por ejemplo, en el alimentador uniforme de 12.87 km, se coloca un segundo reconectador a 4.47 km de la subestación, el promedio anual de interrupciones bajará de frecuencia a cerca de 8.3. Sin embargo, otra vez, el cliente en el final verá menos mejoría en el número de interrupciones.

Se puede continuar colocando adicionales reconectores de línea en serie dentro del alimentador principal y en ramales grandes del alimentador para alcanzar incluso grandes sectorizaciones mientras se sigue reteniendo todavía prácticas tales como salvar y proteger a los fusibles para que estos no se fundan. De esta manera, la porción del alimentador que es perturbado por las fallas decrece. Esto genera mejoras en la confiabilidad, pero implicando una inversión económica para la colocación de reconectores, y esto puede no tener más de un efecto en distinguir la calidad de energía eléctrica. Las acciones que tienen más efecto en la disminución del número de interrupciones en la porción del alimentador que se encuentra más abajo del reconector en la línea del alimentador principal son:

1. Reducir la frecuencia de las fallas podando los árboles, aplicando pararrayos en la línea, proteger la línea de animales que puedan ocasionar fallas, u otras técnicas para prevención de fallas.
2. Proporcionar más ramales paralelos dentro del área de servicio.
3. No provocar un mal funcionamiento de las líneas que no son incluidas en la falla.

Se dan por lo menos 2 opciones para proporcionar adicionalmente caminos paralelos:

1. Construir más alimentadores convencionales de la subestación.
2. Usar más ramificaciones trifásicas del alimentador primario para el servicio de carga.

La primera aproximación es bastante práctica: construcción simple de nuevos alimentadores fuera de la subestación. Esto podría ciertamente mejorar la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico simplemente reduciendo el número de clientes afectados por cada interrupción, pero esto puede no ser una alternativa económicamente factible.

Esto también puede no lograr un gran mejoramiento en la frecuencia de las interrupciones como algunas de las aproximaciones asociadas con la segunda opción. Investigando más allá de la segunda idea: usando más ramales trifásicos

alejados del alimentador principal , el cual tiene la posibilidad de poder ser usado en más casos por ser menos costoso.

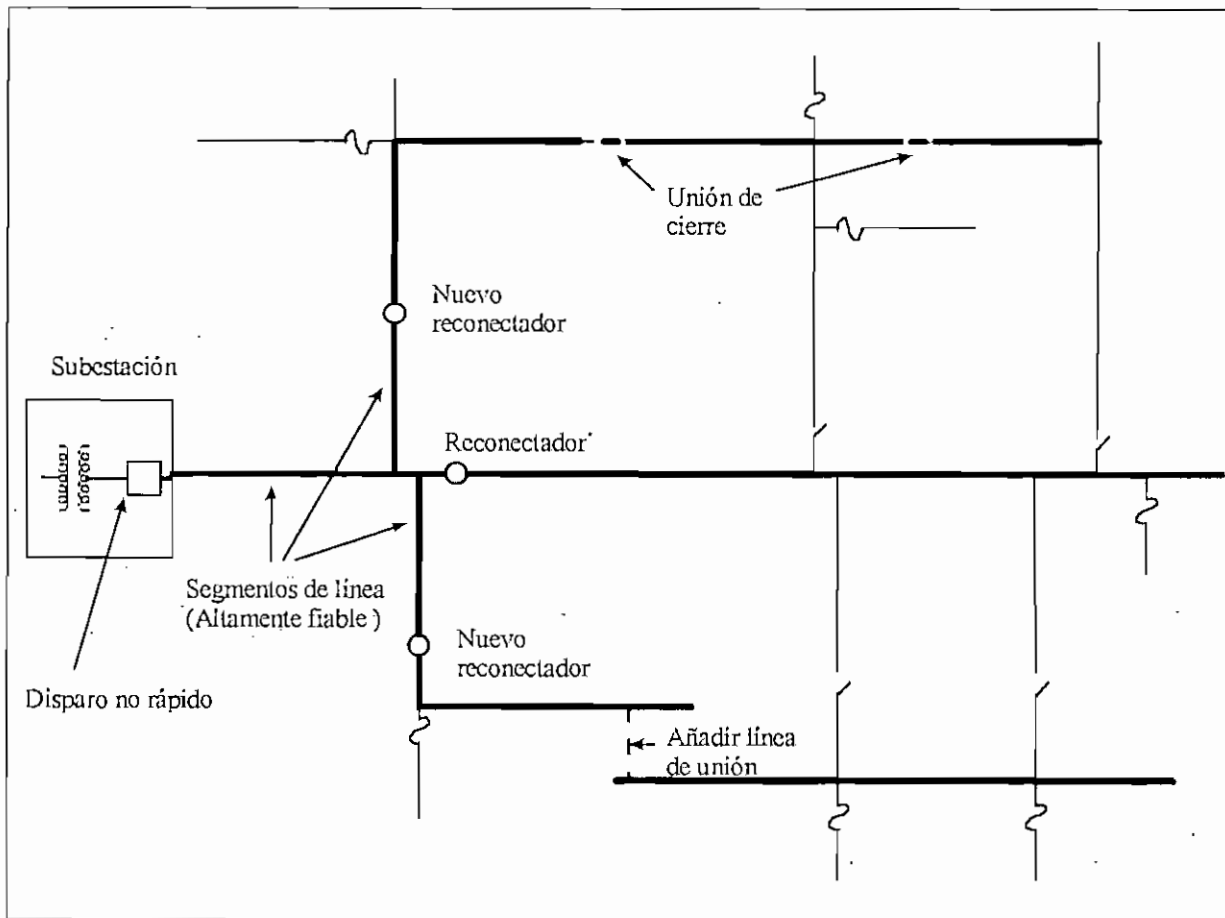


Figura 2.21 Reconfiguración de un alimentador con subalimentadores para reducir el número promedio de interrupciones en los usuarios.

Existen dos conceptos que son analizados más adelante . El primero incluye salir afuera de la subestación una corta distancia y dividir el alimentador en 2 o 3 subalimentadores. Esto podría lograr disminuir el número de interrupciones por casi a la mitad o dos terceras partes respectivamente , cuando se compara el servicio de iguales clientes con un simple, y largo alimentador principal . El punto en el cual se produce esta ramificación , se encuentra a una pequeña distancia más allá del punto donde éste llega ha ser práctico para salvar y proteger a una enorme mayoría de fusibles laterales en fallas temporales . Un reconectador trifásico es colocado en cada ramal cerca de este punto. Se recomienda separar los reconectadores por alguna

distancia de la línea para reducir la posibilidad de un comprensivo disparo , donde un reconectador en el ramal sin falla dispara como un resultado de las corrientes transitorias relacionándolas a una falla . La figura 2.21 describe como este principio poderoso esta puesto en práctica en un alimentador existente con mínima reconstrucción , asumiendo la existencia de alimentadores trifásicos con conductores con suficiente capacidad en la localización indicada .

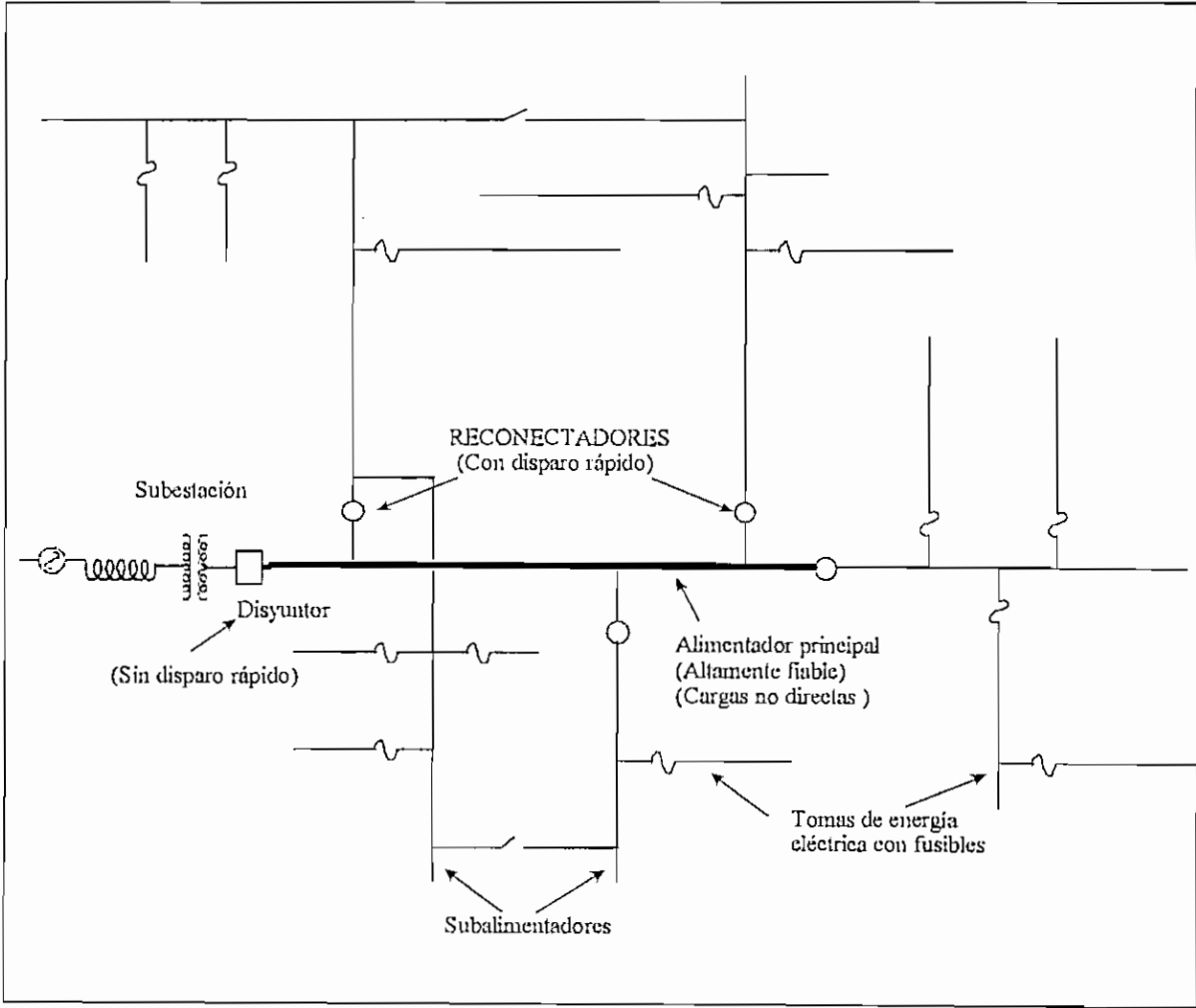


Figura 2.22 Diseño de un alimentador con múltiples subalimentadores trifásicos alejado de un alimentador principal altamente confiable .

La segunda propuesta , como se describe en la figura 2.22 , es para una primera construcción de un alimentador principal altamente confiable que se extiende una significativa distancia dentro del área de servicio . Muy pocas cargas alejadas son

actualmente servidas directamente de este alimentador principal. De esta manera las cargas alejadas son abastecidas por ramales alimentadores trifásicos que se extienden a gran distancia y que son derivaciones del alimentador principal. Un reconector trifásico en la línea es usado en el inicio de cada ramal alimentador. Por supuesto, no se presentan rápidos disparos del disyuntor en la subestación, así el alimentador principal queda libre de interrupciones. Se deberá hacer un especial esfuerzo para prevenir las fallas en esta parte del alimentador.

Esencialmente, el alimentador principal llega a ser una extensión de la barra de la subestación que está permitiendo por el diseño tener un poco más de fallas en su tiempo de vida que la barra de la subestación. Y los ramales alimentadores también están teniendo análogamente alimentadores separados para cada parte de las áreas de servicios directamente de la subestación, pero, afortunadamente, con bajo costo. Si cualquiera de estas ideas son satisfactorias para una particular utilidad esto depende de muchos factores, incluyendo el terreno, densidad de carga, distribución de la carga, y el ejercicio de construcciones precedentes.

Estas ideas son presentadas aquí simplemente como alternativas para considerar y alcanzar sobretodo bajos promedios de frecuencias de interrupciones que son posibles por amontonamiento de fallas e interrupciones en serie. Aunque estas prácticas pueden no ser muy difundidas, estas pueden ser muy usadas para tratar de solucionar problemas y quejas de la calidad de servicio eléctrico frenando las interrupciones excesivas.

VARIACIONES DE VOLTAJE DE LARGA DURACION

Las empresas eléctricas generalmente tratan de mantener el voltaje de servicio suministrado para los usuarios dentro de ± 5 por ciento de lo nominal . Bajo condiciones de emergencia , para períodos cortos , la norma ANSI C84.1 permite la utilización de voltaje en un rango de + 6 por ciento a - 13 por ciento del voltaje nominal . Algunas cargas sensitivas tienen más rígidos los límites de voltaje para una apropiada operación y , por supuesto , generalmente operaciones del equipo más eficientes cerca del voltaje nominal . Este capítulo se dirige a los problemas fundamentales para la regulación de voltaje y los tipos generales de aparatos disponibles para corregir estos problemas .

3.1 PRINCIPIOS PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE

La principal causa para la mayoría de problemas de regulación de voltaje es que existen demasiadas impedancias en el sistema de poder para abastecer apropiadamente a la carga (figura 3.1) . Por consiguiente , las caídas de voltaje demasiado bajas son dentro de cargas fuertes . A la inversa , cuando la fuente de voltaje es obligada a vencer la impedancia , allí puede presentarse una condición de sobre voltaje cuando la carga se reduce demasiado . Las medidas correctivas

usualmente incluyen la compensación para la impedancia , Z , o aplicando compensación para la caída de voltaje , $IR + j IX$, causada por la impedancia .

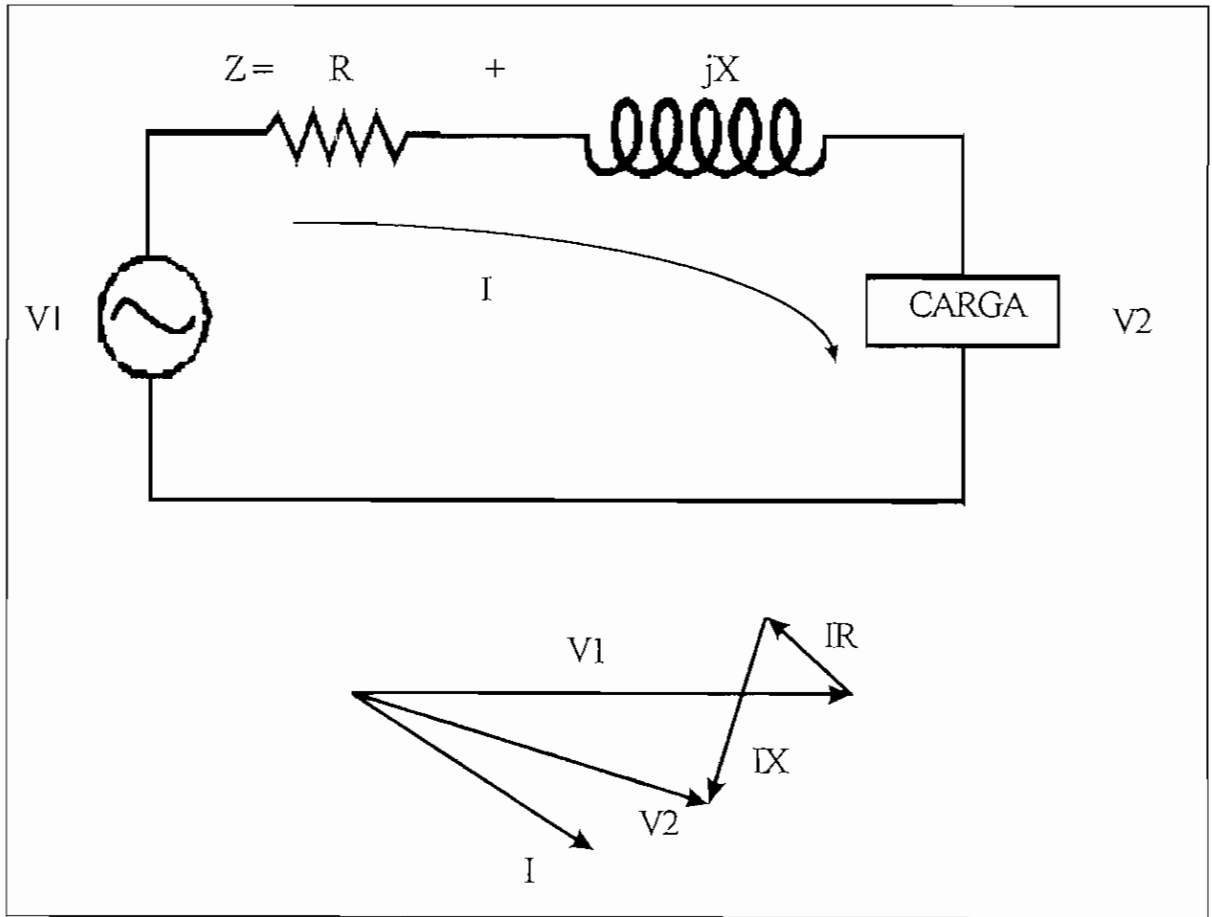


Figura 3.1 Caída de voltaje a través de un sistema de impedancias , que es la causa principal para los problemas de regulación de voltaje .

Las opciones para mejorar la regulación de voltaje son :

1. Agregar reguladores de voltaje , los cuales ayudan al aparente voltaje V_1 .
2. Añadir capacitores paralelos para reducir la corriente , I , y obligarle a estar más en fase con el voltaje .
3. Añadir capacitores en serie para eliminar y bajar la impedancia inductiva (IX).
4. Rediseñar los conductores de las líneas a tamaños más grandes para reducir la impedancia , Z .

5. Cambiar los transformadores de servicio a tamaños más grandes para reducir la impedancia, Z .
6. Añadir compensadores estáticos de var (voltio - amperios reactivos), los cuales realizarán el mismo propósito que los capacitores para rápidos cambios de cargas.

3.2 APARATOS PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE.

Existe una variedad de aparatos para la regulación de voltaje para ser utilizados en los sistemas de poder en las empresas eléctricas y en las industrias. Típicamente se divide estos aparatos en tres clases principales:

1. Transformadores con cambiadores de tomas (taps).
2. Aparatos de aislamiento con separados reguladores de voltaje.
3. Aparatos de compensación de impedancia, tales como capacitores.

Los cambiadores de las tomas de voltaje de los transformadores son de dos tipos: mecánicos y electrónicos. La mayoría de diseños de los cambiadores de tomas en los transformadores son aplicables para los autotransformadores, aunque existen también numerosas aplicaciones de transformadores de dos y tres bobinas con cambiadores de tomas. Los aparatos mecánicos son para cambios lentos de carga mientras los electrónicos pueden responder muy rápidamente a los cambios de voltaje.

Los aparatos de aislamiento incluyen sistemas de UPS, transformadores ferresonantes (de voltaje constante), sistemas de motor - generador, y semejantes a estos. Estos son aparatos que esencialmente aíslan la carga de la fuente de poder para ejecutar alguna clase de conversión de energía. Por lo tanto, en el lado de la carga de los aparatos el voltaje puede estar regulado separadamente y puede mantener el voltaje constante indiferente de lo que esté ocurriendo en el suministro de energía. La desventaja del uso de tales aparatos es que ellos

introducen más pérdidas y podrían también causar problemas de armónicos en el suministro de energía del sistema .

Los capacitores paralelos ayudan a mantener el voltaje por la reducción de la corriente en las líneas . Asimismo , sobrecompensando circuitos inductivos , se puede alcanzar la elevación del voltaje . Para mantener más constante el voltaje , los capacitores pueden ser conectados en relación a la carga , algunas veces en pequeños pasos incrementales para perseguir a la carga más estrechamente (utilización de interruptores automáticos) . Si el objetivo es simplemente mantener el voltaje en un valor alto para evitar una condición de bajo voltaje , los capacitores son colocados frecuentemente fijos (sin interruptores automáticos) .

Los capacitores en serie son relativamente raros , pero son beneficiosos para algunos impulsos de cargas como por ejemplo los trituradores de rocas . Muchos usuarios posiblemente alejados a los capacitores en serie y debido a una atención técnica extra necesitan de la instalación de capacitores en serie para una función apropiada . Sin embargo , ellos son muy efectivos en ciertas condiciones del sistema , principalmente con cambios rápidos de grandes cargas que están causando excesivas fluctuaciones .

Los capacitores en serie compensan la mayoría de inductancias en sistemas en donde las cargas son inductivas. Si el sistema es altamente inductivo , esto representa una significativa reducción en la impedancia . Si el sistema no es altamente inductivo , pero tiene una alta proporción de carga resistiva , los capacitores en serie no serán muy efectivos . Esto es típico para muchos sistemas industriales que tienen largas extensiones de cable entre el transformador y la carga . Se debe hacer un rediseño del conductor o cambiando el transformador para alcanzar una significativa reducción en la impedancia .

Otra aproximación para fluctuaciones causadas por la carga es la aplicación de compensadores estáticos de var . Estos pueden reaccionar dentro de unos pocos ciclos para mantener bastante constante el voltaje mediante el control de la producción de la potencia reactiva . Tales aparatos son comúnmente usados en hornos de arco y otras variaciones de carga al azar donde el sistema es débil y las fluctuaciones resultantes están afectando a los usuarios cercanos .

3.2.1 UTILIDAD DE LOS REGULADORES DE PASO DE VOLTAJE

Típicamente un regulador con cambiadores de tomas pueden regular de -10 a $+10$ por ciento del voltaje de la línea de entrada en 32 pasos del $5/8$ por ciento. Existen algunas variaciones, pero la mayoría son de este tipo. Los transformadores de las subestaciones comúnmente tienen cambiadores de tomas de carga trifásica mientras los reguladores instalados fuera del alimentador son típicamente monofásicos. Los reguladores de línea pueden ser instalados en bancos de dos o tres, esto no es raro para tener un banco en delta abierto en alimentadores trifásicos para moderadas cargas de alumbrado con propósito económico.

La figura 3.2 muestra un esquema de un regulador de voltaje de paso. Aunque el concepto de un cambiador de toma de un autotransformador es sencillo, un regulador de voltaje es un aparato bastante complicado diseñado para alcanzar una larga vida y con alta fiabilidad del mecanismo del cambiador de tomas.

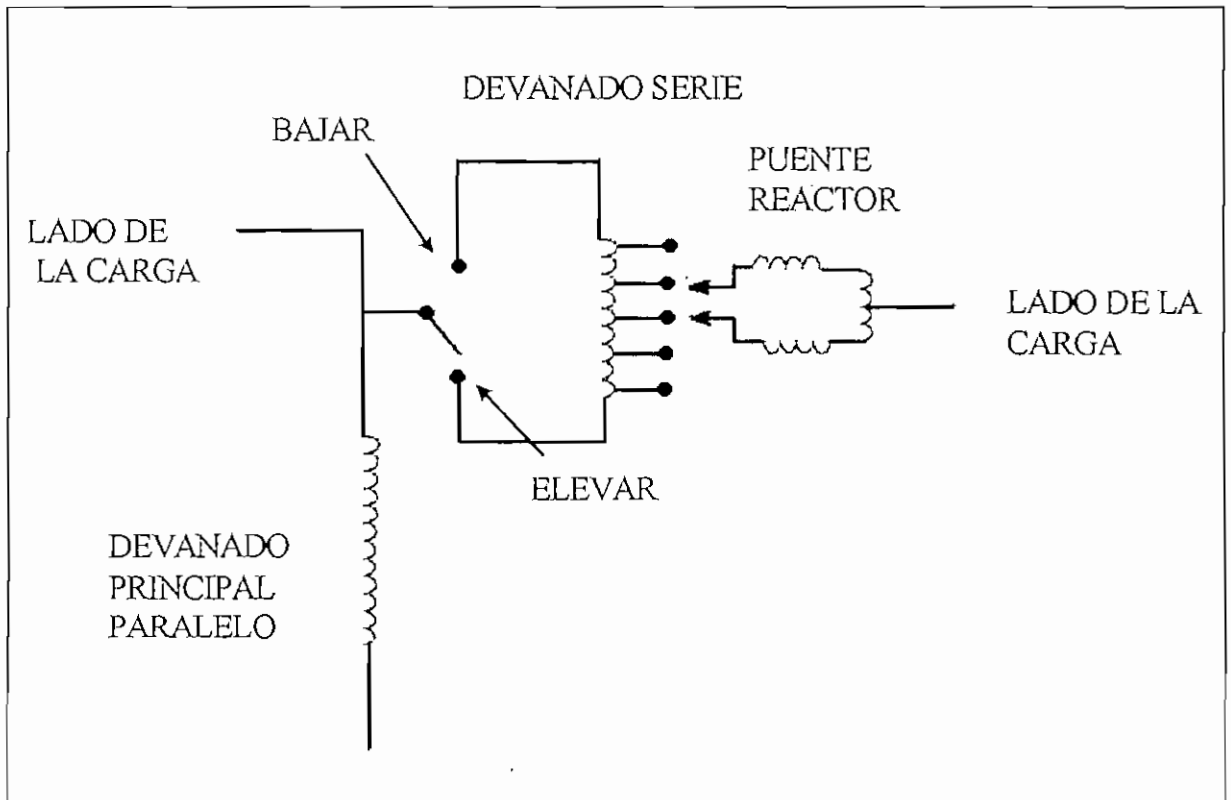


Tabla 3.2 Diagrama esquemático de un tipo de regulador de voltaje comúnmente aplicado en las líneas de distribución.

Los reguladores de voltaje son relativamente lentos. El tiempo que se demora para actuar cuando el voltaje se sale de la banda permisible es de por lo menos 15 s y comúnmente es de 30 o 45 s. De tal modo que esto no es conveniente donde los voltajes pueden variar en materia de ciclos o segundos. Su principal aplicación es ayudar al voltaje en alimentadores largos. Las típicas bandas de voltaje fluctúa de 1.5 a 3 V en una base de 120 V. El control de un regulador puede ser colocado para mantener el voltaje en algunos puntos distantes de la línea del alimentador, usando el *compensador de caída de línea*. Esto da por resultado una respuesta de voltaje igual en promedio y ayuda a prevenir sobrevoltajes para los abonados que se encuentran cerca del regulador.

3.2.2 TRANSFORMADORES FERRORESONANTES

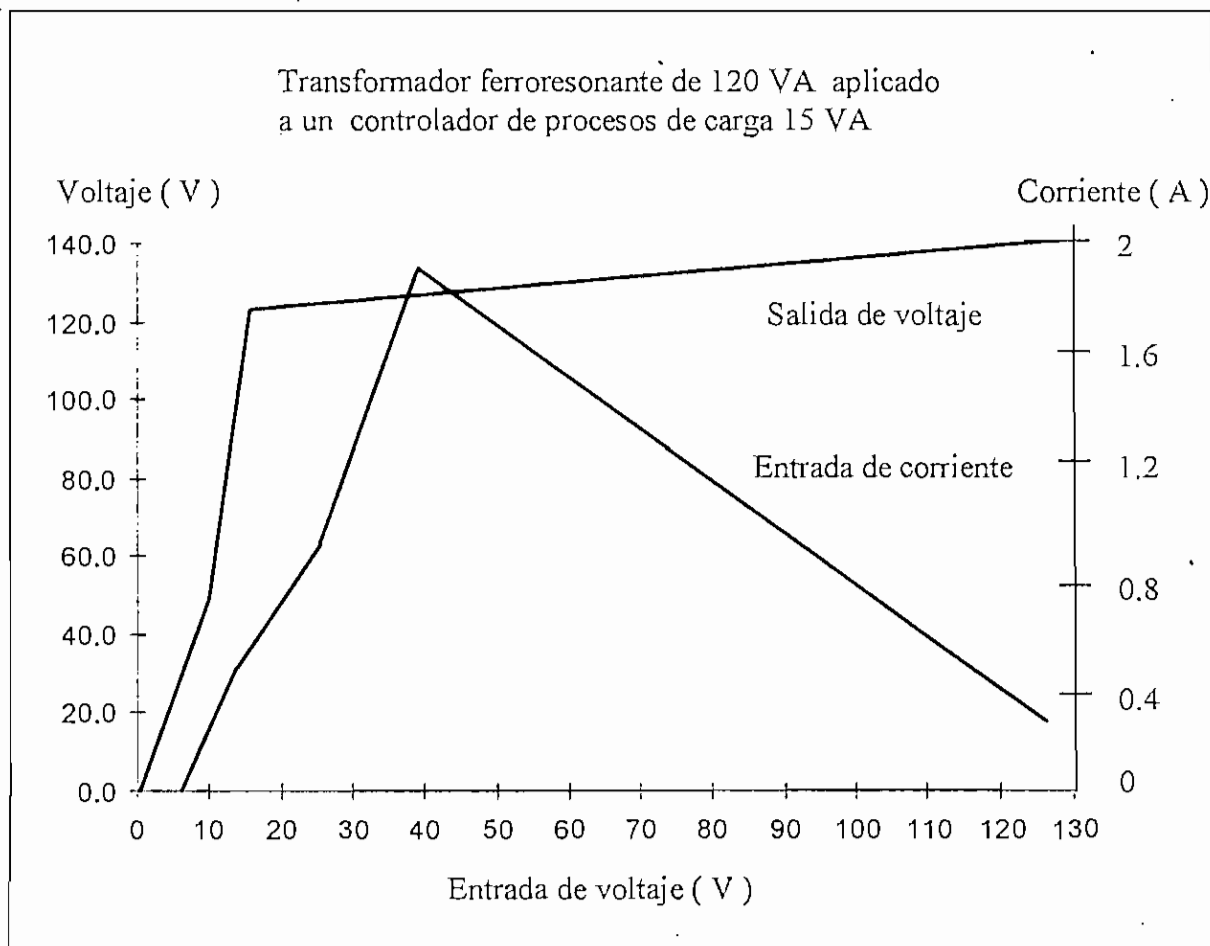


Figura 3.3 Características en estado estable de un transformador ferroresonante.

En el lado de los usuarios finales , los transformadores ferroresonantes no son solamente provechosos protegiendo los equipos de las caídas de voltaje , sino que ellos también pueden ser usados para obtener una muy buena regulación de voltaje (± 1 por ciento de salida) . La figura 3.3 muestra las características de estado estable de entrada y salida de un transformador ferroresonante de 120 VA con 15 VA de carga .

Como la entrada de voltaje está reducida a 30 V , la salida de voltaje permanece constante . Si la entrada de voltaje se reduce en mayor escala , la salida de voltaje empieza a colapsar . Además , mientras la entrada de voltaje está en un valor reducido , el bosquejo de corriente para el transformador ferroresonante incrementa substancialmente de 0.4 a 2 A . Sin embargo , los transformadores ferroresonantes tienden a ser ineficaces y producen pérdidas .

3.2.3 REGULADORES CON CONMUTACION DE TOMAS ELECTRONICO .

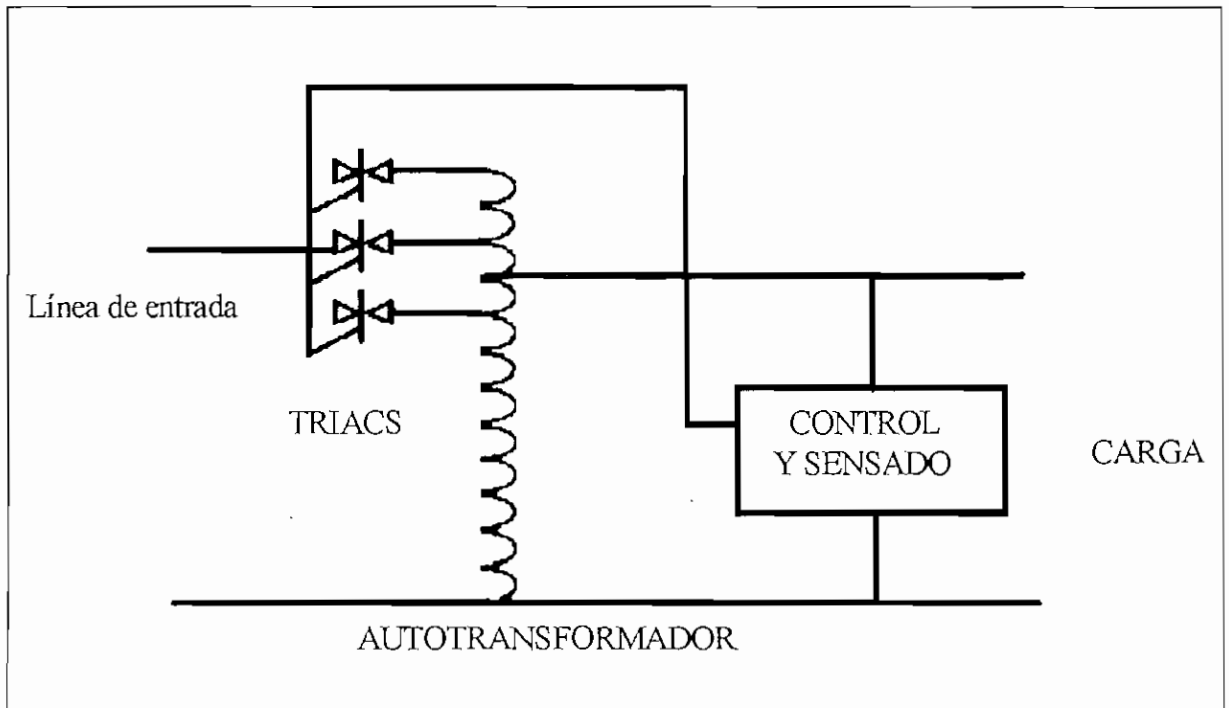


Figura 3.4 Regulador con cambio de tomas electrónico .

Un regulador con conmutación de tomas electrónico como se muestra en la figura 3.4 puede también ser usado para regular el voltaje . Ellos son más eficientes que los transformadores ferrosesonantes , y usando rectificadores de control de silicio (silicon - controlled rectifiers (SCRs)) o triacs pueden realizar rápidamente los cambios de las tomas de voltaje . El cambio de tomas de este tipo de regulador tienen muy rápida respuesta en un tiempo de medio ciclo , y son populares para aplicaciones de medio poder .

3.2.4 SINTETIZADOR MAGNÉTICO

El sintetizador magnético , aunque destinado para caídas de voltaje de corta duración , pueden también ser usados para regulaciones de voltaje en estado estable . Un fabricante , por ejemplo , manifiesta que para una entrada de voltaje de ± 40 por ciento , la salida de voltaje queda dentro de ± 5 por ciento a toda carga .

3.2.5 SISTEMAS DE UPS EN LA LÍNEA

Los sistemas UPSs en la línea destinados para la protección en contra de las caídas y breves interrupciones , pueden también ser usados para la regulación de voltaje abasteciendo la fuente de voltaje y permaneciendo suficientemente alta para mantener las baterías del UPS cargadas . Esta es una solución común para pequeñas cargas , críticos sistemas computacionales o cargas con control electrónico en un entorno industrial que tiene grandes fluctuaciones de carga causando la variación de voltaje .

3.2.6 UNIDADES DE MOTOR - GENERADOR

Las unidades de motor - generador como el de la figura 3.5 son también usadas para la regulación de voltaje . Ellos aíslan completamente la carga del sistema de poder eléctrico , protegiendo la carga de transitorios . La regulación del voltaje es suministrada por el control del generador .

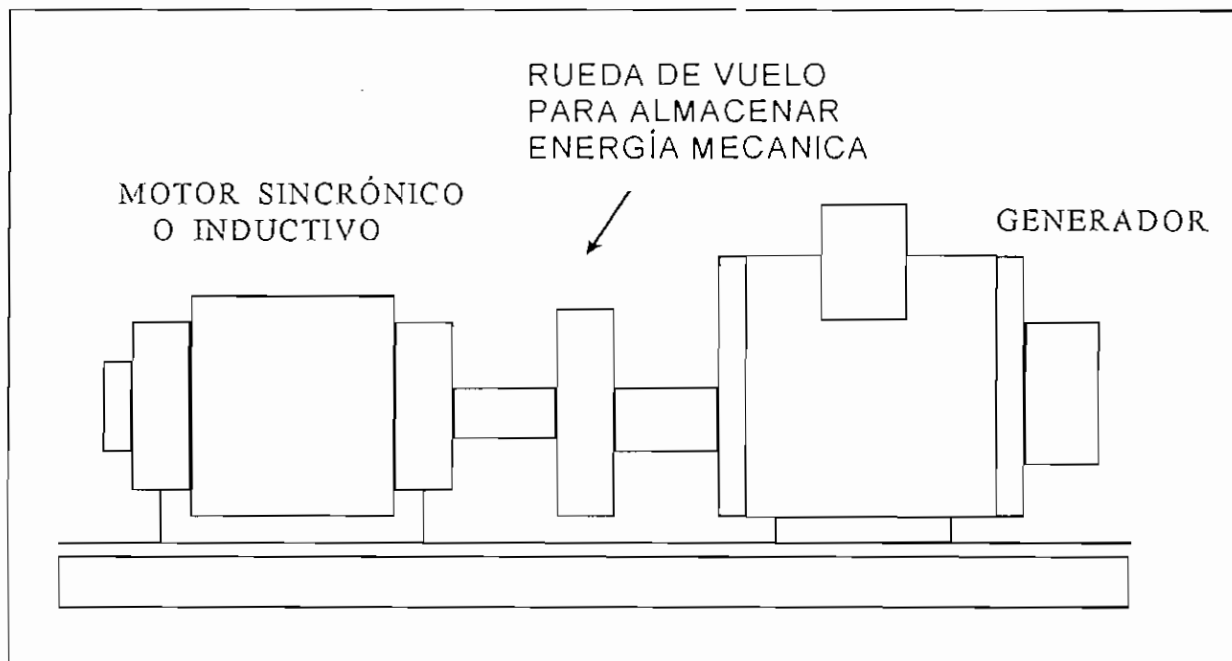


Figura 3.5 Unidad motor - generador .

El mayor inconveniente de la unidad de motor - generador es el tiempo de respuesta muy grande para cambios de carga . Las unidades de motores - generadores pueden tomar algunos segundos para provocar que el voltaje se mantenga en los niveles requeridos , haciendo a este aparato sea demasiado lento para la regulación de voltaje de ciertas cargas , especialmente de rápidas variaciones de carga . Las unidades de motor - generador pueden también ser usados para poder soportar una variación de voltaje de entrada , especialmente las caídas de voltaje , almacenando energía en la rueda de vuelo .

3.2.7 COMPENSADOR ESTÁTICO DE VOLTIO-AMPERIOS REACTIVOS (*var*).

Los compensadores estáticos de var pueden ser aplicados para sistemas de las empresas eléctricas o para sistemas industriales. Ellos ayudan a regular el voltaje respondiendo muy rápidamente para suministrar o consumir potencia reactiva. Este compensador actúa con el sistema de impedancias para subir o bajar el voltaje en

básicamente ciclo por ciclo. Existen dos tipos principales de compensadores estáticos de var para el uso común, como los que se muestran en la figura 3.6.

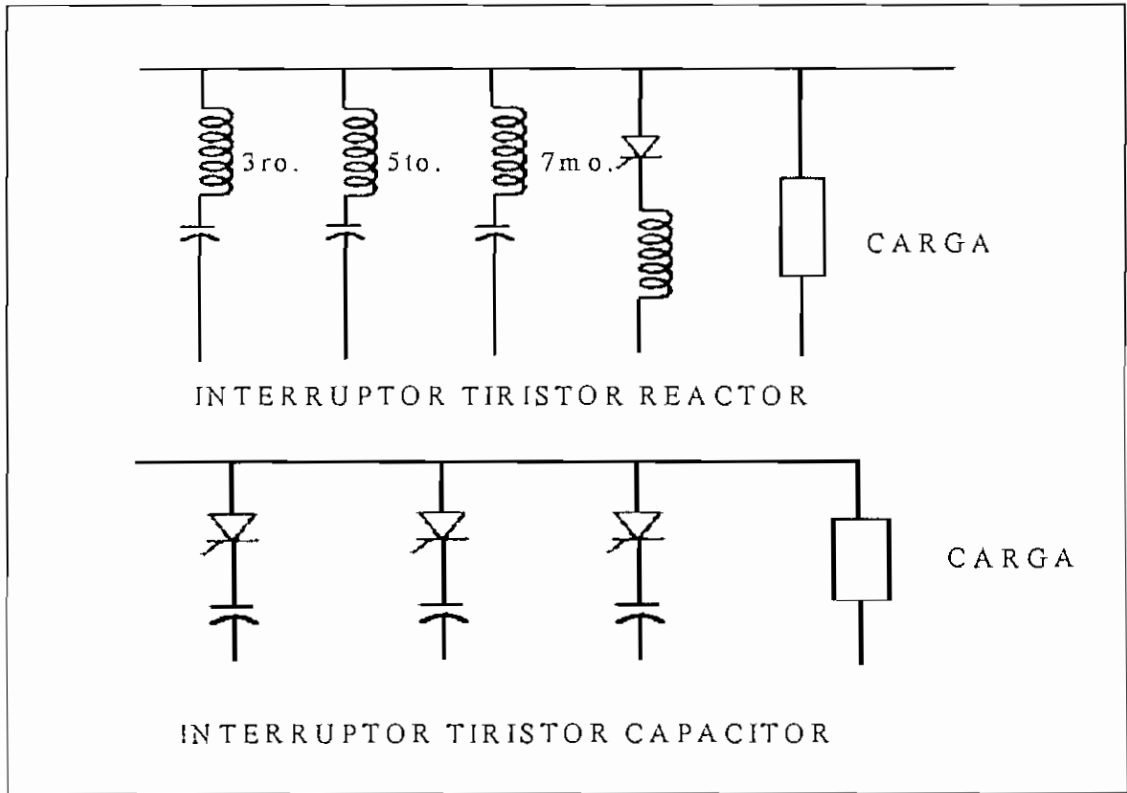


Figura 3.6 Configuración común de un compensador estático de var.

El esquema tiristor reactor controlado (thyristor-controlled reactor (TCR)) es probablemente el más común. Se emplea un banco de capacitores estable y fijo para suministrar potencia reactiva en adelante , además un tiristor controla a una inductancia que es una compuerta con varios valores para cancelar todo o una parte del efecto de la capacitancia . Los capacitores son frecuentemente configurados como filtros para limpiar la distorsión armónica causada por los tiristores.

Los interruptores tiristores capacitores operados por la conmutación de múltiples pasos de capacitores iguala los requerimientos de carga tan rápido como sea posible . Esta es un regulación más ordinaria que un TCR , pero es frecuentemente suficiente . Los capacitores son generalmente controlados totalmente de modo que no exista armónicos en las corrientes . Los puntos de conmutación son

controlados de modo de que no exista transitorios por la conexión o desconexión de los capacitores.

3.3 APLICACION DE REGULADORES DE VOLTAJE EN LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

Típicamente se utiliza reguladores de voltaje de 32 pasos . Este es un aparato monofásico que está frecuentemente montado en un poste o pueden colocarse tres en una plataforma entre dos postes . Ellos pueden ser conectados en Y a tierra o en delta abierto . Los controles son en la totalidad para el aparato y cada fase es controlada separadamente .

Se podría escribir demasiado acerca de la aplicación de los reguladores , pero el presente estudio se restringirá a unos pocos tópicos particulares relevantes para la calidad de energía eléctrica tales como : uso del compensador para la caída de la línea para niveles de perfiles de voltaje y rechazamiento de carga con respecto a la aplicación de los reguladores en serie .

3.3.1 COMPENSADORES DE CAÍDA DE LÍNEA .

Los reguladores son muy efectivos en aliviar las condiciones de bajo voltaje en alimentadores de distribución cuando la carga sobrepasa la capacidad del alimentador en condiciones de carga pico . Por lo tanto , es en este tiempo de consumo donde se debe colocar las correctas condiciones de ajuste para la compensación de la línea caída , el ajuste de R y X son a menudo puestos a cero y la regulación de voltaje se pone en un punto que esté cerca del máximo aceptable (125 o 126 V en una base de 120 V) . Esto produce que el voltaje del alimentador esté cerca del máximo valor por un tiempo demasiado amplio , debido a que la carga está en el pico solamente un pequeño porcentaje de las horas cada año . Esto es satisfactorio solo que :

1. La operación de los transformadores trabaja en la parte alta de su curva de saturación , produciendo más armónicos de corriente (es decir pérdidas) , contribuyendo más a la distorsión armónica en el alimentador , el cual puede ser particularmente molesto en cargas bajas .
2. Los clientes pueden experimentar más frecuentemente el remplazo de lámparas incandescentes .

El propósito de un compensador de caída de línea es el de nivelar los perfiles de voltaje para proporcionar el voltaje necesario en los picos de carga aún manteniendo el voltaje cerca de lo nominal en cargas bajas . Esto se ilustra en la figura 3.7 . Para simplificar la discusión , se tiene que asumir que no existen los cambiadores de tomas de carga en la subestación y la regulación solamente le concierne al regulador del alimentador en la subestación . En la parte a) , no se usa la compensación y el voltaje es fijado en un más 5 por ciento , o 126 V en un sistema de 120 V . Puesto que existe algún ancho de banda en el control , el voltaje puede realmente ser superior que este . En la parte b) el voltaje colocado es de 120 V (100 por ciento) con un compensador para la línea caída situado a una cierta distancia fuera del alimentador como se muestra en la figura 3.7 . En el pico de carga el voltaje en el regulador sube a 105 % , el cual es necesario para mantener el voltaje apropiado al final del alimentador. Sin embargo , en cargas bajas , los perfiles de voltaje en el alimentador es cerca a 100 por ciento del voltaje .

Existen numerosas prácticas para determinar la fijación de las condiciones de operación del compensador de la caída de línea . Los fabricantes proporcionan programas computacionales para estimar estas condiciones , por lo que se requiere conocer algunos datos como por ejemplo la carga de los usuarios , la relación de los transformadores de potencial y de corriente y en general información básica del sistema para poder modelar el alimentador en una computadora con un programa. Los manuales de los fabricantes también tienen simples fórmulas y procedimientos de manejo para determinar la colocación precisa de las condiciones de operación .

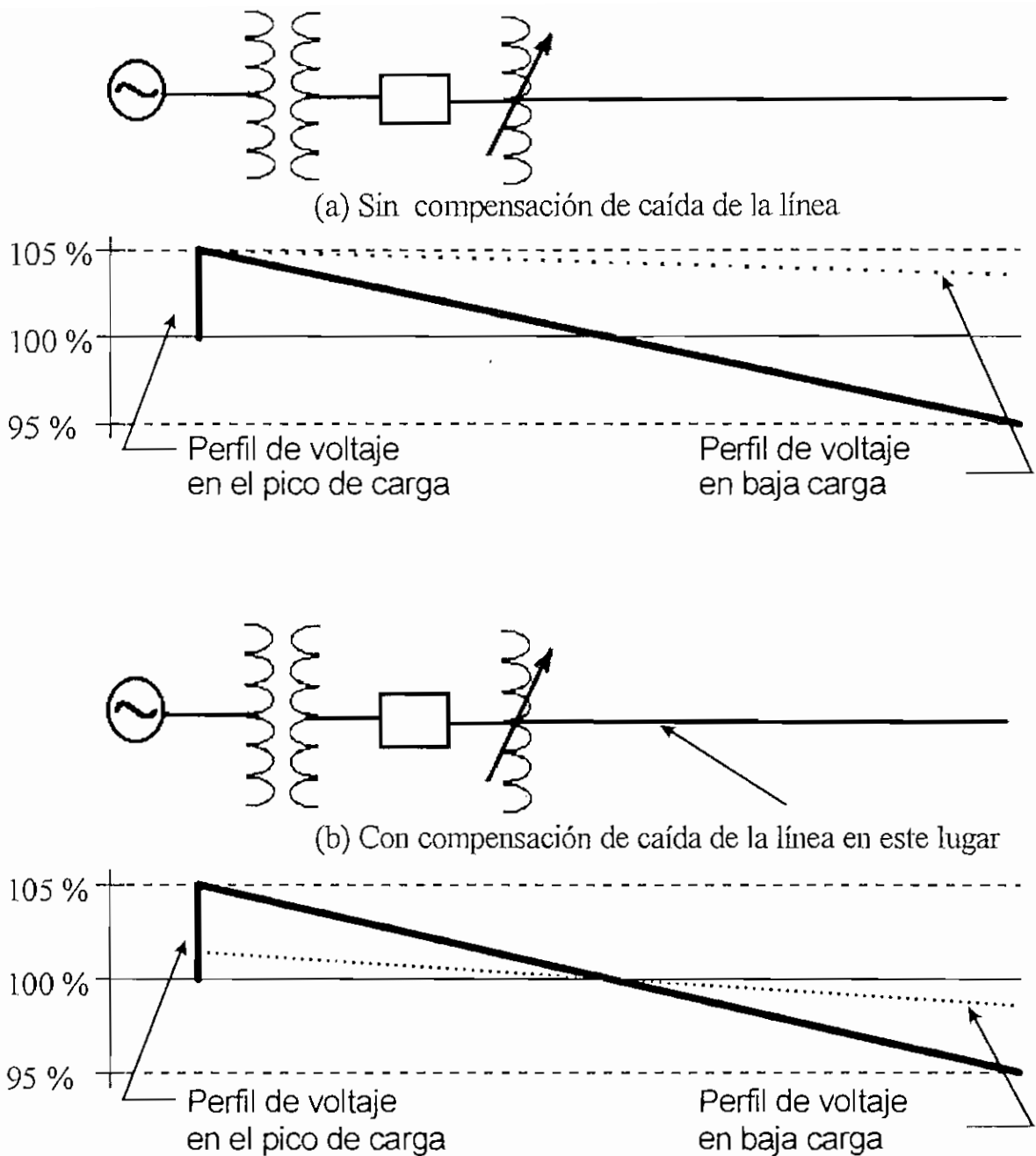


Figura 3.7 Efecto en los perfiles de voltaje de una compensación de la línea caída .

La fijación de los requerimientos iniciales de operación del compensador de línea caída están caracterizados por los parámetros R y X para la resistividad y la porción de reactancia del compensador respectivamente . Sin embargo , las unidades son voltios en una base de 120 V en lugar de ohms. Para convertir la impedancia de la

línea actual que se encuentra en ohms a la R y X de fijación en voltios , se aplica la siguiente fórmula básica :

$$(R+jX)_{\text{fijación}} = (R+jX)_{\text{ohms}} \left(\frac{\text{Rango del transformador de corriente}}{\text{Relación del transformador de potencial}} \right) \quad (3.1)$$

donde el transformador de corriente es especificado por el rango de la corriente de línea y la relación del transformador de potencial es el voltaje nominal línea - neutro dividido para 120 V.

Algunas empresas eléctricas tienen desarrollados normas para la colocación y fijación de estos parámetros que ellos han encontrado para ser efectivos . Muchos determinan el R y X colocándolos experimentalmente , enviando técnicos a la línea en los puntos de bajo voltaje en el alimentador mientras se ajusta las posiciones de R y X . Idealmente , esto podría realizarse en las horas de carga pico en donde existe caídas de voltaje en la línea , para que el voltaje fijado sea exitoso y pueda reunir ciertas condiciones de operación . Esto determina , en todas las posibilidades , reunir las condiciones de baja carga satisfactoriamente , aunque en sitios muy lejanos , la conmutación de bancos de capacitores pueden engañar un poco al control cuando el banco cambia a un diferente estado . Por consiguiente , el perfil del voltaje podría ser monitoreado en una o en dos importantes localizaciones por unos pocos días para hacer seguras y adecuadas las fijaciones de operación.

Obviamente , estos procesos toman mucho tiempo y son a menudo no convenientes por el hecho de enviar una cuadrilla para controlar la colocación de las condiciones de trabajo del regulador en horas de carga pico . Frecuentemente , en este tiempo , las cuadrillas son más ocupadas con más urgencia en asuntos tales como reemplazo de los transformadores sobrecargados para obtener un constante servicio a los clientes . Existe un definido beneficio para la calidad del servicio eléctrico si los reguladores son colocados apropiadamente.

Afortunadamente , los fabricantes suministran ahora controles con capacidad de comunicarse mediante sistemas de telecomunicaciones , de esta manera la

colocación de los parámetros del regulador pueden ser ajustados más convenientemente desde una central de control .

3.3.2 REGULADORES EN SERIE

En escasas áreas pobladas no es raro el encontrar dos o más bancos de reguladores en serie en líneas extremadamente largas alimentando cargas apartadas. Esto es muy común en aplicaciones para abastecer a cargas tales como equipo de bombeo para riego de terrenos y para cargas de minería donde las líneas son muy extensas con solamente una carga ocasional. Esta aplicación requiere de especial consideración para evitar problemas de calidad de servicio .

Una importante consideración para coordinar los reguladores en serie es la aplicación de una apropiada colocación del tiempo de retraso inicial. El regulador cercano a la subestación es colocado con un breve tiempo de retraso , típicamente 15 o 30 s . Los reguladores más distantes son colocados con un tiempo de retraso de más de 15 s . Esto minimiza los cambios de tomas de los reguladores en lugares alejados de la línea , conservando las variaciones de voltaje a un mínimo , y extendiendo la vida útil de los contactores .

Quizás los grandes problemas de la calidad de poder en esta situación es el rechazo de carga . La inesperada pérdida de carga , la cual puede suceder después de una falla , provocaría un excesivo voltaje a causa de las elevaciones de voltaje del regulador que serían acumulativos (como se muestra en la figura 3.8) . Pueden ocurrir sobrevoltajes del 20 por ciento o más . La saturación de los transformadores y restos de carga ayudarían a mantener el voltaje bajo , pero esto aún excedería los límites normales por un considerable margen .

Para minimizar el daño a la carga , los reguladores emplean un diseño de control de rápido “ funcionamiento de apoyo “ que evita el normal tiempo de retardo y ejecuta una regulación de apoyo hacia abajo tan rápido como sea posible . Esto es típicamente de 2 a 4 segundos por cambio de toma .

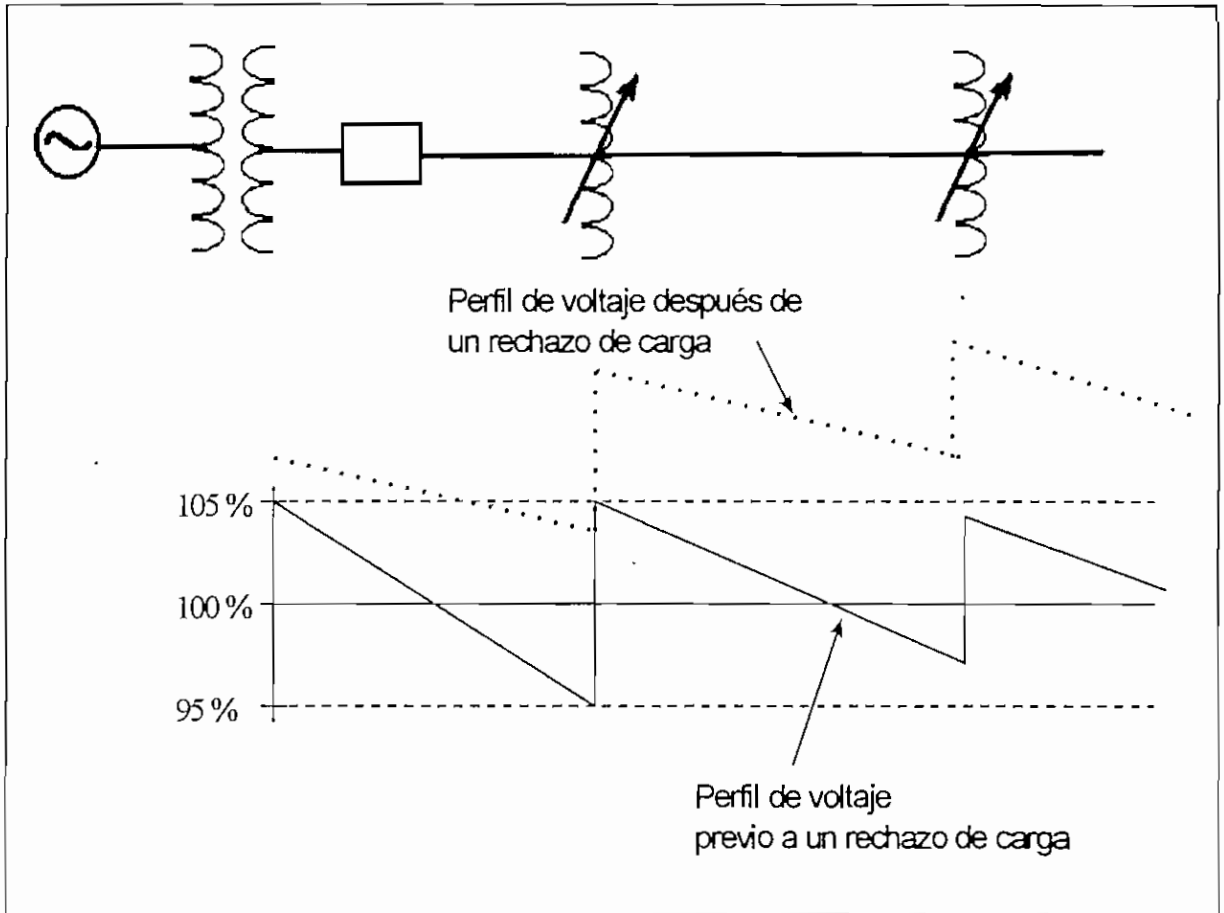


Figura 3.8 Ilustración del resultado de un sobrevoltaje de un rechazo de carga en reguladores en serie .

3.4 CAPACITORES PARA LA REGULACIÓN DE VOLTAJE

Los capacitores pueden ser usados para la regulación de voltaje en los sistemas de poder en configuraciones en paralelo o en serie .

3.4.1 CAPACITORES EN PARALELO

Como se muestra en la figura 3.9(a), la presencia de un capacitor paralelo en el final de un alimentador da por resultado un cambio gradual en el voltaje a lo largo del alimentador . Idealmente , el porcentaje de elevación en el capacitor es :

$$\% \Delta V = \frac{100.(V_{con\ capacitor} - V_{sin\ capacitor})}{V_{con\ capacitor}} \quad (3.2)$$

esto podría ser cero sin carga , y elevarse a un máximo a toda carga . Sin embargo con capacitores en paralelo , el porcentaje de la elevación del voltaje es esencialmente independiente de la carga . Por eso , interruptores automáticos se emplean frecuentemente para entregar la regulación deseada en altas cargas , pero previniendo de excesivos voltajes en cargas bajas . Esta práctica puede producir sobrevoltajes transitorios dentro de las instalaciones de los usuarios . Las aplicaciones de capacitores en paralelo pueden también producir una variedad de problemas de armónicos .

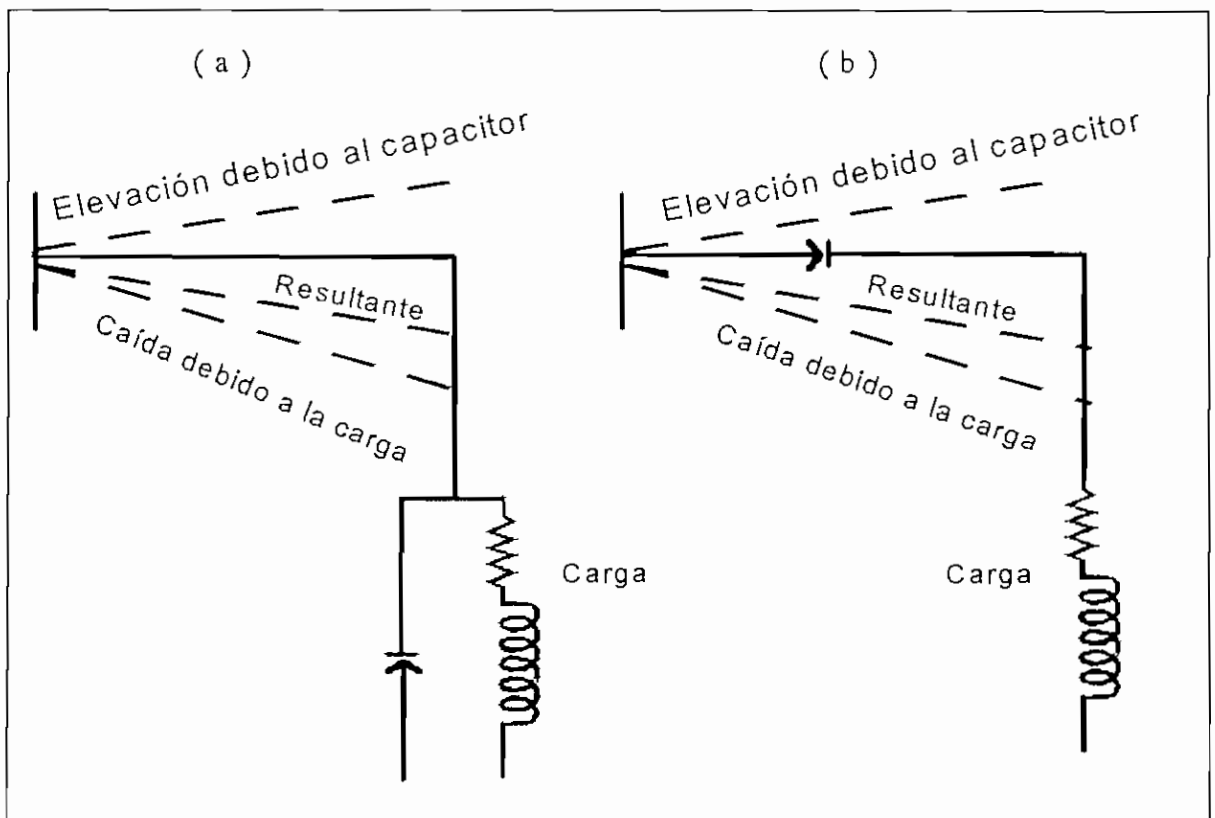


Figura 3.9 Elevación de voltaje de un alimentador debido : a) capacitor paralelo
 b) capacitor serie .

3.4.2 CAPACITORES EN SERIE

Diferentemente al capacitor en paralelo, un capacitor conectado en serie como el de la figura 3.9 (b) con el alimentador produce una elevación de voltaje en el final del alimentador que varía directamente con la corriente de la carga . La elevación de voltaje es cero sin carga , y máximo a toda carga . De esta manera , los capacitores en serie no necesitan de un interruptor para responder a los cambios de carga . Además , un capacitor en serie requiere de un rango más pequeño de kilovoltios y kvar que los de un capacitor en paralelo para entregar una regulación equivalente .

Sin embargo , los capacitores en serie tienen varias desventajas . Primero , ellos no pueden suministrar compensación reactiva para cargas del alimentador , y no reducen significativamente las pérdidas en el sistema . Los capacitores en serie pueden solamente liberar capacidad adicional al sistema si este está limitado por excesivas caídas de voltaje en el alimentador. Los capacitores paralelos , en cambio , son también efectivos cuando la capacidad del sistema es limitada por altas corrientes en el alimentador .

Segundo, los capacitores en serie no pueden tolerar corrientes de falla . Esto podría provocar un sobrevoltaje catastrófico , y podría ser prevenido omitiendo el capacitor a través de un interruptor automático . Un pararrayo puede ser también conectado a través del capacitor para desviar la corriente hasta que se cierre el interruptor .

Existen varias otras preocupaciones que deben ser evaluadas en una aplicación de un capacitor en serie . Estas incluyen resonancia con motores de inducción o sincrónicos , y ferresonancia con transformadores . A causa de estas preocupaciones , la aplicación de los capacitores en serie en sistemas de distribución es muy limitada . Un área donde ellos han dado resultado provechosamente es donde la reactancia del alimentador puede ser minimizada para reducir fluctuaciones .

3.5 APLICACION DE CAPACITORES EN LOS USUARIOS TERMINALES

La aplicación de la corrección del factor de potencia con capacitores es generalmente motivada por el aspecto económico para eliminar penalizaciones por factor de potencia en los usuarios del servicio eléctrico, pero existen razones desde el punto de vista de la calidad de servicio eléctrico como beneficiosas. Las razones de fuerza para que en los usuarios finales se decida la aplicación de la corrección del factor de potencia con capacitores son :

- Para reducir las facturas del consumo eléctrico .
- Para reducir las pérdidas de $I^2 R$ y , por consiguiente , reducir el calentamiento de las líneas y transformadores .
- Para incrementar el voltaje en las cargas , incrementando la producción y/o la eficiencia de operación .
- Para reducir la corriente en las líneas y transformadores , permitiendo adicionales cargas para ser atendidas sin construir nuevos circuitos .

Al añadir capacitores pueden presentarse problemas de calidad de energía. Los más comunes son los problemas de armónicos . Mientras los capacitores para la corrección del factor de potencia no sean fuentes de armónicos , ellos pueden actuar recíprocamente con el sistema para acentuar los armónicos que están ya presentes . Existen también efectos de transitorios por efecto de los interruptores de los capacitores .

3.5.1 LOCALIZACIÓN DE LOS CAPACITORES PARA LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA.

Los beneficios realizados por la instalación de capacitores para la corrección del factor de potencia incluye la reducción del flujo de potencia reactiva en el

sistema . Por eso , para un mejor resultado , la corrección del factor de potencia debería ser localizada tan cerca de la carga como sea posible . No obstante , esto puede no ser la solución más económica o incluso la mejor solución en ingeniería , debido a la interacción de los armónicos con los capacitores .

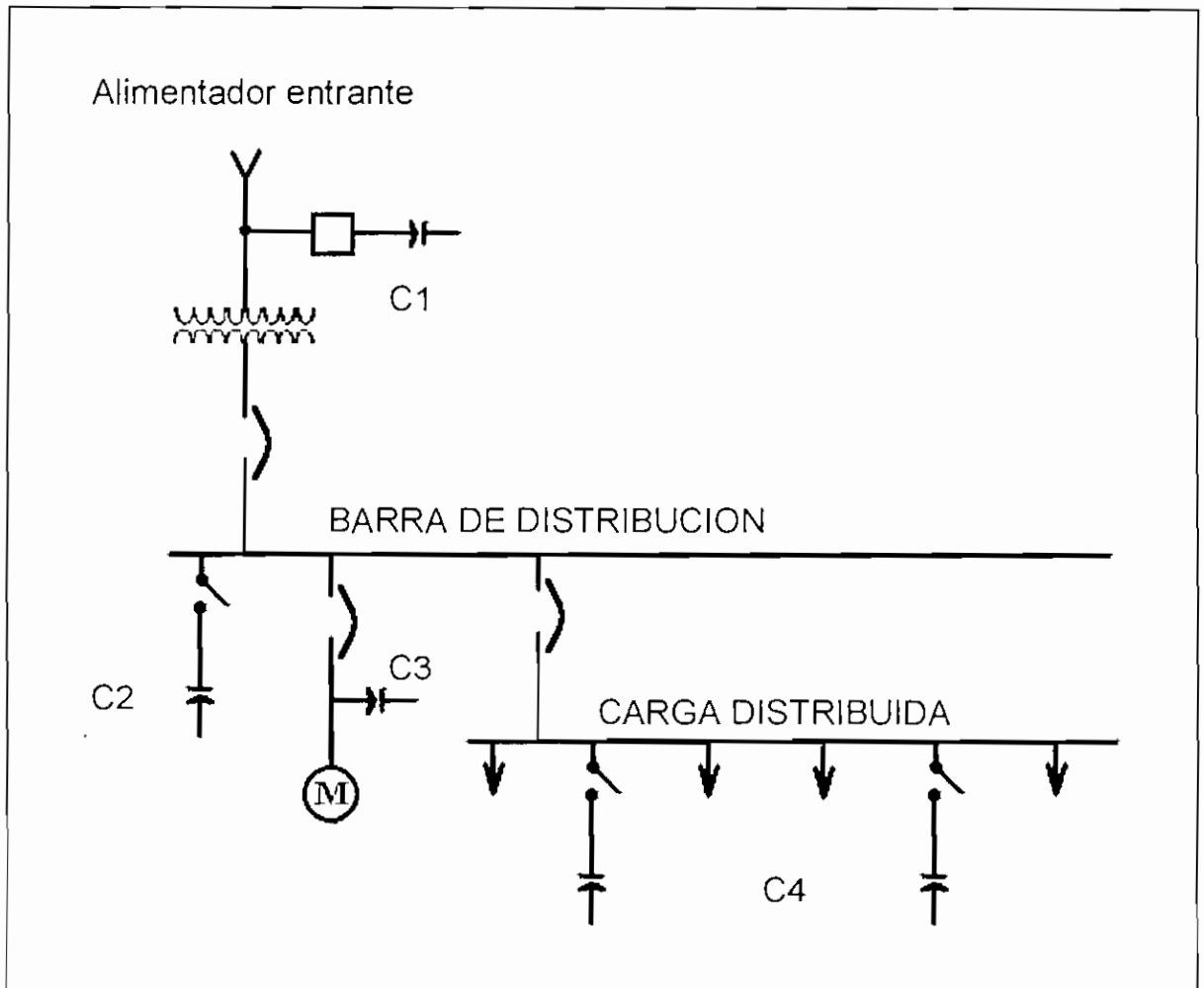


Figura 3.10 Localización de capacitores para la corrección del factor de potencia .

Muchas veces los capacitores son instalados con grandes motores de inducción (C3 en la figura 3.10) . Esto permite al capacitor y al motor sean conectados por un interruptor como una unidad . En plantas grandes con extensos sistemas de distribución , frecuentemente los capacitores se instalan en la barra principal de voltaje (C1) cuando se tiene problemas de penalización con las empresa eléctrica que facturan motivados por la corrección del factor de potencia . Por mucho

tiempo no obstante , la corrección del factor de potencia y la reducción de la distorsión armónica debe ser llevado a cabo con los mismos capacitores . La localización de grandes filtros de armónicos en la barra de distribución (C2) proporciona los requerimientos de compensación y dirige el flujo de los armónicos de corriente en dirección de una baja impedancia, manteniendo los armónicos de corriente lejos del sistema de la empresa eléctrica .

La desventaja de situar capacitores solamente en el lugar de utilización o en barra de distribución es que no existe reducción de corriente y pérdidas de la línea dentro de la planta . La reducción de pérdidas y corriente es alcanzada cuando los capacitores son distribuidos por todas las partes el sistema . Algunas industrias instalan capacitores en los centros de control de los motores , los cuales son a menudo más económicos que poner los capacitores en cada motor . Los controles de los capacitores pueden ser vinculados con los controles del motor así que los capacitores son conectados cuando se los necesite .

3.5.2 ELEVACION DEL VOLTAJE

La elevación del voltaje como resultado de la colocación de los capacitores en un circuito inductivo tiene dos puntos de vista sobre la calidad de la energía eléctrica. Si el voltaje es bajo , entonces los capacitores proporcionan un incremento para producir un respaldo de voltaje dentro de los límites tolerables . Sin embargo , si los capacitores permanecen conectados cuando la carga está en niveles muy bajos , el voltaje puede elevarse demasiado alto , produciendo un sobrevoltaje permanente .

La elevación de voltaje , producto de la instalación de capacitores está aproximadamente dada por :

$$\% \Delta V = \frac{k \text{ var}_{\text{capacitor}} \cdot Z_{tx} (\%) }{kVA_{tx}} \quad (3.3)$$

donde : $\% \Delta V$ = porcentaje de elevación del voltaje

$kvar_{\text{capacitor}}$ = rango del banco de capacitores

kVA_{tx} = rango del transformador en el lado de bajo voltaje

Z_{tx} = impedancia del transformador en el lado de bajo voltaje en %

Esta fórmula asume que para la impedancia total del sistema de poder solo se considere a la impedancia del transformador en el punto en el cual el capacitor es aplicado .

Como se ha expresado , un problema de calidad de potencia es la elevación del voltaje demasiado alto cuando el capacitor permanece conectado en niveles de baja carga . Un síntoma común de esto es un fuerte zumbido en el transformador y , en algunos casos , sobrecalentamiento debido a la excesiva excitación en el núcleo . Otro síntoma es la pérdida de un número excesivo de bombillas de luz incandescente coincidentes con la instalación del banco de capacitores . En consecuencia , esta fórmula puede ser aplicada para investigar si es factible permitir la conexión del banco de capacitores . Si no lo es , alguna estrategia de control debe ser ideada para conmutar los capacitores lejos de cargas de lámparas .

3.5.3 REDUCCIÓN DE PERDIDAS EN UN SISTEMA DE PODER .

Puesto que las pérdidas son inversamente proporcionales al cuadrado del factor de potencia (fp^2) , la reducción de pérdidas en un sistema de potencia es estimada por :

$$\% \text{ de pérdidas de energía} = 100 \left(\frac{fp_{\text{original}}}{fp_{\text{corregido}}} \right)^2 \quad (3.4)$$

$$\% \text{ de reducción de pérdidas} = 100 \left[1 - \left(\frac{fp_{\text{original}}}{fp_{\text{corregido}}} \right)^2 \right] \quad (3.5)$$

donde % de reducción de pérdidas = porcentaje de reducción en las pérdidas

f_p original = factor de potencia original (pu)

f_p corregido = factor de potencia corregido (pu)

Esta fórmula básicamente se aplica a un único capacitor en un alimentador radial . Si embargo , es también una aproximación correcta si los capacitores son muy bien distribuidos por todas las partes de la planta para que cada ramal de circuitos grandes experimenten aproximadamente el mismo porcentaje de mejoramiento en las pérdidas.

Teniendo presente que esta fórmula proporciona el porcentaje de reducción sobre las pérdidas presentes en las líneas que llegan y alimentan a los capacitores. No existe reducción de pérdidas en las líneas y los transformadores que se localizan en medio del capacitor y la carga .

3.5.4 REDUCCIÓN DE CORRIENTE DE LÍNEA .

El porcentaje de reducción de la corriente de línea puede ser determinada aproximadamente por :

$$\% \Delta I = 100 \left[1 - \left(\frac{\cos \theta_{antes}}{\cos \theta_{después}} \right) \right] \quad (3.6)$$

donde $\% \Delta I$ = porcentaje de la reducción de corriente

θ_{antes} = ángulo del factor de potencia antes de la corrección

$\theta_{después}$ = ángulo del factor de potencia después de la corrección

De igual manera , esto se aplica solamente a corrientes de línea que se encuentran antes de llegar al banco de capacitores . No se aplica para la corriente de línea entre los capacitores y la carga .

3.5.5 DESPLAZAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA FRENTE AL VERDADERO FACTOR DE POTENCIA.

Primeramente cabe recalcar que las empresas eléctricas generalmente cuando un cliente posee bajo factor de potencia se procede a la penalización, lo cual se ve reflejado en la tarifa de consumo. Es así como por ejemplo, la Empresa Eléctrica Quito en el Pliego Tarifario vigente para agosto de 1997 en el literal L manifiesta lo siguiente:

Recargo por bajo factor de potencia:

Penalización .- En el caso de que el factor de potencia medio mensual registrado por un abonado sea menor de 0.9, la facturación mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0.9 y el factor de potencia registrado. La penalización por bajo factor de potencia es parte integrante de la planilla por venta de energía.

Los conceptos tradicionalmente aplicados para escoger la corrección del factor de potencia son basados en la suposición que las cargas en el sistema tienen características lineales de voltaje y corriente y que la distorsión armónica puede ser ignorada. Con estas suposiciones, el factor de potencia es igual al desplazamiento del factor de potencia (dfp). El desplazamiento del factor de potencia es calculado usando el tradicional método del triángulo de factor de potencia (figura 3.11) y es a menudo escrita por:

$$dfp = \frac{kW}{kVA} = \cos\theta \quad (3.7)$$

donde los kW y kVA son cantidades a frecuencia fundamental solamente.

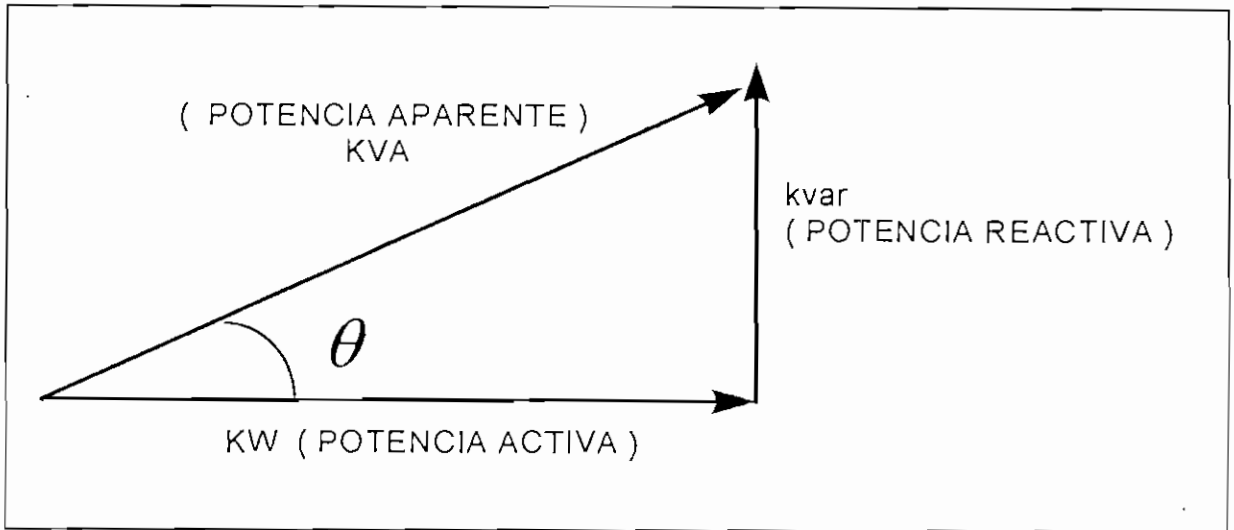


Figura 3.11 Triángulo para determinar el factor de potencia .

La distorsión armónica en el voltaje y corriente causada por cargas no lineales en el sistema , produce cambios en los valores del factor de potencia los cuales pueden ser calculados . El verdadero factor de potencia (vfp) es definido como la relación de la potencia real a los voltio - amperios totales en el circuito :

$$vfp = \frac{kW}{kVA} = \frac{P}{V_{rms} \cdot I_{rms}} \quad (3.8)$$

El factor de potencia está definido como la relación de kW a kVA , pero en este caso , los kVA incluye la distorsión armónica. Los kVA totales (potencia aparente) están determinados multiplicando el verdadero rms de voltaje por el verdadero rms de corriente . Esto puede ser significativamente mayor que los kVA de la frecuencia fundamental . La potencia activa , P , es generalmente incrementada con poca cantidad únicamente por la distorsión .

El vfp es la verdadera medida de la eficiencia con la cual la potencia real esta siendo usada . Los capacitores básicamente compensan únicamente la potencia reactiva (var) a la frecuencia fundamental y no completan la corrección para el verdadero factor de potencia cuando existe armónicos presentes . De hecho , los

capacitores pueden producir un verdadero factor de potencia pésimo por la creación de condiciones de resonancia las cuales agrandan las distorsiones armónicas . En típicos sistemas de potencia , el término I_{rms} en la ecuación 3.8 es generalmente una de las más afectadas por la distorsión de armónicos aunque el término V_{rms} puede ser también incrementado .

Asumiendo que el THD de voltaje (término que se lo analiza más detalladamente en el Capitulo 4) es cero , el máximo valor para el cual se puede corregir el verdadero factor de potencia puede ser aproximado por :

$$vfp \approx \sqrt{\frac{1}{1 + THD^2_{corriente}}} \quad (3.9)$$

donde el THD está en pu. El desplazamiento del factor de potencia es aún muy importante para más clientes industriales porque las empresas eléctricas facturan penalizando la corrección del factor de potencia que se basa generalmente en esto. La mayoría de ingresos de las mediciones generalmente cuenta solamente por el desplazamiento del factor de potencia . Sin embargo , esto puede cambiar porque medidores electrónicos modernos ciertamente tienen la capacidad para calcular el vfp , el cual sería considerablemente bajo para algunos tipos de cargas industriales .

3.5.6 SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LOS CAPACITORES

Para corregir una carga a un deseado factor de potencia , el rango de los kvar requeridos está dado por la siguiente fórmula :

$$k \text{ var} = kW (\tan \phi_{original} - \tan \phi_{nuevo}) \quad (3.10)$$

$$= kW \left(\sqrt{\frac{1}{fp^2_{original}} - 1} - \sqrt{\frac{1}{fp^2_{nuevo}} - 1} \right) \quad (3.11)$$

donde k_{var} = compensación requerida en kvar

$k W$ = potencia real en kW

ϕ original = ángulo de fase del factor de potencia original

ϕ nuevo = ángulo de fase del factor de potencia original deseado

fp original = factor de potencia original

fp nuevo = factor de potencia deseado

La tabla 3.1 resume la ecuación anterior en forma ampliada .

Después de seleccionar la capacidad en kvar del capacitor , se debería verificar dos aspectos fundamentales :

1. Determinar la elevación del voltaje cuando no existe carga para estar seguro de que el voltaje no se eleve sobre 110 por ciento cuando la carga es mínima . Si lo es , tendrían que desconectarse algunos de los capacitores
2. Determinar el impacto de los capacitores en los armónicos .

Si los armónicos resultan un problema , las opciones típicas son :

1. Cambiar la cantidad de capacitores , si es posible . Esta es generalmente la solución menos costosa .
2. Transformar algunos de los capacitores a uno o más filtros , usualmente colocándolos en la barra principal .
3. Emplear y adaptar controles para monitoriar la distorsión armónica y conmutar los capacitores para evitar resonancia . Esto podría ser apropiado para grandes cargas industriales donde existen numerosos conmutadores de capacitores que se conectan y desconectan al azar .

3.6 REGULACIÓN DEL VOLTAJE CON GENERADORES DISPERSOS.

Para los proyectistas de sistemas de distribución se está haciendo más popular el considerar y utilizar a la generación dispersa y a los aparatos de almacenamiento de energía para realizar la regulación de voltaje, de modo que se pueda posponer las inversiones en subestaciones y líneas de transmisión hasta que la carga haya crecido a un suficiente tamaño para garantizar la inversión. Este concepto es particularmente útil cuando existe relativamente un número pequeño de horas cada año en donde la carga se acerca a los límites de la capacidad del sistema. Los aparatos son instalados en el rango de 500kW a 10 MW, y muchos de ellos son transportables para que puedan ser reutilizados en un tiempo futuro en otra localización.

Por el momento, la mayoría de instalaciones ha sido tomado en cuenta por las empresas de energía eléctrica para las subestaciones de distribución. Esta propuesta alivia la carga para las subestaciones y medios de transmisión, pero contribuye a mejorar un poco más a la calidad de energía eléctrica para los alimentadores de distribución. Muchos ingenieros de distribución están ahora considerando las consecuencias de utilizar aparatos de generación de energía dispersos en el alimentador para un beneficio adicional de reducción de pérdidas, mejorando la fiabilidad, y la regulación de voltaje. Mientras esta opción puede ser demasiado costosa si solamente se considera a la regulación de voltaje, la dispersión de las fuentes de poder tiene un resultado conveniente y se justifica su aplicación debido a que se produce un aplazamiento de una costosa expansión de la capacidad del sistema.

Un uso posible de la dispersión de fuentes de energía para la regulación de voltaje está relacionado a la fiabilidad del sistema (figura 3.12). Las empresas de servicio eléctrico tienen usualmente instalados conmutadores de línea para que las secciones del alimentador de distribución puedan ser abastecidas de energía de diferentes alimentadores o subestaciones durante las emergencias.

Original fp	fp deseado										
	0.8	0.82	0.84	0.86	0.88	0.9	0.92	0.94	0.96	0.98	1
0.5	0.982	1.034	1.086	1.139	1.192	1.248	1.306	1.369	1.440	1.529	1.732
0.52	0.893	0.945	0.997	1.049	1.103	1.158	1.217	1.280	1.351	1.440	1.643
0.54	0.809	0.861	0.913	0.965	1.119	1.074	1.133	1.196	1.267	1.356	1.559
0.56	0.729	0.781	0.834	0.886	0.940	0.995	1.053	1.116	1.188	1.276	1.479
0.58	0.655	0.707	0.759	0.811	0.865	0.902	0.979	1.042	1.113	1.201	1.405
0.6	0.583	0.635	0.687	0.740	0.794	0.849	0.907	0.970	1.042	1.130	1.333
0.62	0.515	0.567	0.620	0.672	0.726	0.781	0.839	0.903	0.974	1.062	1.265
0.64	0.451	0.503	0.555	0.607	0.661	0.716	0.775	0.838	0.909	0.998	1.201
0.66	0.383	0.440	0.492	0.545	0.599	0.654	0.712	0.775	0.847	0.935	1.138
0.68	0.328	0.380	0.432	0.485	0.539	0.594	0.652	0.715	0.787	0.875	1.078
0.7	0.270	0.322	0.374	0.427	0.480	0.536	0.594	0.657	0.729	0.817	1.020
0.72	0.214	0.266	0.318	0.370	0.424	0.480	0.538	0.601	0.672	0.761	0.964
0.74	0.159	0.211	0.263	0.316	0.369	0.425	0.483	0.546	0.617	0.706	0.909
0.76	0.105	0.157	0.209	0.262	0.315	0.371	0.429	0.492	0.563	0.652	0.855
0.78	0.052	0.104	0.156	0.209	0.263	0.318	0.376	0.439	0.511	0.599	0.802
0.8	0.000	0.052	0.104	0.157	0.210	0.266	0.324	0.387	0.458	0.547	0.750
0.82		0.000	0.052	0.105	0.158	0.214	0.272	0.335	0.406	0.495	0.698
0.84			0.000	0.053	0.106	0.162	0.220	0.283	0.354	0.443	0.646
0.86				0.000	0.054	0.109	0.167	0.230	0.302	0.390	0.593
0.88					0.000	0.055	0.114	0.177	0.248	0.337	0.540
0.9						0.000	0.058	0.121	0.193	0.281	0.484
0.92							0.000	0.063	0.134	0.223	0.426
0.94								0.000	0.071	0.160	0.363
0.96									0.000	0.089	0.292
0.98										0.000	0.203
1											0.000

Tabla 3.1 Multiplicadores de kW para determinar los kvar requeridos .

Si una falla sucede en tiempo de carga pico, puede ser imposible pasar más carga a otros alimentadores en operación normal. Sin embargo, un generador localizado cerca de un interruptor de unión puede potencialmente proporcionar bastante energía para soportar carga adicional con un voltaje satisfactorio.

Una ventaja del uso de generadores para regular el voltaje es que los controles y mandos generalmente responden rápidamente y más fácilmente que los discretos aparatos tales como cambiadores de tomas semejantes a los aplicados en reguladores y los cambiadores de tomas de carga de las subestaciones.

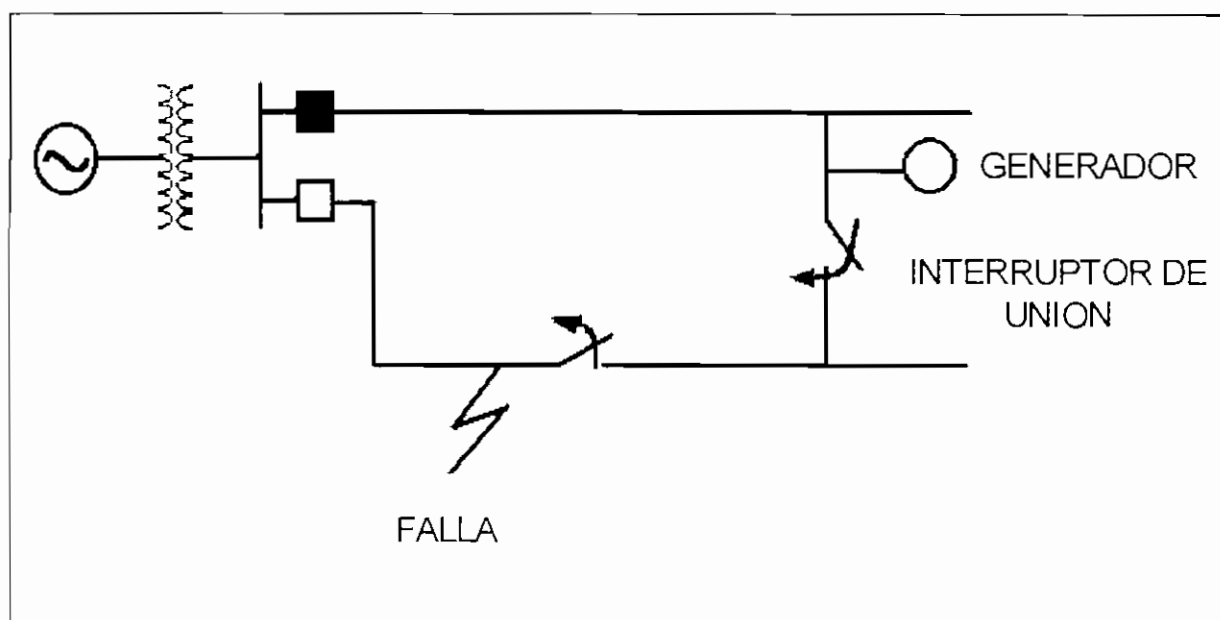


Figura 3.12 Uso de generador para mantener restablecimiento de servicio para una porción del alimentador sin falla.

Los controles de las fuentes dispersas pueden ser cuidadosamente coordinados con la existencia de reguladores de línea y con los cambiadores de tomas de carga de las subestaciones. Con convencionales reguladores, invertir el flujo de potencia puede algunas veces engañar al regulador dentro del cambiador de tomas en una equivocada dirección. También, esto es posible por efecto de los generadores, para provocar regulaciones y por consiguiente cambiar

constantemente las tomas , causando tempranos problemas en el mecanismo del cambiador de tomas . Afortunadamente , algunos fabricantes de reguladores tienen anticipados estos problemas y ahora proporcionan sofisticadas microcomputadoras para el control de la regulación que son capaces de compensar estos problemas .

ARMÓNICOS

4.1 INTRODUCCION

Una buena suposición para la mayoría de empresas eléctricas es que la forma de onda senoidal del voltaje generada en las estaciones de poder es muy buena. En muchas áreas, el voltaje encontrado en típicos sistemas de transmisión tienen mucho menos que el 1.0 por ciento de distorsión. Sin embargo, mientras más cerca se está de la carga la distorsión aumenta. En algunas cargas, la forma de onda de la corriente escasamente se parece a una onda senoidal. Los convertidores que aplican la electrónica de potencia pueden trocear la corriente en arbitrarias formas de onda. Mientras existen unos pocos casos donde la distorsión es al azar, la mayoría de las distorsiones es periódica o armónica. Esto quiere decir que se presenta lo mismo ciclo tras ciclo, cambiando muy levemente. Lo anterior ha dado lugar a que a la deformación de la forma de onda se lo llame con el término *armónicos* para describir este tipo de perturbaciones.

Cuando los primeros convertidores y la electrónica de potencia empezaron a desarrollarse a finales de los años 1970, muchos ingenieros de las empresas eléctricas empezaron a interesarse mucho acerca de la distorsión armónica en los sistemas de potencia. Muchas predicciones perjudiciales fueron hechas acerca del destino de los sistemas de potencia cuando estos aparatos empezaron a surgir en gran

escala . Mientras algunas de estas preocupaciones fueron probables exageraciones , el campo de análisis de la calidad de servicio eléctrico debía una gran deuda de gratitud a estas personas porque sus preocupaciones sobre este nuevo problema de armónicos inquietaron las investigaciones que han llevado eventualmente a muchos de los conocimientos acerca de todos los aspectos de la calidad de energía eléctrica .

Para algunos , la distorsión armónica es considerada como la más significativa de los problemas de calidad de energía eléctrica . Los problemas de armónicos se oponen y dificultan a muchas de las convencionales reglas de diseño y operación de los sistemas de potencia que consideran solamente a la frecuencia fundamental . Por lo tanto , los ingenieros tienen que afrontar un problema no familiar con herramientas y equipos novedosos e innovadores para poder resolver las distorsiones armónicas . Aunque los problemas de armónicos pueden ser difíciles , ellos no son actualmente muy numerosos en un sistema de potencia . Solamente un pequeño porcentaje de la línea de los alimentadores de distribución tienen muchos problemas de armónicos severos que requieren de atención . En contraposición , las caídas e interrupciones de voltaje son casi universales para muchos alimentadores y representan los más numerosos y significantes problemas de la calidad de servicio eléctrica . El sector de los usuarios finales sufre más de los problemas de armónicos que el sector en el cual se desenvuelven las empresas de servicio eléctrico a nivel del sistema de distribución . Los usuarios industriales que utilizan unidades de velocidad ajustable o reguladas , hornos eléctricos , soldas de punto , convertidores e inversores y otras herramientas que se basan en el uso de la electrónica de potencia , son mucho más susceptibles para provocar los problemas de distorsión armónica .

La distorsión armónica no es un nuevo fenómeno en los sistemas de potencia. La preocupación sobre la distorsión ha fluido durante mucho tiempo en la historia de la existencia de la corriente eléctrica alterna en los sistemas que abastecen energía eléctrica . Es así , que en las décadas de 1930 y 1940 se exponían muchos artículos sobre este tema . En aquellos tiempos la primera fuente de armónicos fueron los transformadores y el principal problema fue la interferencia inductiva con los circuitos abiertos de los sistemas telefónicos . El desarrollo de modernas luminarias se fueron introduciendo y causando gran preocupación por su contenido

armónico , semejantemente con la inquietud causada por los convertidores y aplicaciones de electrónica de potencia en tiempos más recientes .

Afortunadamente , se ha encontrado con el pasar de los años que si el sistema es dimensionado apropiadamente para manejar la energía demandada por la carga , existe una baja probabilidad que los armónicos causen un problema al sistema de poder , aunque ellos podrían causar dificultades especialmente con las telecomunicaciones . Los problemas del sistema de poder surgen más frecuentemente cuando los capacitores del sistema producen resonancia en una crítica frecuencia armónica que dramáticamente incrementa la distorsión de lo normal . Mientras estos problemas ocurren en el sistema de las empresas eléctricas , los más severos casos son usualmente encontrados en sistemas industriales por el alto grado de resonancia alcanzado .

4.2 DISTORSIÓN ARMÓNICA

La distorsión armónica es causada por aparatos o cargas no lineales en el sistema de potencia. Un aparato no lineal es aquel en el que la corriente no es proporcional al voltaje aplicado . La figura 4.1 ilustra este concepto para el caso de un voltaje senoidal aplicado a una simple resistencia no lineal en la cual el voltaje y la corriente varían de acuerdo a la curva mostrada .

Mientras el voltaje aplicado es perfectamente senoidal , la corriente resultante es distorsionada . Si se incrementa el voltaje en un pequeño porcentaje se puede provocar que la corriente se duplique y tome una diferente forma de onda . Así , son en esencia las fuentes de distorsión armónica en un sistema de poder .

La figura 4.2 ilustra que cualquier forma de onda distorsionada puede ser expresada como la suma de ondas senoidales. Cuando la forma de onda es periódica , es decir , idéntica de un ciclo al siguiente, esta puede ser representada como una suma de ondas senoidales puras en las cuales la frecuencia de cada senoide es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la onda distorsionada . Estos múltiplos son llamados armónicos de la fundamental . La suma de senoides esta referida como una serie de Fourier . La ventaja de usar una serie de Fourier para

representar la distorsión de la forma de onda se basa en que es más fácil encontrar la respuesta del sistema a una señal de entrada senoidal y además se pueden usar las técnicas convencionales de análisis para el estado estable. El sistema es analizado separadamente en cada armónico. Entonces las salidas de cada frecuencia son unidas para formar una nueva serie de Fourier, de la cual la forma de onda de la salida puede ser estimada, si se desea. A menudo, solamente la magnitud de los armónicos son de interés.

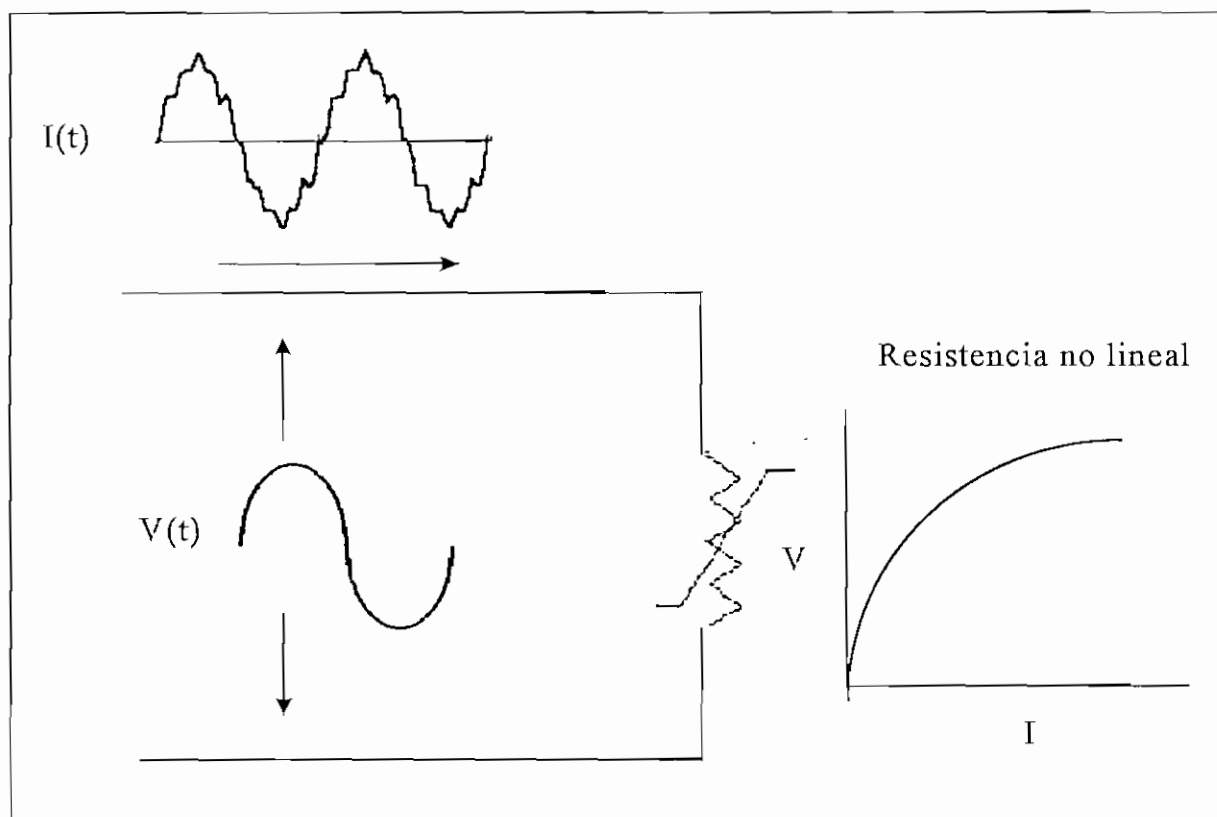


Figura 4.1 Distorsión de corriente causada por una resistencia no lineal.

Cuando las mitades de ciclo tanto positivos y negativos de una onda tienen idénticas formas, las series de Fourier contienen solamente armónicos impares. Esto propone una más amplia simplificación para más estudios de sistemas de potencia porque comúnmente los aparatos que producen armónicos poseen ambas polaridades. En efecto, la presencia de armónicos uniformes e iguales es a menudo una pista de que algo está erróneo ya sea con la carga del equipo o con el transductor usado

para realizar las medidas . Hay notables excepciones para esto tales como rectificadores de onda media y hornos de arco eléctrico cuando el arco es al azar .

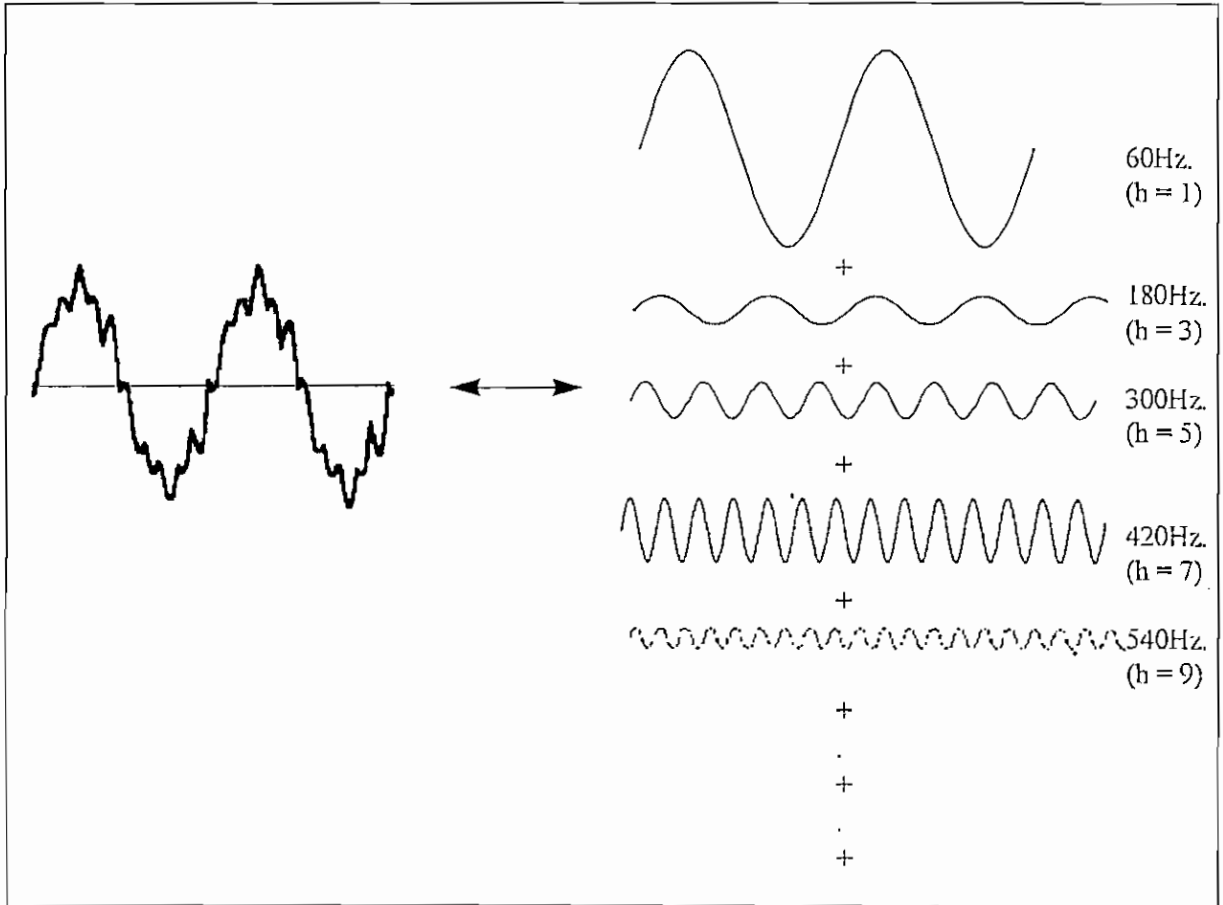


Figura 4.2 Representación de las Series de Fourier de una forma de onda distorsionada.

Usualmente , los armónicos de orden alto (sobre el rango de $h = 25$ a $h = 50$, dependiendo del sistema) son despreciables para el análisis de un sistema de potencia . Mientras ellos pueden causar interferencias con aparatos electrónicos de baja potencia , ellos son usualmente no perjudiciales para el sistema de potencia. Esto también dificulta la suficiente recolección de datos exactos para modelar al sistema de poder en estas frecuencias .

Si se secciona el sistema de potencia interiormente en elementos series y paralelos como práctica convencional , la inmensa mayoría de características no

lineales en el sistema son hallados en elementos paralelos (ejemplo : las cargas) . Las impedancias en serie del sistema de potencia (ejemplo : las impedancias de cortos circuitos entre la carga y la fuente) es notablemente lineal . En transformadores , de la misma manera , la fuente de armónicos está en un ramal paralelo (impedancia de magnetización) de un modelo común “T” ; la impedancia de dispersión o de fuga es lineal . De esta manera , la principal fuente de distorsión armónica estará al final , es decir en la carga de los usuarios . Esto no significa que todos los usuarios quienes experimentan distorsión armónica sean fuentes de armónicos significantes , sino que la distorsión de las formas de onda es generalmente originada por algunas cargas de los usuarios o por combinaciones de cargas .

4.3 VOLTAJE FRENTE A LA DISTORSIÓN DE CORRIENTE

La palabra armónicos es a menudo usada más allá de su significado . Por ejemplo , es común escuchar que una unidad de velocidad ajustable no puede operar apropiadamente a causa de los armónicos . Esto significa que podría ocurrir cualquiera de estos tres casos :

1. Los armónicos de voltaje son demasiado grandes (enorme distorsión de voltaje) para controlar y determinar correctamente el ángulo de encendido .
2. Los armónicos de corriente son tan grandes para la capacidad de algunos aparatos en el suministro del sistema de energía tales como transformadores y máquinas que deben ser operadas en un bajo rango de potencia .
3. Los armónicos de voltaje son demasiado altos porque los armónicos de corriente producidos por los aparatos son demasiado grandes para las condiciones del sistema dado .

Como sugerencia de esta lista , están separados causas y efectos para voltajes y corrientes así como algunas relaciones entre ellos . De esta manera , el término armónicos por sí mismo es enormemente ambiguo para definitivamente describir el problema .

Las cargas no lineales conectadas en paralelo parecen ser fuentes de armónicos de corrientes, que inyectan corrientes distorsionadas dentro del sistema de potencia. Esto es suficiente para tratar a estas cargas que producen armónicos simplemente como fuentes de corriente para casi todos los análisis. Existen excepciones para esto que se las describirán más adelante.

Como se muestra en la figura 4.3, la distorsión de voltaje es el resultado de la distorsión de la corriente circulando a través de las impedancias lineales en serie del sistema de potencia.

Aunque se tiene que asumir que las barras de generación o fuentes de energía eléctrica contienen solamente la frecuencia fundamental de voltaje, los armónicos de corriente al pasar a través de las impedancias del sistema causan una caída de voltaje para cada armónico. Estos resultados de los armónicos de voltaje aparecen en la barra de la carga. La cantidad de distorsión de voltaje depende de las impedancias y de la corriente. Asumiendo que la distorsión de la barra de carga permanece dentro de un límite razonable (no más del 5%), la cantidad de corriente armónica producida por la carga es aproximadamente constante para cada nivel de carga.

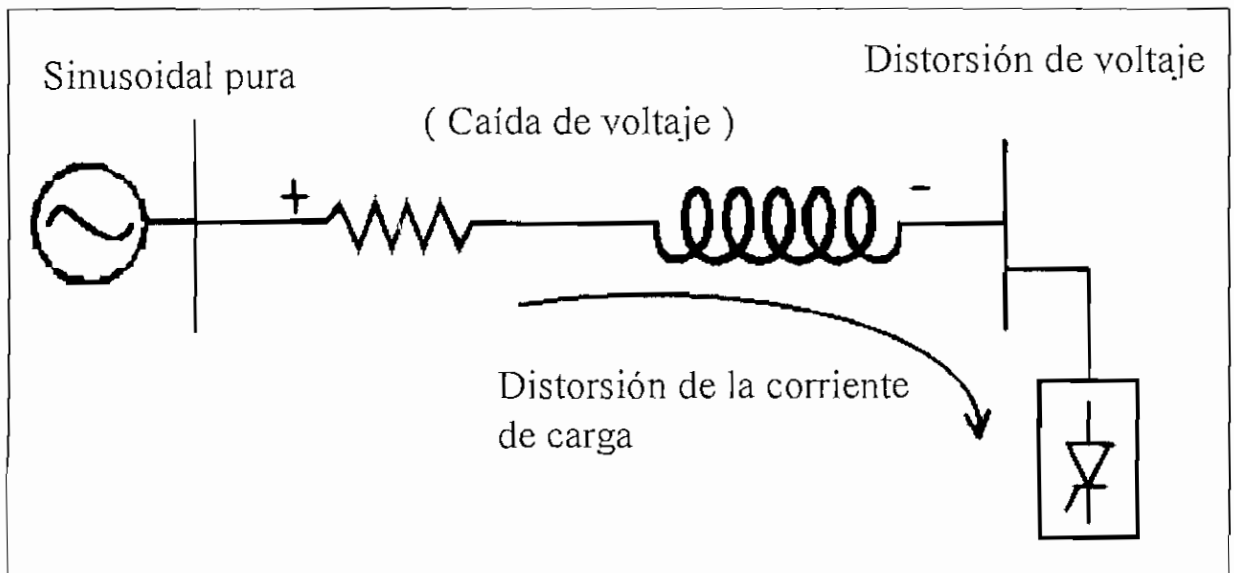


Figura 4.3 Flujo de los armónicos de corriente a través de la impedancia del sistema produciendo armónicos de voltaje en la carga.

Mientras los armónicos de corriente de la carga causan distorsión de voltaje , se debe notar que la carga no tiene control sobre la distorsión de voltaje . La misma carga en dos localizaciones diferentes en un sistema de potencia produce dos diferentes valores de distorsión de voltaje . Reconociendo este hecho , está la base para la división de responsabilidades para el control de armónicos que se encuentran en normas tales como la Norma de la IEEE 519-1992 :

1. El control sobre la cantidad de armónicos de corriente inyectados dentro del sistema debe ser realizado por los usuarios finales .
2. Asumiendo que la inyección de armónicos de corriente está dentro de los límites razonables , el control sobre la distorsión de voltaje es ejercida por la entidad que tiene el control sobre las impedancias del sistema , las cuales son a menudo parte de las empresas eléctricas .

Se debe tener mucho cuidado cuando se describe los fenómenos de armónicos para comprender que existen diferencias entre las causas y efectos de los armónicos de voltaje y corriente .

4.4 LOS ARMÓNICOS FRENTE A LOS TRANSITORIOS .

La distorsión armónica es la responsable del origen de muchos disturbios que actualmente son transitorios . Una medida de este acontecimiento puede mostrarse en formas de onda distorsionadas con claras componentes de altas frecuencias . Aunque los disturbios transitorios contienen componentes de alta frecuencia , los transitorios y armónicos son diferentes fenómenos y son analizados diferentemente . Las formas de onda de los transitorios exhiben las altas frecuencias solo inmediatamente después de que ha existido un cambio brusco en el sistema de potencia . Las frecuencias no son necesariamente armónicas ; ellas están a cualquier frecuencia natural del sistema y se producen en el tiempo de operación de un interruptor . Estas frecuencias no tienen relación a la frecuencia fundamental del sistema .

Los armónicos , por definición , ocurren en estado estable , y son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental . La distorsión de las formas de onda que producen los armónicos se presenta continuamente , o por lo menos por algunos segundos . Los transitorios son usualmente disipados dentro de unos pocos ciclos . Los transitorios están asociados con cambios en el sistema tales como la conexión de un banco de capacitores . Los armónicos están relacionados con la continua operación de una carga . Un caso en el cual estas características son quebrantadas es cuando se suministra de energía eléctrica a un transformador . Este es un evento transitorio , pero puede producir considerable distorsión de la forma de onda por muchos segundos .

4.5 DISTORSION ARMÓNICA TOTAL Y VALOR rms

Existen varias medidas comúnmente usadas para indicar el contenido armónico de una forma de onda con un simple número . Uno de los más comunes es la distorsión armónica total (Total Harmonic Distortion (THD)) , la cual puede ser calculada para cualquier voltaje o corriente :

$$T H D = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h \text{ max}} M_h^2}}{M_1} \quad (4.1)$$

donde M_h es el valor rms de la componente armónica h de la cantidad M . El THD es una medida del valor vigente de las componentes armónicas de una forma de onda distorsionada en relación a la fundamental .

El valor rms de la forma de onda total no es la suma de las componentes individuales, es la raíz cuadrada de la sumatoria de los cuadrados de cada componente . El THD está relacionado al valor rms de la forma de onda como se muestra a continuación :

$$rms = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} Mh^2} = M1. \sqrt{1 + THD^2} \quad (4.2)$$

El THD es una cantidad muy útil para muchas aplicaciones , pero sus limitaciones deben ser comprendidas . El THD puede dar una buena idea del sobrecalentamiento que se produce en los elementos de un circuito cuando un voltaje distorsionado es aplicado a través de una carga resistiva . De igual manera , el THD puede dar una indicación del aumento de pérdidas causadas por el flujo de corriente eléctrica a través de un conductor .

Los armónicos de voltaje son casi siempre referidos al valor fundamental de la forma de onda en el tiempo en el cual fue tomada la muestra . En las variaciones de voltaje solamente en un pequeño porcentaje se obtiene un THD que sea un número significativo . Este no es el caso para la corriente. Una pequeña corriente puede tener un alto THD , pero esto no significa que sea un peligro para el sistema . Puesto que la mayoría de aparatos de monitoreo reportan el THD basados en la presentación de la forma de onda actual de muestreo , el usuario puede ser engañado pensando que la corriente (de bajo amperaje) tiene una distorsión armónica peligrosa . En algunos análisis se han intentado evitar estas dificultades y se ha optado por obtener el THD para la fundamental de corriente en la demanda pico en lugar de la fundamental de una muestra tomada indistintamente . Esto se denomina distorsión de la demanda total o simplemente TDD (Total Demand Distortion) .

Los niveles de distorsión de corriente y voltaje se describen claramente en la norma IEEE 519 - 1992 y que se presenta en la tabla 4.1 basados en los niveles de THD tanto para corriente como para voltaje en condiciones de carga máxima (15 o 30 minutos de demanda) . Los límites listados en la tabla 4.1 son usados para cargas duraderas y estables de por lo menos una hora de operación . Para pequeños períodos , durante un arranque o condiciones inusuales , los límites pueden ser excedidos en un 50 % .

NIVELES DE THD PARA CORRIENTE

Distorsión de la corriente armónica en % para la máxima demanda de corriente

**Límites para la distorsión de corriente para Sistemas de Distribución
(De 120 V a 69000 V)**

Orden de los armónicos impares

lcc / IL	h < 11	11 < h < 17	17 < h < 23	23 < h < 35	35 < h	THD
< 20	4	2	1.5	0.6	0.3	5
20 - 50	7	3.5	2.5	1	0.5	8
50 - 100	10	4.5	4	1.5	0.7	12
100 - 1000	12	5.5	5	2	1	15
> 1000	15	7	5	2.5	1.4	20

**Límites para la distorsión de corriente para Sistemas de Subtransmisión
(De 69001 V a 161000V)**

Orden de los armónicos impares

lcc / IL	h < 11	11 < h < 17	17 < h < 23	23 < h < 35	35 < h	THD
< 20	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
20 - 50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4
50 - 100	5	2.25	2	0.75	0.35	6
100 - 1000	6	2.75	2.5	1	0.5	7.5
> 1000	7.5	3.5	3	1.25	0.7	10

**Límites para la distorsión de corriente para Sistemas de Transmisión
(Voltajes mayores de 161000V)**

Orden de los armónicos impares

lcc / IL	h < 11	11 < h < 17	17 < h < 23	23 < h < 35	35 < h	THD
< 50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
más de 50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

lcc es la corriente máxima de cortocircuito en el punto común de acoplamiento .
IL es la máxima corriente de carga a frecuencia fundamental .
Armónicos pares están limitados al 25 % de los rangos de los armónicos impares presentados arriba.

NIVELES DE THD PARA VOLTAJE

Barra de voltaje en el punto común de acoplamiento	Distorsión de Voltaje individual (%)	Distorsión de voltaje total (THD (%))
de 0 a 69 kV	3.0	5.0
de 69 kV a 161 k V	1.5	2.5
de 161 kV en adelante	1.0	1.5

Tabla 4.1 Norma IEEE 519 - 1992

Además hay que mencionar que los límites para los armónicos de corriente están basados en el tamaño de la carga con respecto al tamaño del sistema de potencia en el cual la carga está conectada. La relación I_{cc} / I_L es la corriente de cortocircuito en el punto común de acoplamiento en comparación a la máxima corriente de carga a la frecuencia fundamental. De esta manera, mientras el tamaño de la carga del usuario decrece con respecto al tamaño del sistema, aumenta el porcentaje de corrientes armónicas que es permitido inyectar dentro del sistema por parte del usuario. Estos límites protegen y proporcionan un voltaje de calidad a otros usuarios que se encuentran en el mismo alimentador y al resto de la red eléctrica.

4.6 POTENCIA Y FACTOR DE POTENCIA

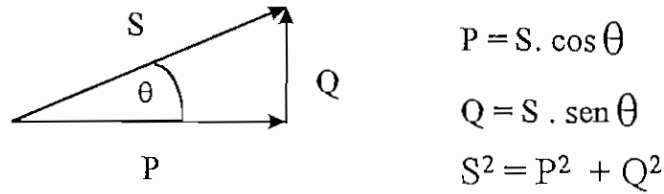
La distorsión armónica complica el cálculo de la potencia y el factor de potencia porque muchas de las simplificaciones usadas para el análisis de la potencia no pueden ser usadas. Existen tres cantidades asociadas con la potencia :

Potencia aparente, S . Es el producto de los valores rms de voltaje y corriente.

Potencia activa, P . Es el promedio de la energía entregada.

Potencia reactiva, Q . Es la porción de la potencia aparente que está en cuadratura, con la potencia activa.

En la frecuencia fundamental y para formas de onda no distorsionadas, es común la relación de estas cantidades mediante el triángulo de potencia de la siguiente manera :



$$P = S \cdot \cos \theta$$

$$Q = S \cdot \sin \theta$$

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

donde θ es el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente .

El factor $\cos \theta$ es comúnmente llamado el *factor de potencia* (fp) . Sin embargo, una más correcta definición del factor de potencia es la siguiente :

$$fp = \frac{P}{S} \tag{4.3}$$

S y P son claras definiciones y se aplican por igual con la distorsión de voltaje y corriente . Mientras no este claro el concepto de ángulo de fase que se aplica para situaciones de múltiples frecuencias se utilizará lo siguiente :

$$S = V_{rms} I_{rms} \tag{4.4}$$

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) \cdot i(t) dt \tag{4.5}$$

Cuando el voltaje, V, es completamente de la frecuencia fundamental, P se resuelve de la forma familiar :

$$P = \frac{V_1 I_1}{2} \cdot \cos \theta = V_{1rms} \cdot I_{1rms} \cdot \cos \theta \tag{4.6}$$

el cual indica que el promedio de la potencia activa está en función solamente de las cantidades en la frecuencia fundamental . Debido a que la distorsión de voltaje es generalmente muy baja en los sistemas de potencia (menor que el 5 %) , esta es una buena aproximación indiferentemente de la cantidad de distorsión armónica de corriente .

En cambio , los términos de la potencia aparente y la potencia reactiva son influenciados de gran manera por la distorsión de armónicos . La potencia aparente, S , es una medida del posible impacto de la carga en la capacidad térmica del sistema . Esto es proporcional al valor rms de la distorsión de corriente , lo cual suministra cálculos confiables , aunque ligeramente más complicados que el caso sinusoidal . También , actualmente se puede examinar muchas corrientes y obtener reportes directos del verdadero valor rms de la forma de onda distorsionada .

Existen algunos desacuerdos con respecto al análisis de armónicos específicamente en la definición de Q en presencia de la distorsión armónica . Aunque estos desacuerdos no fueron por el hecho de que muchas empresas de servicio eléctrico midieron Q y mediante este valor calcularon el factor de potencia para establecer la demanda facturada . Es más importante determinar P y S ; puesto que P define cuanta energía está siendo consumida mientras S define la capacidad del sistema de potencia requerida para entregar P . Q no es actualmente muy usada para este tipo de análisis .

Cuando la distorsión está presente la potencia reactiva tiene otro interés peculiar . Los conceptos tradicionales de flujo de var (voltio - amperios reactivos) en el sistema de poder es valido únicamente en estado estable de la senoide . Cuando se presenta la distorsión armónica , la componente de S que sobra después de haber extraído P , no es conservativa , es decir la suma no es igual a cero en el nodo y además se presenta la siguiente expresión :

$$S^2 - P^2 - Q^2 \neq 0 \quad (4.7)$$

Las cantidades de potencia son generalmente asumidas para un flujo al rededor del sistema en un comportamiento conservativo .

Esto no implica que P o que la corriente no sean conservativos ya que la conservación de la energía y las leyes de Kirchoff para las corrientes son todavía aplicables para cualquier forma de onda . Las componentes reactivas de hecho se suman en cuadratura (la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados) . Esto ha sugerido algunos análisis para proponer que Q sea usado para denotar las componentes reactivas que son conservativas e introduce una nueva cantidad para las componentes que no lo son . Estas cantidades son llamadas potencia de distorsión (D) , o simplemente distorsión de voltamperios . Esta potencia D tiene unidades en voltamperios , pero esto puede no ser apropiado para referirse a esta cantidad como potencia , debido a que no fluye a través del sistema tal como lo hace una potencia. En este concepto , Q consiste de la suma del tradicional valor de potencia reactiva en cada frecuencia . D representa todos los productos en cruz de voltaje y corriente en diferentes frecuencias , los cuales no producen un promedio de potencia . P, Q, D, y S son descritas de la siguiente manera :

$$D = \left[\sum_{n=0}^{\infty} \sum_{m=0}^{\infty} \left[V_n^2 \cdot I_m^2 - V_m \cdot V_n \cdot I_m \cdot I_n \cdot \cos(\phi_n - \phi_m) \right] \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.8)$$

en donde : $\phi_n = \Psi_{vn} - \Psi_{in}$; $\phi_m = \Psi_{vm} - \Psi_{im}$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (4.9)$$

$$Q = \sum_k V_k \cdot I_k \cdot \text{sen } \theta_k \quad (4.10)$$

Por lo tanto , D puede ser determinada conociendo S, P y Q por :

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (4.11)$$

Algunos prefieren usar un gráfico de vectores tridimensionales para demostrar la relación de las componentes como se muestra en la figura 4.4. P y Q contribuyen con la componente de la senoide tradicional para S, mientras D representa una contribución adicional para la potencia aparente debido a los armónicos.

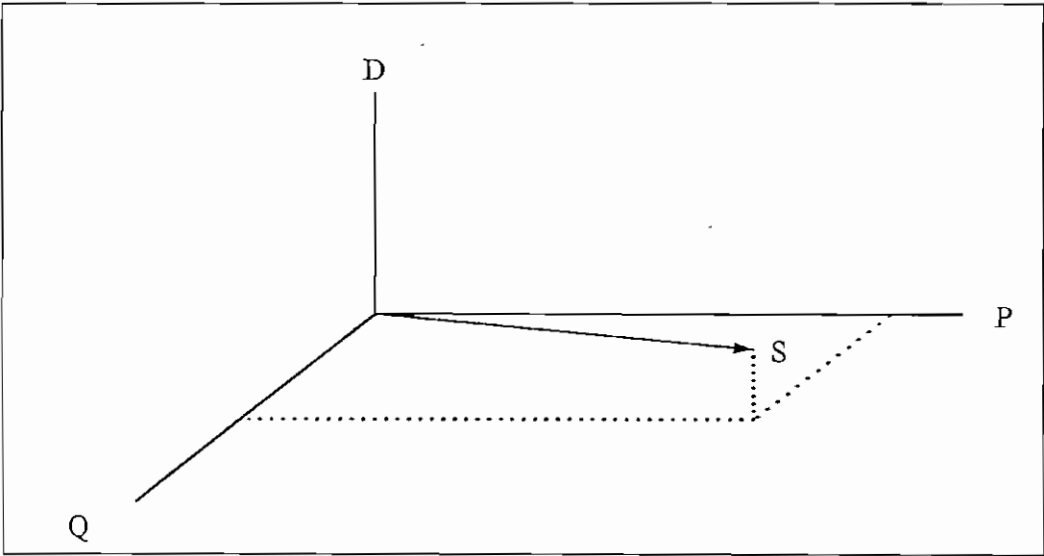


Figura 4.4 Relación de las componentes de la potencia aparente.

La componente a la frecuencia fundamental de la potencia reactiva, Q_1 , es útil para ayudar a dimensionar los capacitores para corregir el factor de potencia. Los capacitores pueden únicamente corregir para Q_1 . El término *desplazamiento del factor de potencia* es usado para describir el factor de potencia usando solamente las componentes de la frecuencia fundamental. Los instrumentos de monitoreo de la calidad de potencia eléctrica comúnmente reportan estas cantidades así como el verdadero factor de potencia, la cual es la misma cantidad definida como fp previamente.

Muchos aparatos que utilizan aplicaciones de la electrónica de potencia tales como moduladores de ancho de pulso (PWM) (Pulse - Width Modulated) de las unidades de velocidades ajustables tienen un desplazamiento del factor de potencia de cerca de la unidad, pero el verdadero factor de potencia puede ser 0.5 a 0.6. Un capacitor podrá realizar un pequeño mejoramiento del verdadero factor de potencia

en este caso . De hecho , si este capacitor entra en resonancia , la distorsión puede incrementarse , causando degradación del factor de potencia . El verdadero factor de potencia indica que tan grande es la entrega de potencia del sistema , la cual debe ser establecida para suministrar a una carga dada . En este ejemplo , usando solamente el desplazamiento del factor de potencia podría dar una falsa sensación de seguridad en el sistema.

Muchos aparatos que miden la demanda registran solamente Q_1 . Afortunadamente , en la mayoría de casos , la corriente en el punto de medición la distorsión no es tan grande como la distorsión de corriente de una carga individual y el error es pequeño (y en favor del consumidor) . Existen algunas excepciones para esto tales como estaciones de bombeo donde la unidad PWM es la carga única ha ser medida . Mientras la medición de la energía debe ser suficientemente exacta dado que el voltaje tiene baja distorsión , la medición de la demanda puede tener substanciales errores .

El flujo de corrientes con distorsión armónica a través de los elementos del sistema de potencia producen grandes pérdidas ocasionando que la capacidad para suministrar energía a la carga por parte del sistema disminuya notablemente.

4.7 ARMÓNICOS TRIPLES

Los armónicos triples son múltiplos impares del tercer armónico ($h = 3, 9, 15, 21, \dots$). Estos armónicos merecen especial atención porque la respuesta del sistema es a menudo considerablemente diferente para los armónicos triples que para el resto de armónicos. Los armónicos triples han llegado a ser muy importantes para sistemas en Y a tierra con flujo de corriente en el neutro . Dos típicos problemas se presentan : la sobrecarga del neutro y la interferencia telefónica .

Para el sistema perfectamente balanceado que abastece a cargas monofásicas ilustrado en la figura 4.5 , se asume que la fundamental y la componente del tercer armónico están presentes . Sumando las corrientes en el nodo N , las componentes de la corriente a frecuencia fundamental en el neutro son cero , pero las componentes del tercer armónico están en tres tiempos en los cuales las corrientes del tercer

armónico se encuentran en fase debido a que naturalmente coinciden en fase y en tiempo, por lo tanto las componentes del tercer armónico en el neutro se suman.

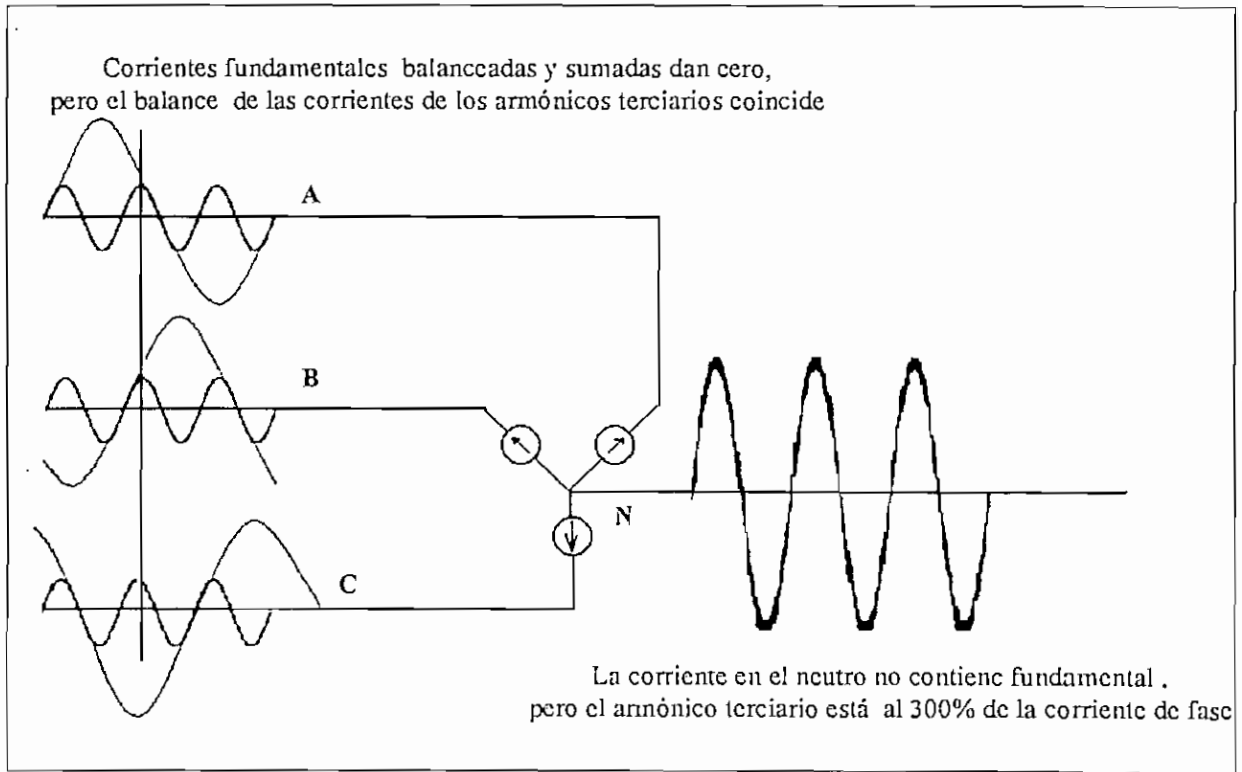


Figura 4.5 Alta corriente del neutro en circuitos que abastecen a cargas monofásica no lineales.

Las conexiones de los devanados del transformador tienen un significativo impacto en el flujo de la corriente de los armónicos triples de una carga monofásica no lineal. Dos casos son mostrados en la figura 4.6. En el transformador Y - Delta (parte superior de la figura 4.6), la corriente de los armónicos triples son mostradas en el lado Y. Puesto que estas corrientes están en fase, se suman en el neutro. El devanado en delta proporciona un equilibrio de amperios - vuelta para que puedan fluir, pero se quedan atrapados en el circuito delta y no aparecen en corriente de línea en el lado del delta. Cuando las corrientes son balanceadas los armónicos triples de corriente se comportan exactamente como corrientes de secuencia cero. Este tipo de conexión del transformador es el más utilizado comúnmente en subestaciones de

distribución con el devanado en delta conectado al alimentador que se dirige a la carga .

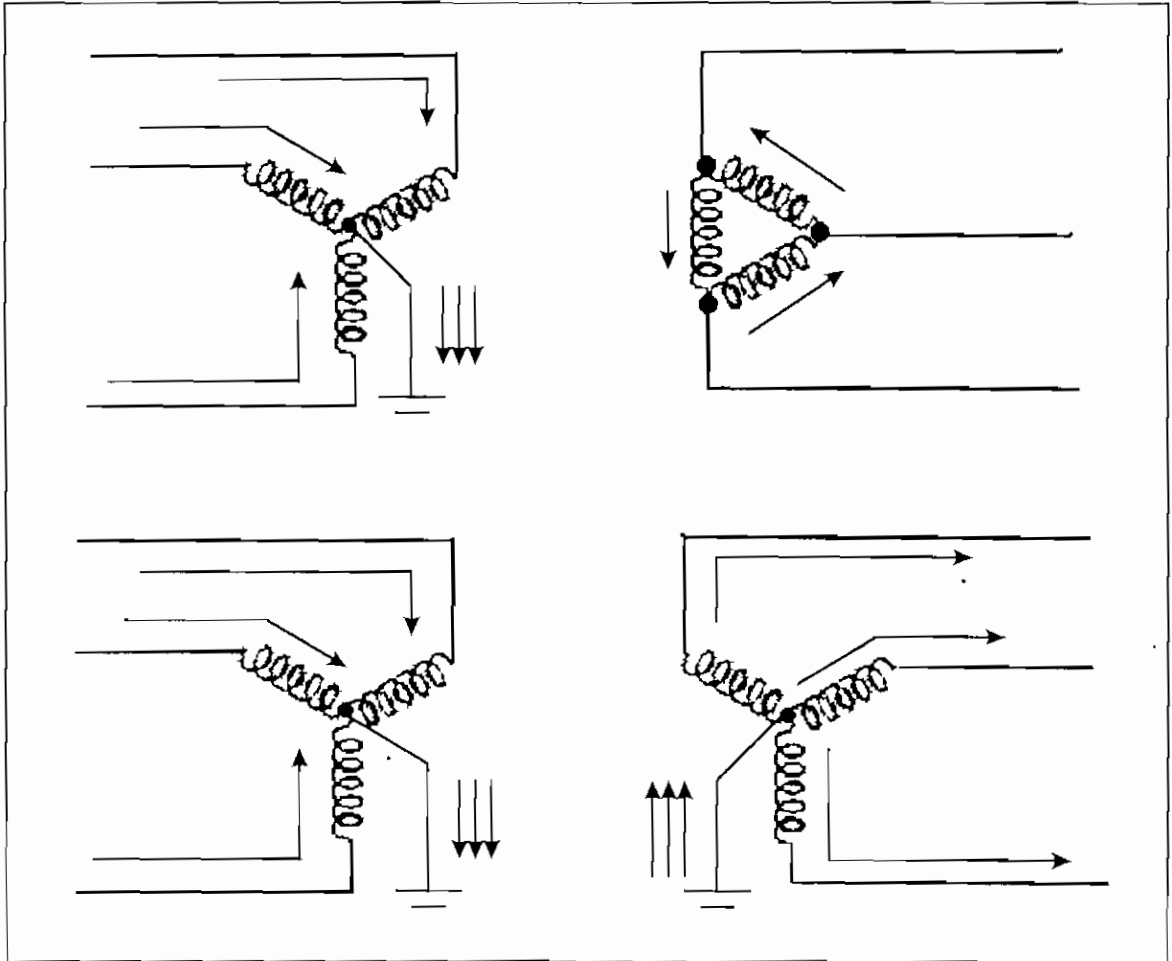


Figura 4.6 Flujo de los armónicos terciarios de corriente en un transformador trifásico.

Usando los devanados en Y a tierra en los dos lados del transformador (parte inferior de la figura 4.6) se permite que los armónicos triples balanceados fluyan del sistema de bajo voltaje al sistema de alto voltaje sin impedimento . Estos armónicos estarán presentes en proporciones iguales en los dos lados .

Algunas consideraciones importantes con respecto a los armónicos triples relacionados al análisis de la calidad de servicio eléctrico se detalla a continuación :

1. Los transformadores , particularmente en las conexiones del neutro , son susceptibles a sobrecalentamiento cuando están abasteciendo a cargas monofásicas en el lado Y que tiene alto contenido del tercer armónico.
2. Si se mide las corrientes en el lado delta del transformador no se mostrarán los armónicos triples , por lo tanto , no se tendrá una idea real del calentamiento del transformador al cual está sometido .
3. El flujo de los armónicos triples de corriente pueden ser interrumpidos por un adecuado aislamiento en la conexión del transformador .

Eliminando la conexión del neutro en uno o en los dos devanados en Y del transformador se bloquea el flujo de corriente de los armónicos triples. En este caso no existe lugar para balancear los amperios - vuelta. Igualmente , el devanado delta bloquea el flujo de la línea . Se debe notar que los transformadores de núcleo de tres patas se comportan como si tuvieran un devanado terciario imaginario . Por lo tanto un Y - Y con un solo punto neutral conectado todavía podrá conducir los armónicos triples.

Estas reglas del flujo de armónicos triples de corriente en los transformadores se aplican solo a las condiciones de carga balanceada . Cuando las fases no están balanceadas las corriente de los armónicos triples pueden aparecer donde ellos no estén esperados . El modo normal para los armónicos triples es ser de secuencia cero . Durante desbalances , los armónicos triples pueden tener componentes de secuencia positiva y negativa .Un caso notable de esto es un horno de arco trifásico . Aunque alimentado por una conexión delta - delta , los terceros armónicos aparecen en magnitudes grandes en la corriente de línea cuando el horno está funcionando en un estado desbalanceado .

Cuando el sistema es en su mayor parte balanceado , los armónicos triples se comportan en la manera antes descrita .

4.8 EFECTOS DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA

La distorsión armónica de voltaje y corriente afecta a equipo eléctrico y electrónico tales como :

Equipo eléctrico	Equipo electrónico
<ul style="list-style-type: none">• Capacitores• Transformadores• Motores• Medidores• Paneles electrónicos• Alumbrado• Circuitos trifásicos• Disyuntores• Fusibles• Relés de protección	<ul style="list-style-type: none">• Dispositivos para ajuste de velocidad• Conversores de potencia• Interferencia telefónica• Equipo electrónico en general• Equipos domésticos<ul style="list-style-type: none">– Televisores– Computadoras

A continuación se analizará detalladamente el impacto de los armónicos de corriente y voltaje en elementos que forman parte fundamental en un sistema de potencia tales como los bancos de capacitores, transformadores y motores, puesto que el buen o mal funcionamiento de estos influyen directamente en los parámetros de la calidad de servicio eléctrico al cual se dedica este trabajo.

4.8.1 IMPACTO EN CAPACITORES

La aplicación de bancos de capacitores para elevar los niveles de voltaje y el factor de potencia influyen de gran manera sobre los niveles de armónicos. Los capacitores no crean armónicos, pero las distorsiones armónicas severas pueden algunas veces ser atribuidos por su presencia.

Los capacitores pueden producir un circuito resonante con los elementos inductivos del sistema eléctrico de potencia, lo cual ocasiona un aumento en los niveles de armónicos que elevan el voltaje a valores considerables. La frecuencia de resonancia (f_r) está dada por :

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (4.12)$$

En los típicos análisis de sistemas eléctricos de potencia no se tiene disponibles L y C con gran facilidad y se prefiere usar otras formas para poder encontrar f_r . Comúnmente se calcula el armónico resonante (h_r) basado en las impedancias a frecuencia fundamental y además se puede usar los datos de las capacidades nominales de la siguiente manera :

$$h_r = \sqrt{\frac{X_c}{X_{sc}}} = \sqrt{\frac{MVAsc}{Mvar_{cap}}} \approx \sqrt{\frac{kVA_{tx} \cdot 100}{kvar_{cap} \cdot Z_{tx}(\%)}} \quad (4.13)$$

en donde h_r = armónico resonante

X_c = reactancia del capacitor

X_{sc} = reactancia de cortocircuito del sistema

$MVAsc$ = MVA de cortocircuito del sistema

$Mvar_{cap}$ = Mvar nominales del banco de capacitores

kVA_{tx} = kVA nominales del transformador reductor

Z_{tx} = impedancia del transformador reductor

$kvar_{cap}$ = kvar nominales del banco de capacitores

Por ejemplo, para una barra de carga industrial la impedancia del transformador es dominante y se tiene los siguientes datos : 1500 kVA, 6 por ciento para la impedancia del transformador y 500 kvar del banco de capacitores, el armónico resonante es aproximadamente :

$$I_r \approx \sqrt{\frac{kVA_{tx} \cdot 100}{kvar_{cap} \cdot Z_{tx}(\%)}} \approx \sqrt{\frac{1500 \times 100}{500 \times 6}} = 7.07 \quad (4.14)$$

Por otro lado, la reactancia capacitiva, X_c , es inversamente proporcional a la frecuencia, por consiguiente la impedancia del capacitor disminuye por efecto de las frecuencias armónicas y por consiguiente se obtienen flujos de altas corrientes a través de los equipos. X_c puede determinarse de la siguiente manera:

$$X_c = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C} \quad (4.15)$$

donde C es la capacitancia. Esta cantidad es raramente disponible para los capacitores de potencia, en los cuales la capacidad nominal está en términos de kvar o en Mvar en un voltaje dado. La reactancia capacitiva equivalente línea a neutro en un banco de capacitores para la frecuencia puede ser determinada por:

$$X_c = \frac{kV^2}{Mvar} = \frac{kV^2(1000)}{kvar} \quad (4.16)$$

Para bancos trifásicos, se usa el voltaje fase - fase y la potencia reactiva trifásica nominal del banco. Por ejemplo, para un banco de capacitores trifásico de 1200 kvar, 13.8 kV, la reactancia de secuencia positiva en ohms es:

$$X_c = \frac{kV^2}{Mvar} = \frac{13.8^2}{1.2} = 158.7\Omega \quad (4.17)$$

La norma ANSI/IEEE 18 - 1980 especifica lo siguiente para establecer los límites permisibles para la capacidad del banco de capacitores cuando es abastecido por un voltaje no sinusoidal en continuo funcionamiento:

Recomendaciones prácticas para establecer la capacidad del capacitor cuando es abastecido por un voltaje no sinusoidal. (Norma IEEE 18-1980)	
Datos del banco de capacitores :	
Rango del banco de capacitores :	1,200.00 kvar
Rango de voltaje :	13,800.00 V (LL)
Voltaje de operación :	13,800.00 V (LL)
Compensación suministrada :	1,200.00 kvar
Rango de la corriente fundamental:	50.20 A
Frecuencia fundamental:	60.00 Hz
Reactancia capacitiva :	158.70 Ω

Distribución de los armónicos en la barra de voltaje :				
Número de armónico (h)	Frecuencia (Hz)	Voltaje (Vh) (% de la fundamental)	Voltaje (Vh) (V)	Corriente de línea (Ih) (% de la fundamental)
1	60	100.00	7967.4	100.0
3	180	0.00	0.0	0.0
5	300	4.00	318.7	20.0
7	420	3.00	239.0	21.0
11	660	0.00	0.0	0.0
13	780	0.00	0.0	0.0
15	900	0.00	0.0	0.0
17	1020	0.00	0.0	0.0
19	1140	0.00	0.0	0.0
21	1260	0.00	0.0	0.0
23	1380	0.00	0.0	0.0
25	1500	0.00	0.0	0.0

Distorsión de voltaje (THD) :	5.00 %
Voltaje rms del capacitor :	7977.39 V
Distorsión de corriente del capacitor :	29.00 %
Corriente rms del capacitor :	52.27 A

Límites del banco de capacitores :			
	Calculado (%)	Límite (%)	Límite exedido
Voltaje pico	107	120	No
Voltaje rms	100.1	110	No
Corriente rms	104.1	180	No
kvar	104.3	135	No

Tabla 4.2 Ejemplo de la evaluación de un banco de capacitores .

- 135 por ciento de los kvar del dato de placa del banco de capacitores .
- 110 por ciento del rango del voltaje rms (incluyendo armónicos pero excluyendo transitorios)
- 180 por ciento del rango de la corriente rms (incluyendo a la corriente fundamental y corriente de armónicas)
- 120 por ciento del voltaje pico (incluyendo armónicos)

La tabla 4.2 resume un ejemplo para la evaluación de un capacitor usando una hoja electrónica en un computador que está diseñado para ayudar a evaluar los varios requisitos de un capacitor en comparación con las normas .

La corriente fundamental a toda carga para el banco de capacitores de 1200 kvar esta determinado por :

$$I_c = \frac{k \text{ var}_{3\phi}}{\sqrt{3} * kV_{\phi\phi}} = \frac{1200}{\sqrt{3} * 13.8} = 50.2 A \quad (4.18)$$

El capacitor está sujeto principalmente a dos armónicos : el quinto y el séptimo . La distorsión de voltaje para el quinto armónico es del 4 % y para el séptimo es 3%. El quinto armónico de corriente es del 20% y el séptimo armónico de corriente es del 21 %. En este caso , como se muestra en el cuadro inferior de la tabla 4.2 todos los valores y resultados obtenidos están por debajo de los límites de la norma .

4.8.2 IMPACTO EN TRANSFORMADORES

Los transformadores son diseñados para entregar los requerimientos de energía para abastecer a la carga con mínimas pérdidas en la frecuencia fundamental . La distorsión armónica de la corriente , en particular , así como la distorsión del voltaje contribuyen significativamente para adicionar pérdidas de energía que se presentan con el calentamiento de las partes del transformador . En el diseño de un transformador para ajustarlo y adecuarlo para trabajar a altas frecuencias , los constructores han hecho diferentes diseños seleccionados tales

como la utilización continua de cable en pliegues en lugar de un conductor sólido y colocando más conductos refrigerantes en el transformador .

Como una regla general , un transformador en el cual la corriente de distorsión excede del 5 por ciento es un buen candidato para ser afectado y deteriorar sus componentes a causa de los armónicos .

Existen tres efectos que producen un incremento en el calentamiento del transformador cuando las corrientes de carga incluyen componentes de armónicos :

1. *El valor rms de la corriente* . Si el transformador está dimensionado solamente para los kVA requeridos para la carga , los armónicos de corriente pueden ocasionar que la corriente rms del transformador sea superior a la de su capacidad . El incremento total del valor rms de la corriente da por resultado incremento de pérdidas en el conductor .
2. *Pérdidas por las corrientes de Eddy* . Estas corrientes inducidas en un transformador son causadas por flujos magnéticos . Estas corrientes inducidas fluyen en los devanados, en el núcleo , y en otros cuerpos conductores sometidos al campo magnético del transformador y que causan adicionales calentamientos . Las pérdidas debido a las corrientes de eddy en el transformador , se incrementan con el cuadrado de la frecuencia de la corriente producida . Por lo tanto , estas empiezan a ser una componente muy importante en las pérdidas del transformador para calentamientos debido a armónicos .
3. *Pérdidas en el núcleo* . El incremento en las pérdidas en el núcleo en presencia de armónicos estará dependiendo del efecto armónico en la aplicación del voltaje y del diseño del núcleo del transformador . El incremento de la distorsión de voltaje puede incrementar las corrientes de eddy en las láminas del núcleo . Todo el impacto que esto pueda tener , depende del espesor de las laminas del núcleo y de la calidad del acerado del núcleo . El incremento en estas pérdidas debido a los armónicos es generalmente no tan crítico como los dos anteriores vistos previamente .

Recomendaciones y procedimientos para establecer la reducción de la capacidad nominal de los transformadores están detallados en la norma ANSI/IEEE C57.110. La tabla 4.3 ilustra una simplificación aproximada. El factor común K usado en el campo de la calidad de servicio eléctrico para determinar la reducción de la capacidad nominal de los transformadores es también incluido en la tabla 4.3.

Lugar : Fábrica de ejemplo .					
Transformador de ejemplo					
Distribución de armónicos de la corriente de carga de un transformador					
Armónico (h)	Corriente (%)	Frecuencia (Hz)	Corriente (pu)	I^2	$I^2 \times h^2$
1	100.000	60	1.000	1.000	1.000
3	1.600	180	0.016	0.000	0.002
5	26.100	300	0.261	0.068	1.703
7	5.000	420	0.050	0.003	0.123
9	0.300	540	0.003	0.000	0.001
11	8.900	660	0.089	0.008	0.958
13	3.100	780	0.031	0.001	0.162
15	0.200	900	0.002	0.000	0.001
17	4.800	1020	0.048	0.002	0.666
19	2.600	1140	0.026	0.001	0.244
21	0.100	1260	0.001	0.000	0.000
23	3.300	1380	0.033	0.001	0.576
25	2.100	1500	0.021	0.000	0.276
Total :				1.084	5.712
Factor K :					5.3
Reducción de la capacidad nominal (Norma ANSI/IEEE 57.110-1986) : 0.87 pu					
Asumiendo un factor de pérdidas de corrientes de eddy (P_{EC-R}) = 8%					

Tabla 4.3 Ejemplo simplificado de la norma C57.110 para la evaluación de un transformador y el calculo del factor K .

El análisis representado en la tabla 4.3 puede ser resumido de la siguiente manera . La pérdida de carga , P_{LL} , puede considerarse compuesta de dos partes : Las pérdidas $I^2 \cdot R$ y las pérdidas de la corriente de eddy , P_{EC} :

$$P_{LL} = I^2 R + P_{EC} \quad (W) \quad (4.19)$$

las pérdidas de $I^2 \cdot R$ son directamente proporcionales a el valor rms de la corriente.

Sin embargo , la corriente de eddy es proporcional al cuadrado de la corriente y la frecuencia , las cuales se podrían definir por :

$$P_{EC} = K_{EC} \times I^2 \times h^2 \quad (4.20)$$

donde K_{EC} = constante de proporcionalidad . Las pérdidas en por unidad a toda carga bajo condiciones de armónicos de corriente están dados por :

$$P_{LL} = \sum I_h^2 + \left(\sum I_h^2 * h^2 \right) \cdot P_{EC-R} \quad (4.21)$$

donde P_{EC-R} = factor de pérdidas de las corrientes de eddy bajo condiciones de la capacidad nominal. El factor K comúnmente encontrado en la literatura de la calidad de energía eléctrica concerniente a la determinación de la reducción de la capacidad nominal del transformador puede ser definido solamente en términos de los armónicos de corriente como sigue :

$$K = \frac{\sum (I_h^2 \times h^2)}{\sum I_h^2} \quad (4.22)$$

Entonces , en términos del factor K , el valor rms de la distorsión de corriente esta deducido por :

$$\sqrt{\sum I_h^2} = \sqrt{\frac{1 + P_{EC-R}}{1 + K * P_{EC-R}}} \quad (pu) \quad (4.23)$$

donde :

P_{EC-R} = factor de pérdida de las corrientes de eddy

h = número del armónico

I_h = armónico de corriente

De esta manera , la determinación de la reducción de la capacidad nominal del transformador puede ser estimado conociendo el factor de pérdida de la corriente de eddy por unidad . Este factor puede ser determinado por :

1. Obteniendo el factor del diseño del transformador .
2. Usando datos de prueba del transformador y proceder como en la norma C57.110.
3. Basarse en valores característicos para varios tipos de transformadores y capacidades (ver tabla 4.4)

Tipo	MVA	Voltaje	% P_{EC-R}
Sco	≤ 1		3 - 8
	≥ 1.5	5 kV HV	12 - 20
	≤ 1.5	15 kV HV	9 - 15
Con aceite	≤ 2.5	480 V LV	1
	2.5 a 5	480 V LV	1 - 5
	> 5	480 V LV	9 - 15

Tabla 4.4 Valores típicos de P_{EC-R}

4.8.3 IMPACTO EN MOTORES

Los motores pueden ser significativamente impactados por la distorsión armónica de voltaje . La distorsión armónica de voltaje en los terminales del motor se interpreta como un flujo de armónicos en el motor . El flujo de armónicos no contribuye significativamente para el torque del motor , pero gira a una diferente

frecuencia de la que normalmente tiene el motor , y básicamente se inducen corrientes de alta frecuencia en el rotor. El efecto en los motores , debido a los adicionales flujos ocasionados por los armónicos, produce un aumento en las pérdidas del motor . Los síntomas provocados por la distorsión armónica de voltaje son :

- Decrece la eficiencia .
- Existencia de calentamiento en los componentes del motor .
- Vibraciones.
- Altos ruidos .

En las frecuencias armónicas , los motores pueden usualmente ser representados por la reactancia de rotor bloqueado conectado a través de la línea . Generalmente lo más importante para los motores es el bajo orden de las componentes de los armónicos de voltaje , para las cuales las magnitudes son grandes y la evidente impedancia de bajo valor del motor .

Usualmente no se produce una reducción de la capacidad nominal del motor si la distorsión de voltaje permanece dentro de los límites de la norma IEEE 519-1992 es decir el 5 por ciento de THD y 3 por ciento para cualquier armónico individual del voltaje. Se empiezan a presentar excesivos problemas de calentamiento cuando la distorsión de voltaje alcanza valores del 8 al 10 por ciento o más . Tal distorsión debe ser corregida para una larga vida útil del motor .

Los motores se presentan en paralelo con las impedancias del sistema de poder con respecto al flujo de los armónicos de corriente en frecuencias altas y que generalmente lo convierten en un sistema altamente resonante a causa de la disminución de la inductancia de la red . Los motores también pueden contribuir con algunas atenuaciones de las oscilaciones de varios componentes de armónicos dependiendo de la relación X/R del circuito a rotor bloqueado . En sistemas con muchos motores de pequeña capacidad , los cuales tienen una baja relación X/R ,

estos puede ayudar a atenuar la resonancia armónica . No obstante , no se puede depender de esto con motores grandes .

4.9 PRINCIPIOS PARA CONTROLAR LOS ARMÓNICOS

En esta sección se describe algunos de los principios básicos para controlar los armónicos . Fundamentalmente , los armónicos empiezan a ser un problema si :

1. La fuente de armónicos de corriente es demasiado grande .
2. El camino por el cual la corriente fluye es eléctricamente demasiado largo , produciendo una alta distorsión de voltaje o interferencia telefónica .
3. La respuesta del sistema acentúa uno o más armónicos .

Cuando un problema ocurre , las opciones básicas para controlar los armónicos son :

1. Reducir los armónicos de corriente producidos por las cargas .
2. Añadir filtros para atrapar los armónicos de corriente y apartarlos del sistema , bloquear las corrientes que están entrando al sistema .
3. Cambiar la respuesta de frecuencia del sistema con filtros , inductancias, y capacitores .

4.9.1 REDUCCIÓN DE LOS ARMÓNICOS DE CORRIENTE EN LAS CARGAS

Es poco frecuente que esto pueda ser realizado para reducir significativamente la cantidad de armónicos que se está produciendo en las cargas de equipos que aplican características de la electrónica de potencia y que están diseñados para trabajar bajo estas condiciones , a menos que estos equipos estén siendo mal operados. Mientras que un transformador sobreexcitado puede estar dentro de una operación normal para una caída del voltaje aplicado , los aparatos de arco y muchos convertidores de electrónica de potencia son bloqueados e inmovilizados dentro de sus características

de diseño . Sin embargo algunas acciones pueden ser tomadas para ayudar a disminuir el flujo de armónicos hacia el sistema de potencia .

Si se añade un reactor en serie a la línea , se reducirá significativamente los armónicos , así como se proveerá de protección para los transitorios .

Las conexiones de los transformadores pueden ser empleadas para reducir los armónicos en un sistema trifásico . El cambiar un convertidor de potencia de seis pulsos por uno de 12 pulsos proporciona una enorme reducción de la quinta y la séptima armónica . La conexión en delta del transformador puede bloquear el flujo de armónicos de secuencia cero (típicamente los triples) y alejarlos de las líneas. Se pueden apartar los armónicos triples y mantenerlos fuera de las líneas si se utilizan transformadores para puesta a tierra .

Adquirir las especificaciones técnicas de los equipos utilizados puede ser de gran ayuda para la prevención de problemas de armónicos. Esto es de particular importancia en cargas tales como alumbrado de alta eficiencia .

4.9.2 FILTROS

El filtro paralelo trabaja por un cortocircuito de los armónicos de corriente aplicados tan cerca de la fuente de distorsión como sea posible para que pueda ser práctico . Esto mantiene la corriente armónica fuera del abastecimiento del sistema. Por motivos económicos , este es el tipo más común de la aplicación de un filtro para eliminar los armónicos de corriente y porque además esto tiende a mejorar el voltaje de la carga .

Otra aproximación es aplicando un filtro en serie que bloquea los armónicos de corriente . Este es un circuito de sintonización paralelo que ofrece una alta impedancia para los armónicos de corriente . Este filtro no es a menudo muy usado porque es difícil para aislarlo o separarlo cuando se lo requiere y el voltaje de la carga es muy distorsionado . Una común aplicación del filtro serie está en el neutro de un banco de capacitores en estrella (Y) conectado a tierra para bloquear el flujo de los armónicos triples al sistema , mientras aún se mantiene una buena puesta a tierra para la frecuencia fundamental .

Los filtros activos son otra alternativa para combatir a los componentes armónicos de la corriente dentro de las cargas no lineales .

4.9.3 MODIFICACION DE LA RESPUESTA DE FRECUENCIA DEL SISTEMA

Las respuestas desfavorable del sistema para armónicos pueden ser modificadas por una variedad de métodos que se detallan a continuación :

1. Añadir un filtro paralelo . No solamente hacer esto desvía a los molestos armónicos de corriente fuera del sistema , también se cambia completamente la respuesta del sistema , generalmente a la mejor respuesta , pero no siempre .
2. Añadir un reactor para desintonizar el sistema . Las resonancias perjudiciales son generalmente entre la inductancia del sistema y el capacitor en paralelo utilizado para corregir el factor de potencia . El reactor debe ser agregado entre el capacitor y el sistema . Un método es poner simplemente un reactor en serie con el capacitor para desplazar la resonancia del sistema fuera de la sintonización real del capacitor para formar un filtro .
3. Cambiar el tamaño del capacitor . Este es a menudo una de las opciones menos costosas para las empresas eléctricas y para los clientes industriales .
4. Trasladar un capacitor a un punto en el sistema con diferente impedancia de cortocircuito o de altas pérdidas . Esta es también una opción que puede ser muy buena para resolver el problema en las empresas eléctricas cuando se añade un banco de capacitores y se provoca interferencias telefónicas , desplazando el banco a otro ramal del alimentador. Esta no es frecuentemente una opción para los usuarios industriales porque el capacitor no puede ser removido bastante lejos para que se note una diferencia .
5. Eliminar el banco de capacitores y simplemente aceptar las altas pérdidas , voltaje bajo , y factor de potencia penalizado . Si técnicamente es factible sacar el banco, esto es a veces la mejor opción económicamente .

4.9.4 CONTROL DE ARMÓNICOS EN LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

La relación X/R de los alimentadores de distribución de las empresas eléctricas son generalmente bajos . Por lo tanto , la acentuación de armónicos por resonancia con el banco de capacitores del alimentador es usualmente débil . No obstante , esto puede ser muy notable cuando un banco de capacitores es conectado a la red y puede aún causar mal funcionamiento al equipo . Cuando el problema ha ocurrido y se tiene dificultades de resonancia y armónicos , la usual solución es mover el banco a otro lugar o cambiar el tamaño del capacitor .

Muchos problemas de armónicos se producen al añadir bancos al alimentador y ocasionan el incremento de los armónicos triples en el circuito neutral del alimentador . Para cambiar el flujo de los armónicos de corriente de secuencia cero , los cambios son efectuados en la conexión del neutro en un banco de capacitores en Y. Para la conexión Y utilizada en los bancos , la conexión del neutro a tierra puede ser suprimida para evitar los armónicos triples que fluyen a través de los capacitores .

Mucha veces , los problemas de armónicos en los alimentadores de distribución existen solamente debido a las cargas de alumbrado o lámparas. En este caso si se dispone de capacitores para elevar el voltaje , posiblemente se harán más notables estos armónicos . Cuando en altas horas de la noche y la madrugada solo se tiene la carga del alumbrado público existiendo menos carga para amortiguar la resonancia, desconectar los capacitores en este instante frecuentemente resuelve el problema .

Debido a los armónicos de corriente de muchas fuentes dispersadas , se requieren de filtros en los alimentadores de distribución , de tal manera que la idea general se basa en la distribución de unos pocos filtros en el alimentador . Esto reduce la trayectoria de los armónicos de corriente , disminuyendo oportunamente las interferencias telefónicas y los armónicos de voltaje en las líneas . Esto mantiene la distorsión de voltaje en el alimentador a un mínimo .

)

Los estudios de armónicos deberían ser desarrollados en todos los bancos de capacitores de gran tamaño instalados en las subestaciones de distribución . La colocación de un filtro en el banco de la subestación no necesariamente resolvería el problema en el alimentador a menos que el problema fuese basado en resonancia con el banco de capacitores de la subestación . ➤

4.9.5 RECURSOS APLICADOS EN LOS USUARIOS

Primeramente en las instalaciones de los usuarios finales, hay que determinar si a diferente dimensión del capacitor puede ser usado correctamente . Algunas veces , existen muchos interruptores de capacitores con cargas en las cuales es imposible controlar el valor de la capacitancia . Sin embargo , con interruptores de capacitores y un controlador automático del factor de potencia , puede ser posible seleccionar un esquema de control que eviten las configuraciones que causan estos problemas .

La instalación de filtros en los usuarios terminales del sistema es una práctica más atractiva y económica que aplicarlo en el sistema de distribución las empresas eléctricas . Los criterios para la instalación de filtros son más fácilmente encontrados , y equipo de filtrado es más disponible en el mercado .

Los usuarios industriales podrían también investigar y encontrar medios para reducir los armónicos usando diferentes conexiones de los transformadores . Existen los transformadores en zigzag y otros aparatos disponibles para eliminar los armónicos triples de los circuitos trifásicos en las oficinas de los edificios .

Los estudios pueden ser realizados en todos los capacitores instalados en sistemas industriales . Los sistemas son generalmente tan cortos que son insuficientes las pérdidas de la línea para amortiguar la resonancia si esta existe . Algunas plantas son la excepción para esto porque los capacitores son instalados cerca de las cargas y existe suficiente resistencia en las líneas para prevenir los problemas . También , algunas cargas contribuyen significativamente al amortiguamiento . Si embargo , no se puede contar con esto hasta realizar un estudio detallado del sistema . Si se está instalando capacitores por primera vez , hay que mantener siempre en mente que los

problemas de resonancia son usualmente menos severos cuando los capacitores son retirados hacia la entrada de la planta cuando se dispone de motores y centros de control para motores. Esto también tiene el beneficio de reducir las pérdidas en el sistema por una simple colocación del capacitor en la barra principal.

4.10 LOCALIZACIÓN DE FUENTES DE ARMÓNICOS.

En un alimentador radial de distribución de una empresa eléctrica y en el sistema de potencia de una planta industrial, la principal tendencia es para el flujo de los armónicos de corriente producidos por los armónicos en dirección de la carga hacia la fuente o generadores del sistema. Esto es ilustrado en la figura 4.7. La impedancia del sistema de potencia es observada por los armónicos de corriente normalmente como de bajo valor. De esta manera, la mayor parte de la corriente fluye hacia la fuente de energía.

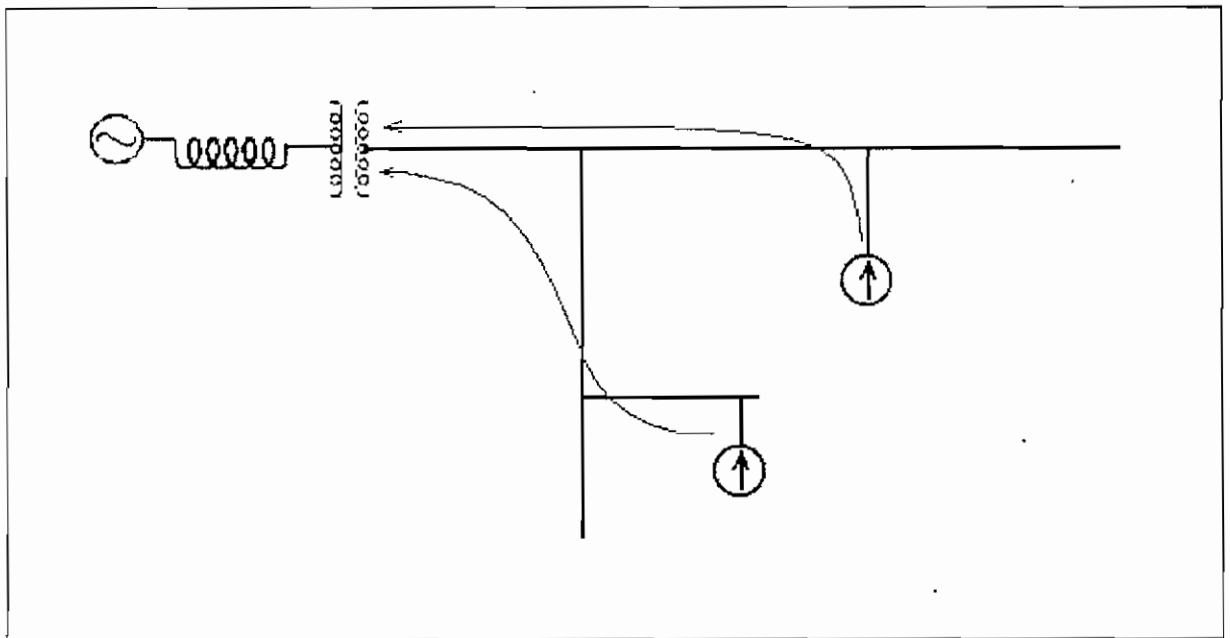


Figura 4.7 Flujo general de los armónicos de corriente en un sistema de potencia radial.

Se puede sacar provecho de esta tendencia general para localizar la fuente de armónicos. Usando un controlador de la calidad de potencia capaz de reportar los armónicos de corriente, simplemente midiendo los armónicos de corriente en cada ramal, empezando en el principio del circuito, y rastrear los armónicos que se dirigen a la fuente.

Los capacitores para la corrección del factor de potencia pueden alterar esta configuración de flujos, por lo menos para uno de los armónicos. Por ejemplo, la adición de un capacitor previo al circuito como lo muestra la figura 4.8. Puede delinearse una gran cantidad de armónicos de corriente dentro de la porción del circuito. Si se utiliza el procedimiento descrito anteriormente, se puede cometer el error de seguir una dirección alterada, dirigida al banco de capacitores en lugar de la actual fuente de armónicos. De esta manera, es generalmente necesario desconectar temporalmente todos los capacitores para localizar fiablemente las fuentes de armónicos.

Es usualmente muy fácil diferenciar los armónicos de corriente debidos a la real fuente de armónicos de corriente que son estrictamente producto de una resonancia comprometiendo al banco de capacitores. Las corrientes armónicas producidas por resonancia tienen un armónico dominante que se nota en la parte alta de la onda senoidal de la fundamental. Si se estudia las formas de onda de la corriente de fuentes de armónicos presentados por convertidores, inversores y de aparatos con aplicaciones de la electrónica de potencia, ninguno de estos produce armónicos de una sola frecuencia además de la fundamental. Dependiendo del fenómeno de distorsión, las formas de onda contienen severos armónicos en cantidades significantes. Un gran y único armónico significativo casi siempre indica resonancia. Este hecho puede ser aprovechado para determinar si los armónicos debidos a problemas de resonancia están existiendo probablemente en un sistema con capacitores. Simplemente midiendo la corriente en el capacitor. Si la forma de onda contiene un gran valor de un armónico a parte de la frecuencia fundamental, esto significa probablemente que el capacitor esta participando en un circuito resonante dentro del sistema de potencia. Siempre será una buena idea el verificar

primero la corriente del capacitor en cualquier instalación en donde son sospechosos los problemas de armónicos .

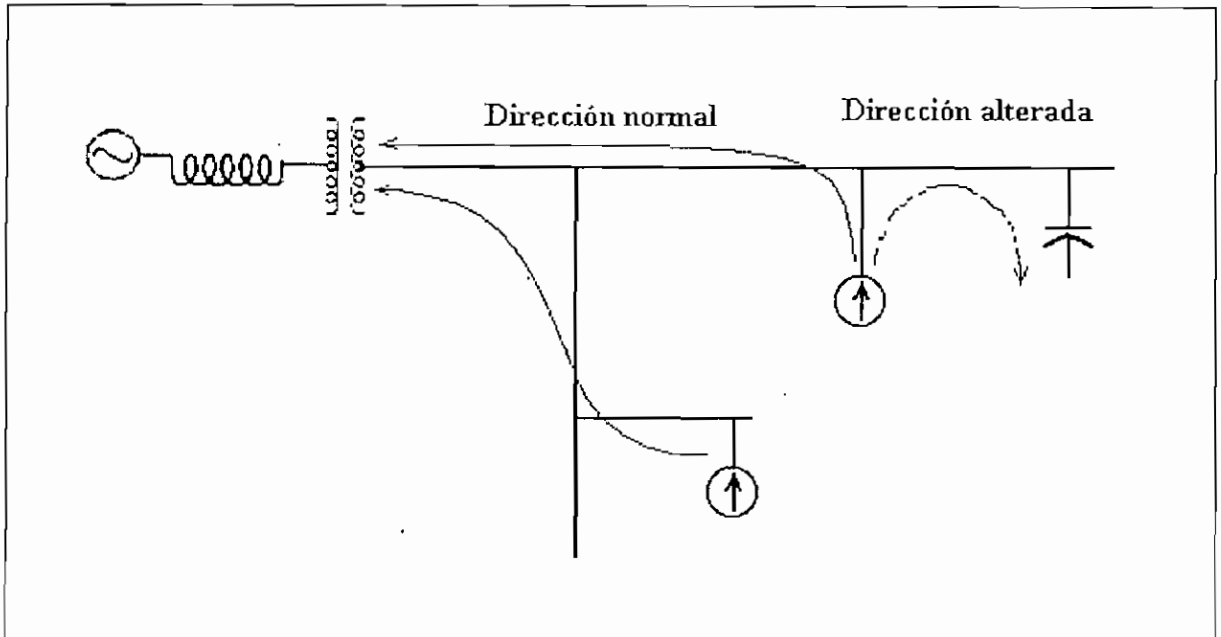


Figura 4.8 Los bancos de capacitores pueden alterar la dirección del flujo de uno de los componentes de los armónicos de corriente .

4.11 APARATOS PARA FILTRAR LA DISTORSIÓN ARMÓNICA

Existen dos clase generales de filtros :

1. Filtros pasivos
2. Filtros activos

Se describirá a continuación , los principales rasgos para cada clase .

4.11.1 FILTROS PASIVOS

Los filtros pasivos son construidos con inductancias , capacitancias, y elementos resistivos . Los filtros pasivos son relativamente económicos comparados

con otros recursos para eliminar la distorsión armónica , pero ellos tienen la desventaja de tener posibles interacciones adversas con el sistema de potencia . Son empleados para desviar los armónicos de corriente fuera de la línea o para bloquear sus flujos en los elementos del sistema , mediante una sintonización con los elementos para crear una resonancia en una frecuencia armónica seleccionada . La figura 4. 9 muestra varios tipos de filtros comúnmente utilizados.

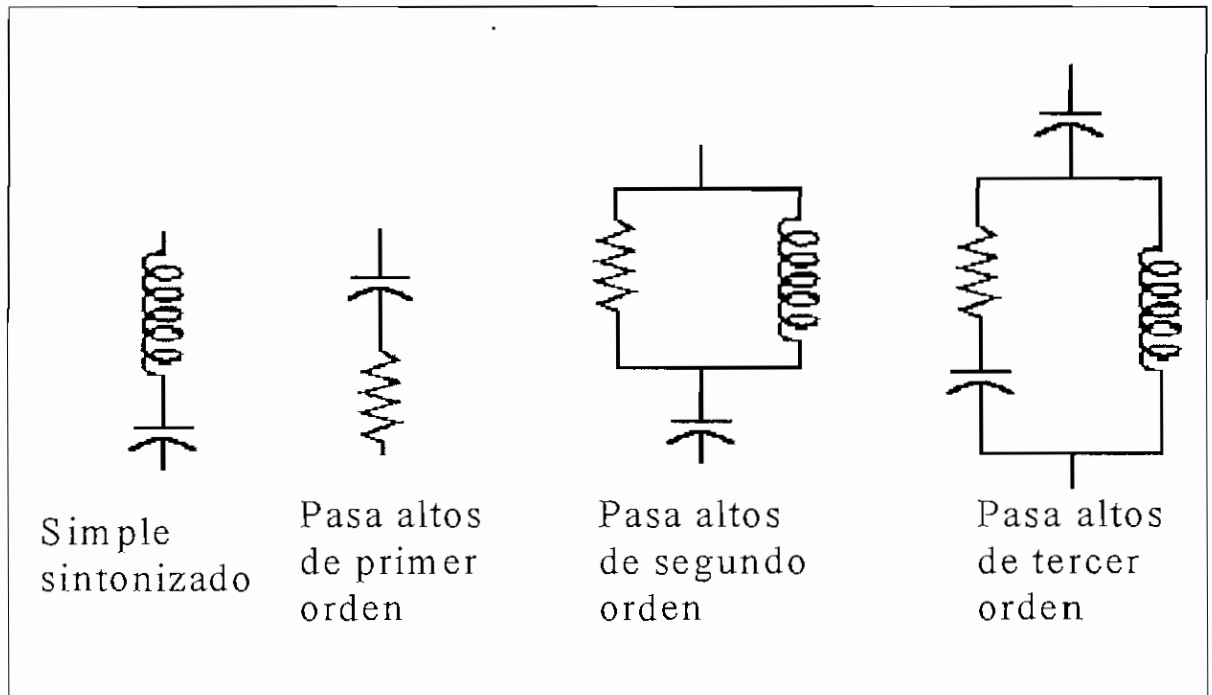


Figura 4.9 Configuración de filtros pasivos comúnmente utilizados.

Los tipos de filtros pasivos más comunes son los filtros de sintonización única “ notch“ o de corte . Este es el tipo más económico y es generalmente suficiente para las aplicaciones deseadas . Un ejemplo de configuración de un filtro común para un sistema de 480-V es ilustrado en la figura 4.10 . El filtro de corte está sintonizado en serie para presentar una baja impedancia para un particular armónico de corriente . Este filtro está conectado en paralelo con el sistema de potencia . De esta manera , dentro del filtro , los flujos de armónicos de corriente son desviados de su normal dirección en la línea. Los filtros de corte pueden proveer una corrección del factor de potencia a más de la supresión de armónicos .

La figura 4.10 muestra una común conexión delta para bajo voltaje de un banco de capacitores convertidos en un filtro obtenido por el incremento de una inductancia en serie. En este caso, los armónicos de corte, h_{corte} (h_{notch}), están relacionados a las reactancias de frecuencia fundamental por:

$$h_{\text{notch}} = h_{\text{corte}} = \sqrt{\frac{X_c}{3 X_f}} \quad (4.24)$$

Se debe notar que X_c en este caso es la reactancia de una rama de la conexión delta en lugar de la reactancia capacitiva equivalente línea a neutro. Si se usa un voltaje fase a fase y kvar trifásicos para calcular X_c , como previamente se describió, no se debería dividir para 3.

Un importante efecto secundario que se produce al añadir un filtro es que se crea un agudo punto de resonancia paralela a una frecuencia por debajo de la frecuencia de corte como se indica en figura 4.10 (c). Esta frecuencia resonante puede estar seguramente lejos de cualquier armónico significativo. Los filtros son comúnmente afinados o sintonizados para una frecuencia ligeramente más abajo que los armónicos a ser filtrados para proveer de un margen de seguridad en caso de existir algún cambio en los parámetros del sistema. Si se afina los filtros para los armónicos exactamente, cambios en la capacitancia o en la inductancia con la temperatura o fallas de energía cambian a una alta resonancia paralela dentro de los armónicos. Esto puede ocasionar una situación peor que la que se obtendría sin un filtro, porque la resonancia es generalmente severa.

Por esta razón, los filtros que son añadidos al sistema, deben empezar a resolver los problemas más críticos de armónicos. Por ejemplo, en la instalación de un filtro para el séptimo armónico usualmente se requiere que también esté instalado un filtro para el quinto armónico. La nueva resonancia paralela con un filtro para el séptimo armónico solo habría estado muy cerca del quinto, el cual es generalmente desastroso.

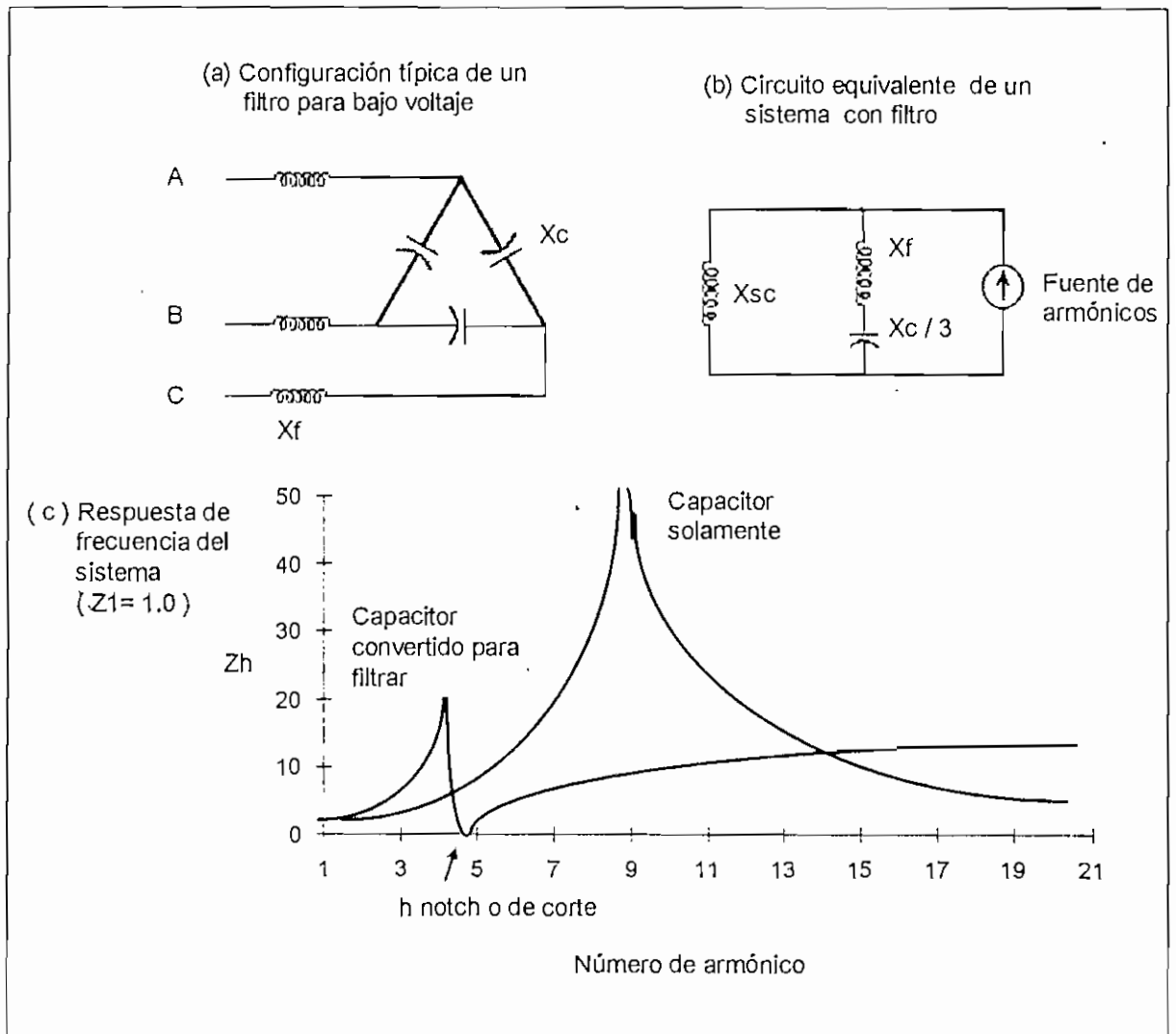


Figura 4.10 Creación de un filtro para ruido para el quinto armónico y su efecto en la respuesta del sistema .

Los filtros pasivos pueden siempre ser colocados en una barra donde X_{sc} de cortocircuito pueda ser tomada como constante . Mientras la frecuencia de corte quede fija , la resonancia paralela se moverá dependiendo de la impedancia del sistema . Por ejemplo la frecuencia de resonancia paralela a causa del funcionamiento de una generador en reserva es probable que sea más baja que cuando se interconecta con la red de distribución . De esta manera , los filtros son a menudo eliminados para una operación en reserva .

También , los filtros tienen que ser diseñados considerando la capacidad de la barra . La idea es la de dimensionar el filtro dependiendo de la capacidad de la corriente basado solamente en la carga que está produciendo los armónicos . No obstante , una pequeña cantidad de armónicos de voltaje en una barra fuerte de voltaje puede imponerse excesivamente en el rendimiento del filtro .

4.11.2 FILTROS ACTIVOS.

Los filtros activos son relativamente nuevos tipos de aparatos para eliminar armónicos . Estos aparatos están basados en sofisticados elementos de electrónica de poder y son mucho más costoso que los filtros pasivos . Sin embargo , tienen la gran ventaja de no entrar en resonancia con el sistema . Pueden ser usados en muchas circunstancias difíciles donde los filtros pasivos no pueden operar satisfactoriamente a causa de la resonancia paralela . También pueden dirigir los flujos de más de un armónico y combatir otros problemas de calidad de energía eléctrica tales como las fluctuaciones . Estos filtros son particularmente usados para grandes cargas que distorsionan la alimentación en puntos relativamente débiles del sistema de potencia .

La idea básica es la de reponer la porción que falta en la onda sinusoidal de la corriente en una carga no lineal , para tener una onda casi senoidal en la línea del alimentador. La figura 4.11 ilustra este concepto . Un control electrónico monitorea el voltaje de línea y/o la corriente , conectando los circuitos de electrónica de potencia con mucha precisión para rastrear y seguir a la corriente de carga o voltaje y obligarlos hacer sinusoidal . Existen dos fundamentales formas del filtro activo : una que se usa un inductor en el cual se acumula corriente para ser inyectada en el sistema en un instante apropiado o se puede utilizar un capacitor . Por eso , mientras la corriente de carga está distorsionada para la magnitud de demanda producida por la carga no lineal , la corriente observada por el sistema es mucho más sinusoidal .

Los filtros activos pueden típicamente corregir el factor de potencia así como los armónicos .

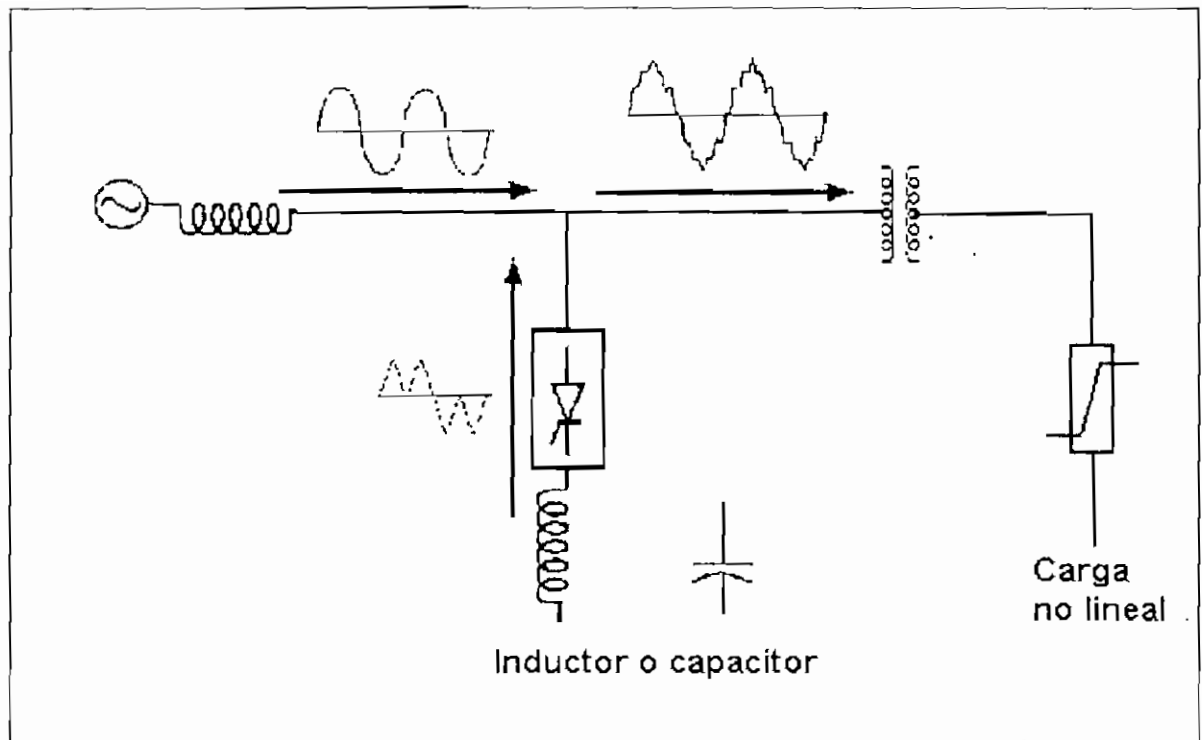


Figura 4. 11 Aplicación de un filtro activo en una carga .

4.12 PROCEDIMIENTO DE ESTUDIO PARA LOS ARMÓNICOS

Para realizar un ideal procedimiento de estudio de los armónicos en sistemas eléctricos de potencia se debe considerar lo siguiente :

1. Determinar los objetivos de estudio . Esto es importante para mantener la investigación con una meta fija . Por ejemplo, el objetivo principal debe ser el identificar cual es la causa de la existencia de un problema y resolverlo . Otro objetivo puede ser el determinar si una nueva expansión en una planta industrial que contiene equipos tales como unidades de velocidad ajustable y capacitores están teniendo probablemente problemas .
2. Realizar una simulación y mediciones previas basados en la mejor información disponible . Las mediciones requieren de mucho tiempo , equipos , y posibles paralizaciones de operación en la planta industrial . Esto es generalmente

económico para tener una buena idea de lo que se está analizando y saber donde examinar antes de introducirse a las instalaciones .

3. Realizar las mediciones de las condiciones de la existencia de armónicos del sistema , describiendo la fuente de los armónicos y la barra de distorsión del sistema .
4. Calibrar el modelo de cálculo usando las mediciones.
5. Estudiar las condiciones de nuevos circuitos o nuevos problemas , cualquiera que sea el caso .
6. Desarrollar soluciones (filtros) e investigar posibles problemas de interacción en el sistema . También , observar la sensibilidad de los resultados para importantes variables.
7. Después de la instalación de las soluciones propuestas , desarrollar monitoreos para verificar la correcta operación del sistema .

Estos procedimientos deben ser analizados con la ayuda de un computador y adecuado equipo de monitoreo .

Lo descrito anteriormente , no es siempre posible ejecutar cada uno de estos pasos para el ideal análisis . Lo más frecuente es omitir uno o ambos pasos de medición debido a los altos costos del tiempo de ingenieros , viajes , y los equipos . Un experimentado analista puede ser hábil para resolver los problemas sin mediciones , pero se recomienda en gran manera que las mediciones iniciales deben ser realizadas en lo posible , debido a que existen muchas desagradables sorpresas escondidas en el análisis de armónicos .

4.13 DISEÑO DE FILTROS PARA ARMÓNICOS

El diseño de filtros para armónicos puede ser ilustrado por medio de un ejemplo . Un filtro de corte de sintonización única para un sistema de 480-V , ilustrado en la figura 4.12 , está diseñado para el quinto armónico . El filtro está sintonizado ligeramente debajo de la frecuencia armónica de interés. Este método

permite una tolerancia en los componentes del filtro y previene al filtro de efectos puesto que un cortocircuito directo combate los armónicos de corriente .

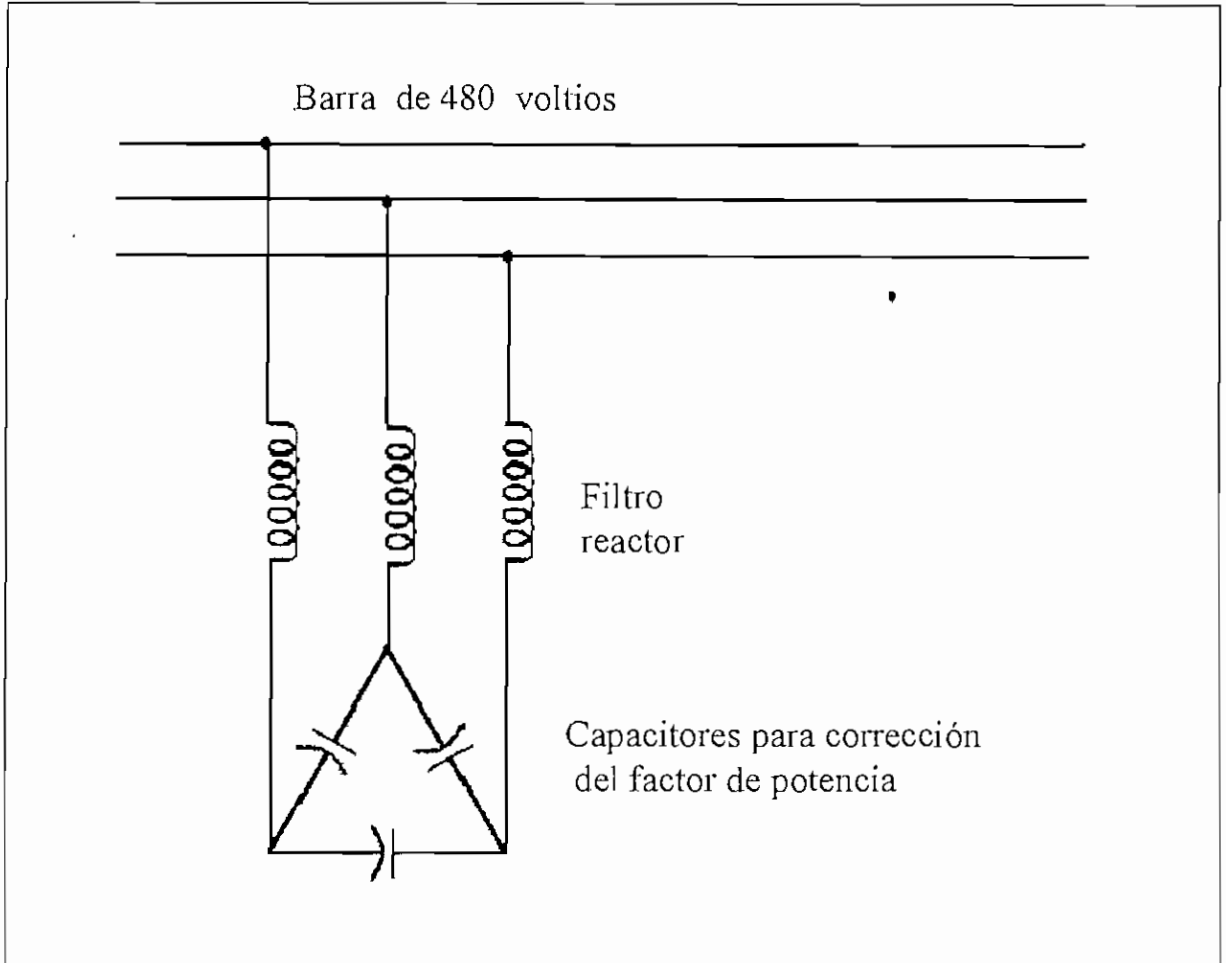


Figura 4.12 Ejemplo de una configuración para bajo voltaje .

Esto también minimiza la posibilidad de armónicos resonantes peligrosos que podrían cambiar los parámetros del sistema y causar la sintonización de frecuencia para cambios ligeramente elevados .

El método general para aplicar filtros se describe de la siguiente manera :

- Aplicar una sintonización única para el primer filtro paralelo y diseñarlo para la más baja frecuencia generada .
- Determinar el nivel de la distorsión de voltaje en la barra de bajo voltaje .

- Variar los elementos del filtro según las tolerancias especificadas y mirar la efectividad del filtro .
- Observar las características de la respuesta de frecuencia para verificar que la resonancia paralela formada recientemente , no este cerca de una frecuencia armónica .
- Si es necesario , investigar el requerimiento para varios filtros , tales como para el quinto y el séptimo armónico , o el tercero , quinto, y séptimo armónico .

La tabla 4.5 muestra los resultados del procedimiento del diseño de un filtro. El método usado se describe de la siguiente manera :

La real compensación a frecuencia fundamental proporcionada debido a la reducción de la capacidad nominal del banco de capacitores se determina usando :

$$k \text{ var}_{real} = k \text{ var}_{nominales} \left(\frac{kV_{real}}{kV_{nominal}} \right)^2 \quad (4.25)$$

En este caso , el voltaje nominal y el voltaje real son los mismos , así los kvar reales del capacitor son los kvar nominales , es decir , suponiendo 500 kvar. La corriente a frecuencia fundamental ($I_{ff_{cap}}$) para el banco de capacitores es :

$$I_{ff_{cap}} = \frac{k \text{ var}_{reales}}{\sqrt{3} kV_{reales}} = \frac{500}{\sqrt{3} \times 0.480} = 601.4 A \quad (4.26)$$

La impedancia equivalente monofásica del banco de capacitores (X_{c_Y}) es :

$$X_{c_Y} = \frac{kV_{nominales}^2}{M \text{ var}_{nominales}} = \frac{0.480^2}{0.5} = 0.4608 \Omega \quad (4.27)$$

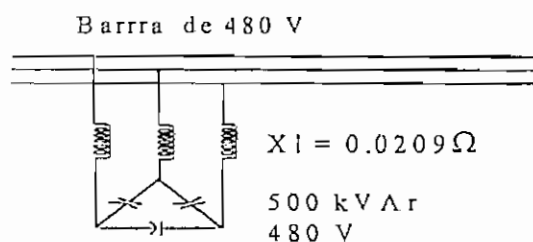
Cálculos para el diseño de un filtro de bajo voltaje :
Ejemplo de diseño para un filtro en una hoja de cálculo.

SISTEMA DE INFORMACION :	
Especificación del filtro :	5to. armónico
Rango del banco de capacitores:	500 kvar
Rango de la corriente del banco :	601 A
Voltaje nominal de la barra :	480 V
Corriente del capacitor (real) :	601.4 A
Sintonizado del filtro de armónico :	4.7to. armónico
Impedancia del capacitor (equivalente Y) :	0.4608 Ω
Impedancia del reactor :	0.0209 Ω
Corriente del filtro a toda carga (real) :	629.9 A
Corriente del filtro a toda carga (nominal) :	629.9 A
Datos de placa del transformador	1500 kVA
Rango e impedancia	6 %
Armónicos de corriente de la carga	30 % fundamental.
Armónicos de corriente utilizados	47.7 A
Frecuencia del sistema	60 Hz
Rango del capacitor	480 V
Disminución del rango del capacitor	500 kvar
Total de armónicos de la carga	500 kVA
Frecuencia de sintonización del filtro	282 Hz
Valor del capacitor (equivalente Y)	5756.5 uF
Rango del reactor	0.0553 mH
Compensación suministrada :	524 kvar
Voltaje proporcionado por la fuente	1 % THD
Armónicos de corriente de la carga :	180.4 A
Máximo total de armónicos de corriente :	228.1 A
CALCULOS PARA EL CAPACITOR	
Corriente rms del filtro	669.9 A
Armónicos de voltaje del capacitor	36.4 V
Voltaje rms del capacitor	504.1 V
Voltaje fundamental del capacitor	502.8 V
Pico de voltaje máximo	539.2 V
Pico de corriente máximo	858 A

Límite del capacitor (Norma IEEE 18- 1980)

	Límite:	Actual
Voltaje pico	1.2	1.12
Corriente	1.8	1.11
kVAr	1.35	1.17
Voltaje rms	1.1	1.05

Configuración del filtro :



Especificaciones de diseño del filtro reactor :

Impedancia del reactor :	0.0209 Ω	Rango del reactor	0.0553 mH
Corriente fundamental :	629.9 A	Armónicos de corriente	228.1 A

Tabla 4.5 Ejemplo de diseño de un filtro de armónicos .

La impedancia del reactor del filtro (X_R) se determina usando :

$$X_R = \frac{X_C}{n^2} = \frac{0.4608}{4.7^2} = 0.02086\Omega \quad (4.28)$$

Incluyendo el incremento del reactor del filtro , la corriente fundamental ($I_{ff \text{ filtro}}$) es:

$$I_{ff \text{ filtro}} = \frac{V_{\text{barra}}}{\sqrt{3}(X_C + X_R)} = \frac{0.480}{\sqrt{3}(-0.460 + 0.0209)} = 629.9 A \quad (4.29)$$

Debido a que el filtro bosqueja más corriente fundamental que el capacitor solo , el suministro de kvar de compensación es más grande que el rango del capacitor y puede ser determinado usando :

$$k \text{ var}_{\text{suministrados}} = \sqrt{3}(V_{\text{barra}})I_{ff \text{ filtro}} = \sqrt{3} \times 480 \times 629.9 = 524 k \text{ var} \quad (4.30)$$

El valor del capacitor podría ser comparado con los límites de las normas para capacitores como se muestra en la tabla 4.5. Las especificaciones del reactor del filtro podrían incluirse para la fundamental y para los valores de armónicos de corriente . Los armónicos de corriente deberían ser determinados asumiendo un valor razonable para una distorsión adicional de otras fuentes . En este caso , se asume que el margen de la distorsión de voltaje de la empresa eléctrica es del 1 % .

Las características de sintonización del filtro se describe por su factor de calidad , Q . Q es una medida de la sutileza de la sintonización y , para las resistencias de filtros en serie , es definido como :

$$Q = \frac{nXL}{R} \quad (4.31)$$

donde :

R = resistencia en serie de los elementos del filtro .

n = sintonización del armónico

XL = reactancia del reactor del filtro en la frecuencia fundamental .

Típicamente , el valor de R consiste solamente de la resistencia del inductor . Esto usualmente da como resultado un valor grande de Q y una acción de filtrado muy fino. Esto es normalmente satisfactorio para la aplicación de un típico y único filtro , dando por resultado que sea muy económico para operar (poca energía consumida) . Sin embargo algunas veces es deseable introducir algunas pérdidas intencionales para ayudar a amortiguar la respuesta del sistema . Un resistor es comúnmente añadido en paralelo con el reactor para crear un filtro pasa altos . En este caso , Q es definido como el inverso de la ecuación anterior , para que un número de gran valor refleje la sintonización aguda. Los filtros pasa altos son generalmente usados solamente para ,el onceavo y décimo tercer armónico , y más altos . No es usualmente económico para operar como un filtro para el quinto y séptimo armónico debido a la cantidad de pérdidas y el tamaño del resistor .

Los reactores usados para grandes filtros son generalmente construidos con un núcleo de aire , el mismo que proporciona características lineales con respecto a la frecuencia y corriente . Los reactores para filtros pequeños y que deben encajar en espacios restringidos o cerca de estructuras de acero son construidos con núcleo de acero . Una tolerancia de $\pm 5\%$ en la reactancia es usualmente aceptable para las aplicaciones industriales . La relación X/R para los 60 Hz es usualmente entre 50 y 150 . Un resistor en serie puede ser usado para bajar esta relación , si se desea , para producir un filtro con más amortiguamiento . El reactor puede deber ser dimensionado para resistir un cortocircuito entre el reactor y el capacitor . Una designación de Q para una configuración de un filtro pasa altos , típicamente podría ser 1 o 2 para alcanzar un respuesta uniforme sobre la sintonización de frecuencia .

MONITOREO DE LA CALIDAD DE POTENCIA

5.1 INTRODUCCION

Las investigaciones de la calidad de potencia eléctrica frecuentemente requieren de monitoreos para identificar exactamente el problema y plantear soluciones, las cuales serán ejecutadas a la brevedad posible. Para facilitar la identificación de los problemas que afectan la calidad de servicio eléctrico se ha resumido en las tablas 5.1 y en la tabla 5.2 las características, causas y soluciones para las diversas dificultades que se presentan en los sistemas de potencia. Antes de empezar un extenso programa de monitoreo, es importante desarrollar un conocimiento de las instalaciones de los clientes, conocer a los equipos que están siendo afectados, y obtener información de las consideraciones de operación. A menudo, los problemas de calidad de servicio eléctrico pueden ser solucionados sin extensivos programas de monitoreos, mediante el desarrollo y la ejecución de una encuesta a los clientes en el sitio de interés o de estudio.

Categorías	Típica duración	Típica magnitud de voltaje
1.0 Transitorios		
1.1 Impulsivos		
1.1.1 Nanosegundos	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundos	50 ns a 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios		
1.2.1 Baja frecuencia	0.3 a 50 ms	0 a 4 pu
1.2.2 Media frecuencia	20 μ s	0 a 8 pu
1.2.3 Alta frecuencia	5 μ s	0 a 4 pu
2.0 Variaciones de corta duración		
2.1 Instantáneos		
2.1.1 Interrupciones		
2.1.2 Bajones de voltaje	0.5 - 30 ciclos	< 0.1 pu
2.1.3 Elevación de voltaje	0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
2.2 Momentáneos		
2.2.1 Interrupciones		
2.2.2 Bajones de voltaje	30 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
2.2.3 Elevación de voltaje	30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 pu
2.3 Temporales		
2.3.1 Interrupciones		
2.3.2 Bajones de voltaje	3 s - 1 minuto	< 0.1 pu
2.3.3 Elevación de voltaje	3 s - 1 minuto	0.1 - 0.9 pu
3.0 Variaciones de larga duración		
3.1 Interrupciones sostenidas	> minuto	0.0 pu
3.2 Bajos voltajes	> minuto	0.8 - 0.9 pu
3.3 Sobrevoltaje	> minuto	1.1 - 1.2 pu
4.0 Desbalance de voltaje	Estado estable	0.5 - 2 %
5.0 Distorsión de forma de onda		
5.1 Desplazamiento dc	Estado estable	0 - 0.1 %
5.2 Armónicos	Estado estable	0 - 20 %
5.3 Interarmónicos	Estado estable	0 - 2 %
5.4 Ruido	Estado estable	0 - 1 %
6.0 Fluctuaciones de Voltaje	Intermitente	0.1 - 7 %
7.0 Variaciones de la frecuencia	< 10 s	

Tabla 5.1 Categorías y características de problemas en sistemas eléctricos de potencia.

Problema	Método de Caracterización	Causa típica	Aplicación de Soluciones
Transitorio impulsivo	Magnitud del pico Tiempo de elevación	Rayos Descargas electro - estáticas Conmutación de carga	Pararrayos Filtros Transformadores aislantes
Transitorio oscilatorio	Forma de onda Magnitud del pico Componentes de frecuencia	Conmutación de línea Conmutación de capacitores Conmutación de carga	Pararrayos Filtros Transformadores aislantes
Caídas /elevación del voltaje	RMS vs. tiempo Magnitud y duración	Fallas de sistemas distantes	Transformador ferroresonante Tecnologías de almacenamiento de energía UPS
Interrupciones	Duración	Sistemas de protección (Fusibles, disyuntores) Mantenimiento	Tecnologías de almacenamiento de energía UPS Generadores de respaldo
Variaciones de voltaje de larga duración	RMS vs. tiempo Estadísticas	Variaciones de carga	Reguladores de voltaje Transformador ferroresonante
Distorsión armónica	Espectro armónico THD Estadísticas	Cargas no lineales Sistemas resonantes	Filtros(activos o pasivos) Transformadores (cancelación o componentes de secuencia cero)
Fluctuaciones de voltaje	Magnitud de la variación Frecuencia de ocurrencia Frecuencia de modulación	Cargas intermitentes Arranque de motores Hornos de arco	Sistemas de Var estáticos

Nota : Las tecnologías de almacenamiento de energía se refieren a una variedad de alternativas que pueden ser usado para el suministro de reserva como parte de las condiciones de energía .

Tabla 5.2 Resumen de las categorías de las variaciones de la calidad de potencia

5.2 ENCUESTA EN EL LUGAR DE ESTUDIO

La encuesta en el sitio o lugar de estudio puede ser diseñada para obtener tanta información como sea posible acerca de las instalaciones de los clientes y los problemas que se estén experimentando. En esta fase se puede obtener información específica que incluye :

1. Naturaleza de los problemas (pérdidas de datos, disparos molestosos de los disyuntores, componentes y módulos defectuosos, mal funcionamiento de los sistemas de control, etc.)
2. Características de los equipos sensibles que experimentan problemas (equipo diseñado para manejar datos o aplicaciones para llevar información).
3. Establecer cuándo ocurre el problema.
4. Problemas coincidentes u operaciones conocidas (conmutación de capacitores) que ocurren en un mismo tiempo.
5. Posibles fuentes de variaciones de la calidad de energía eléctrica dentro de las instalaciones (arranque de motores, conmutación de capacitores, operación de equipos con aplicaciones de electrónica de potencia, equipos de arco, etc.)
6. Datos del sistema eléctrico (diagramas de las líneas, capacidad de los transformadores e impedancias, información de la carga, información de capacitores, datos de los cables, etc.).
7. Existencia de equipos que condicionan la calidad de energía eléctrica para ser usados.

Una vez que estos datos han sido obtenidos por medio de diálogos con los clientes, una encuesta en el sitio de estudio podría ser ejecutado para verificar los diagramas de las líneas, los datos del sistema eléctrico, integridad de las instalaciones eléctricas, los niveles de carga, y características básicas de calidad de energía eléctrica. Para esta inicial verificación del sistema de potencia, los datos pueden ser recogidos en formatos como los que son proporcionados en las figuras 5.1 a la 5.4 para poder desarrollar de mejor manera el tratamiento de la información.

Datos del transformador de suministro	
Fabricante :	_____
Tipo de conexión :	_____
Rango de kVA :	_____
Voltaje en el primario :	_____
Voltaje en el secundario :	_____
Tomas :	_____
Posición de las tomas :	_____
Datos de prueba :	
Voltajes en el primario :	Corrientes en el primario :
A - B _____	A _____
B - C _____	B _____
C - A _____	C _____
A - N _____	Neutro _____
B - N _____	Tierra _____
C - N _____	
Voltajes en el secundario :	Corrientes en el secundario :
A - B _____	A _____
B - C _____	B _____
C - A _____	C _____
A - N _____	Neutro _____
B - N _____	Tierra _____
C - N _____	
Existe conexión entre Neutro - tierra ?	_____

Figura 5.1 Formato para el registro para datos de prueba en un transformador de suministro.

5.3 DETALLES DEL MONITOREO DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Además de la encuesta inicial en el lugar de estudio , el monitoreo de la calidad de servicio eléctrico se desarrolla para describir las variaciones de los parámetros eléctricos en localizaciones específicas del sistema sobre un período de tiempo . Los requisitos de monitoreo dependen del problema particular que se está experimentando . Por ejemplo , problemas de caídas de voltaje que son causados durante fallas en sistemas eléctricos distantes , podría requerir monitoreo por un significativo tiempo de duración debido a que las fallas del sistema son probablemente raras .

Identificación del panel :	_____	
Localización :	_____	
Voltajes :	Corrientes en el alimentador :	
A - B _____	A _____	
B - C _____	B _____	
C - A _____	C _____	
A - N _____	Neutro _____	
B - N _____	Tierra _____	
C - N _____		
	Tamaño del cable del alimentador :	
	Fase _____	
	Neutro _____	
	Tierra _____	
Existe conexión entre Neutro - tierra ?	_____	
Comentarios :	_____	

Figura : 5.2 Formato para el registro de datos de prueba de los circuitos del alimentador. (tomados del panel).

Identificación del panel :	_____						
Localización :	_____						
Identificación del circuito	Disyuntores	Fase A	Fase B	Fase C	Neutro	Tierra	Carga servida

Figura 5.3 Formato para el registro de datos de prueba de los ramales de los circuitos (del panel).

Identificación de los ramales de los circuitos : _____						
Localización : _____						
Equipo / Localización	Voltios Fase - Fase	Voltios Fase - Neutro	Voltios Neutro -Tierra	Corriente de carga	Z de tierra	Z de neutro

Figura 5.4 Formato para el registro de datos de prueba en cargas individuales .

Si el problema incluye conmutaciones en los bancos de capacitores , puede ser posible describir las condiciones para este caso y realizar el monitoreo sobre el período de un par de días. Los problemas de distorsión armónica podrían ser representados sobre un período de por lo menos una semana para obtener imágenes de la variación de armónicos con los cambios de carga . Las siguientes secciones describen importantes aspectos del esfuerzo del monitoreo de la calidad de potencia eléctrica.

5.3.1 ELECCIÓN DEL LUGAR DEL MONITOREO

Lo mejor es iniciar el monitoreo tan cerca como sea posible al equipo sensible que está siendo afectado por las variaciones de calidad de servicio eléctrico . Es importante que el equipo de monitoreo observe la misma variación que observa el equipo sensible . Los transitorios a altas frecuencias , en particular , pueden ser significativamente diferentes si existe una separación considerable entre el equipo de monitoreo y el equipo afectado . Otra localización importante es la entrada de servicio principal . Las mediciones de transitorios y variaciones de voltaje en este

lugar pueden ser experimentados por cada uno de los equipos en la instalación . En este lugar también se observa de mejor manera los disturbios causados por los sistemas de las empresas eléctricas (aunque es todavía muy posible que los disturbios en la entrada de servicio sean causadas por eventos ocurridos dentro de las instalaciones) .

5.3.2 FORMA DE REGISTRAR LOS DISTURBIOS .

Es importante que el cliente mantenga un registro detallado de los problemas que ocurren durante el período de mediciones con un formato para registrar los disturbios como el de la figura 5.5 .

- Dato del disturbio :
- Tiempo del disturbio :
- Compañía :
- Dirección :
- Nombre del contacto :
- Breve descripción del disturbio :
- Categoría del equipo :
- Tipo del equipo :
- Fabricantes :
- Limitaciones del equipo :
- Costo de la falla del equipo :
- Costo del tiempo de fuera de servicio :

Figura 5.5 Muestra del formato para registro de disturbios .

Esto permitirá correlacionar los disturbios y eventos de conmutación del sistema con los actuales problemas de calidad de potencia en los equipos . El registro de anotaciones también podría indicar cualquier cambio mayor en la

configuración del sistema que son ejecutados durante el período de medición (capacitores para la corrección del factor de potencia , configuraciones del circuito , nuevos equipos , etc.) . Allí también estarán muchos disturbios registrados que no provocan efecto directo en equipos del cliente . Esto es importante para distinguir estos disturbios de los eventos que actualmente causan problemas .

5.3.3 CONEXIONES DEL MONITOR DE DISTURBIOS

En la práctica se recomienda que el circuito de entrada de energía que alimenta al equipo de monitoreo sea diferente al circuito que será monitoreado . Algunos fabricantes incluyen en la entrada de energía de los monitores filtros y/o supresores de sobretensión para su abastecimiento de energía que pueden alterar los datos de los disturbios si el monitor es alimentado eléctricamente del mismo circuito que se está monitoreando .

La puesta a tierra de la fuente de alimentación del monitor de disturbios es una importante consideración . El monitor de disturbios tendrá una conexión a tierra para la señal a ser monitoreada y una conexión a tierra para la alimentación del instrumento . Las dos tierras podrían ser conectadas al chasis del instrumento . Por razones de seguridad , los dos terminales de tierra pueden ser conectados a la puesta a tierra . Sin embargo , esto tiene la posibilidad de crear un laso de puesta a tierra si los diferentes circuitos son incluidos .

La seguridad es lo primero , por consiguiente , ambas tierras deberían ser conectadas siempre que exista dudas acerca de la instalación correcta . Si el laso de tierra puede ser un problema significativo tal que las corrientes de los transitorios podrían dañar los instrumentos o invalidar las mediciones , puede ser posible tomar la energía del instrumento de la misma línea que se está monitoreando (controlar de forma segura de la no existencia de señales que condicionen el suministro de energía) . Por otra parte , puede ser posible conectar solo una tierra (la señal a ser monitoreada) y colocar el instrumento en un tapete o lugar aislado . Una apropiada práctica de seguridad tales como uso de guantes aislados cuando se esté operando el instrumento de monitoreo pueden ser empleados para protegerse de la elevación

del potencial del instrumento con respecto a otros aparatos y referencias a tierra con los cuales el operador puede estar en contacto .

5.3.4 COLOCACIÓN DE CARACTERÍSTICAS INICIALES DEL MONITOR

Los monitores de disturbios son diseñados para detectar condiciones que son anormales . Por lo tanto es necesario definir el rango de condiciones que pueden ser consideradas normales. Algunos monitores de disturbios tienen preseleccionados (por defecto) las características iniciales que pueden ser usadas como un punto de partida .

La mejor aproximación para seleccionar las características de inicio es igualarlas con las especificaciones del equipo que es afectado . Esto puede no siempre ser posible debido a la falta de especificaciones de los equipos . Una alternativa correcta es la colocación de las condiciones iniciales del equipo de monitoreo bastante seguras para un período de tiempo (coleccionar un lote de datos de disturbios) y entonces usar la colección de datos para seleccionar aproximadamente las características iniciales para un monitoreo de larga duración .

5.3.5 CANTIDAD DE MEDIDAS

Cuando se monitorea un disturbio en la energía eléctrica , es usualmente suficiente un sistema de equipos de monitoreo para los voltajes . Esto no es adecuado para medir contenidos armónicos . Para representar lo concerniente a armónicos , es importante las mediciones de voltaje y corriente . Si se tiene que escoger entre una y otra , las corrientes son generalmente más importantes .Las mediciones de las corrientes son usadas para representar la generación de armónicos por cargas no lineales en el sistema . Las medidas de corriente en cargas individuales son valiosas para determinar la descripción de la generación de armónicos . El monitoreo de las corrientes en circuitos alimentadores o en entradas de servicio representan a un grupo de cargas o un completo sistema de instalaciones como una fuente de armónicos .

Las corrientes en sistemas de distribución pueden ser usados para representar grupos de clientes o a un alimentador completo .

Las mediciones de voltaje ayudan a representar la respuesta del sistema para los armónicos de corriente generados . Condiciones de resonancia serán indicados por altos armónicos en la distorsión de voltaje en específicas frecuencias . El voltaje y la corriente pueden ser medidos simultáneamente para determinar la característica de la respuesta de frecuencia del sistema por medio de mediciones . Para medir el flujo de potencia de los armónicos , las tres fases deben ser monitoreadas simultáneamente .

5.3.6 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DE LAS MEDICIONES

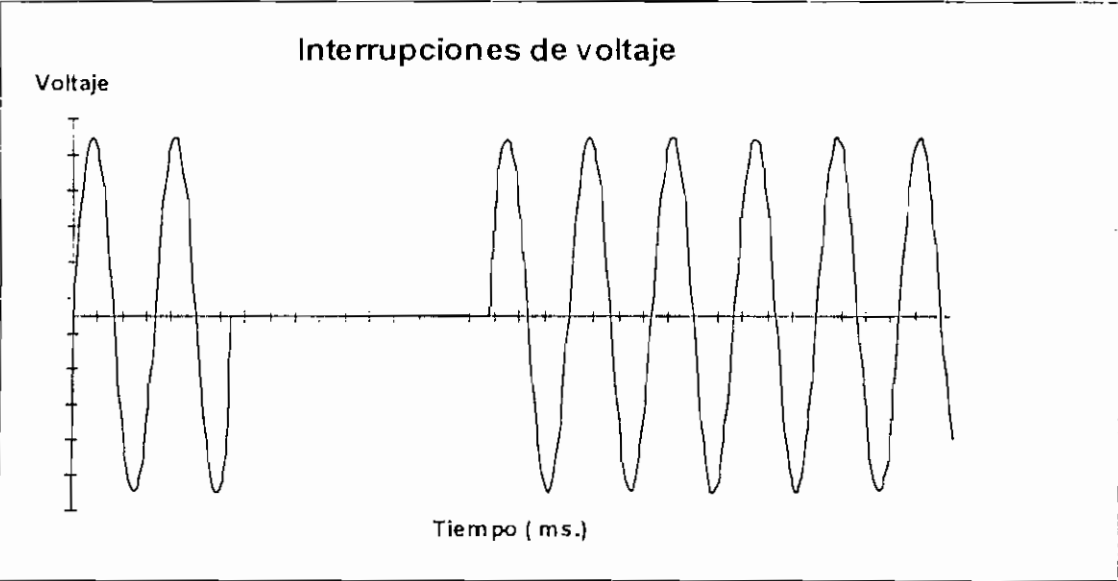
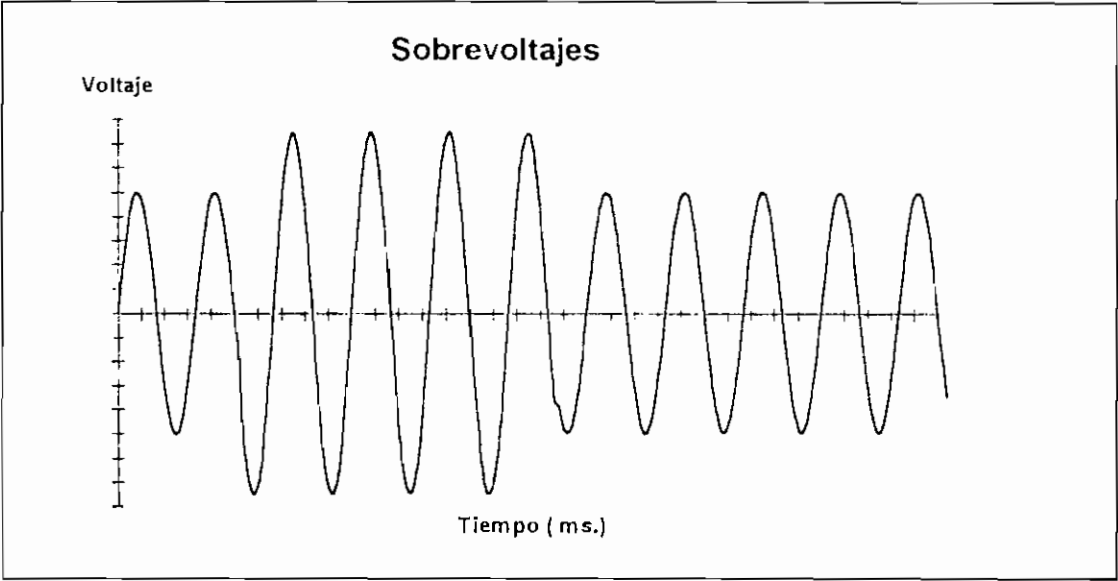
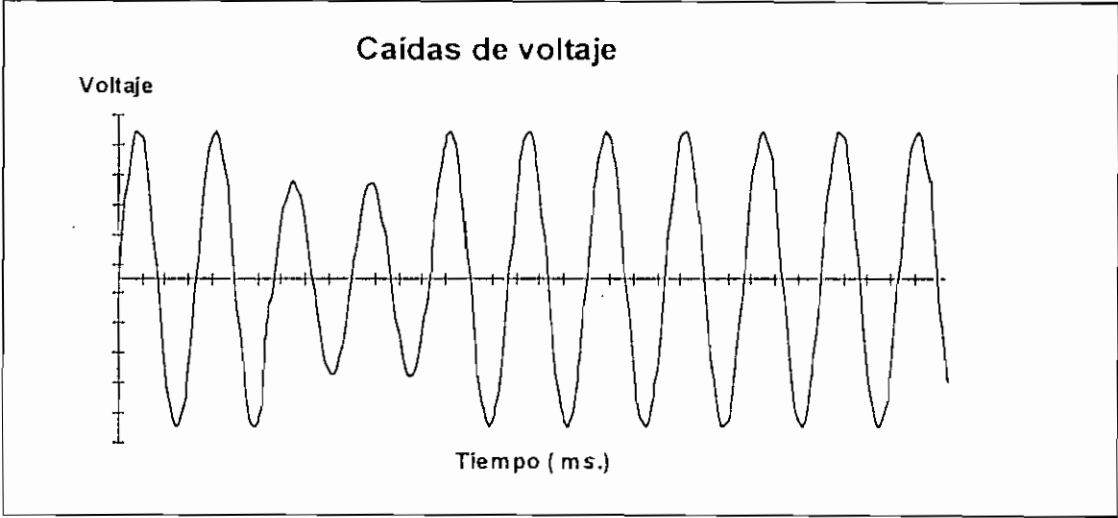
Para analizar los problemas de calidad de servicio eléctrico usando mediciones , es importante poder correlacionar las características con las posibles causas del disturbio .

Se requiere de un conocimiento de las características las cuales son típicas para los diferentes tipos de disturbios . Las formas de onda mostradas en figura 5.6 y la información presentada en esta tesis , están diseñados para proporcionar aspectos de fondo que se necesitan para interpretar las diferentes variaciones de calidad de servicio eléctrico .

Una vez que la causa del disturbio es entendido , el impacto en los equipos y las posibles soluciones pueden ser determinadas .

5.3.7 IDENTIFICACION DE LA FUENTE DE UN DISTURBIO

El primer paso en la identificación de la fuente de un disturbio es correlacionar la forma de onda del disturbio con las posibles causas , como se indicó anteriormente . Una vez que la categoría del problema para la causa respectiva ha sido determinada (por ejemplo : conmutación de carga , conmutación de capacitores , condiciones de falla distantes , operación de reconectores , etc.) , la identificación de la fuente del disturbio llega ha ser más directa . Las siguientes guías generales pueden ser usadas :



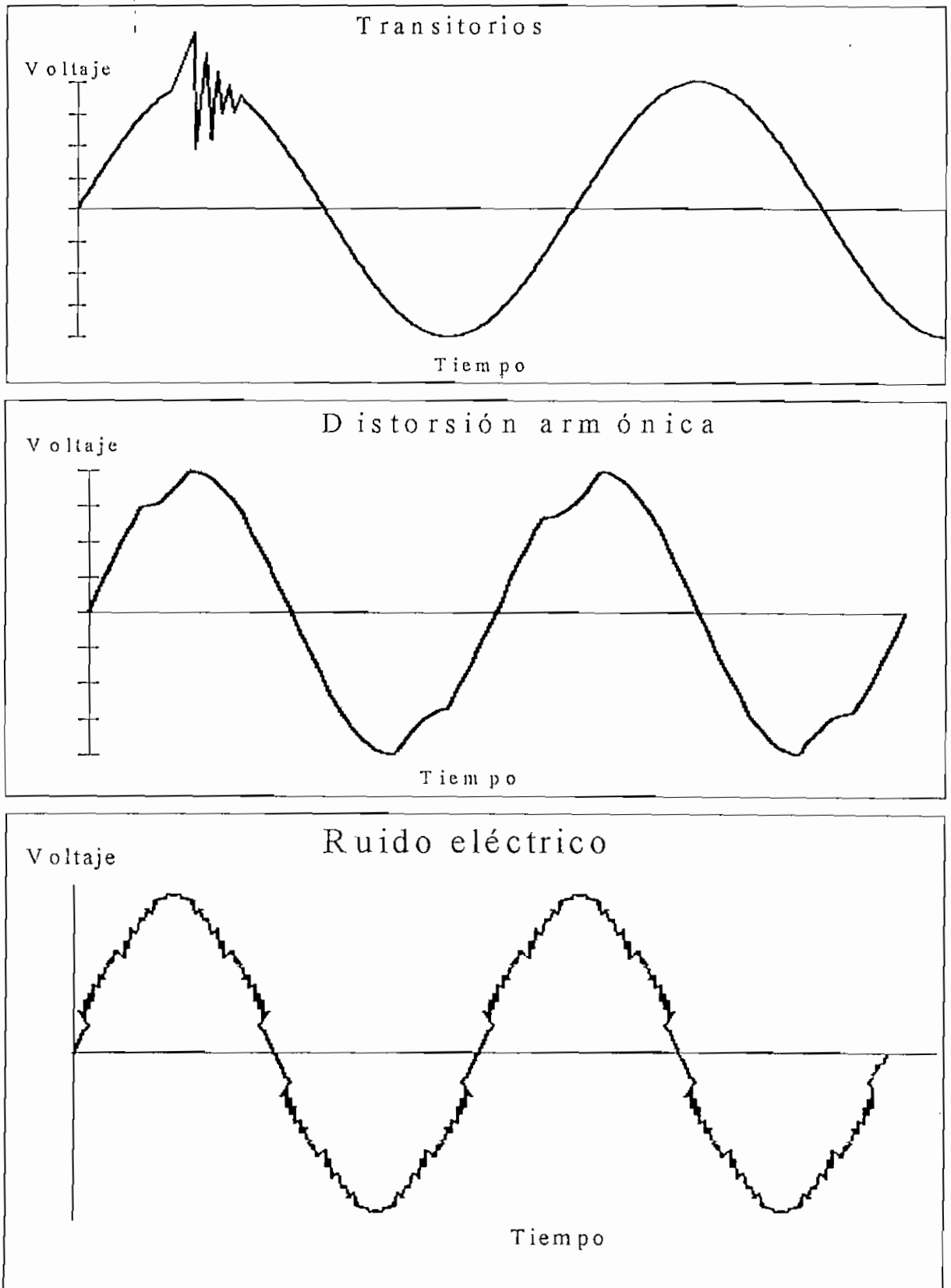


Figura 5.6 Formas de onda de los más típicos disturbios en sistemas de poder.

- Las variaciones de voltaje a altas frecuencias pueden estar limitadas a localizaciones cerca de la fuente de disturbios . Para bajo voltaje (600 V e inferiores) las instalaciones eléctricas a menudo amortiguan las componentes de alta frecuencia muy rápidamente debido a la resonancia del circuito de modo que estas componentes de frecuencias solamente aparecen cuando el monitor es localizado cerca de la fuente de los disturbios .
- Las interrupciones de energía producidas cerca al lugar de monitoreo causan un muy abrupto cambio en el voltaje . Las interrupciones de energía distantes a la localización del equipo de monitoreo dan como resultado un declive del voltaje debido a almacenamientos de energía en equipos de rotación y capacitores .
- Los superiores niveles de armónicos de distorsión de voltaje pueden ocurrir cerca de los capacitores que están causando problemas de resonancia . En este caso , una simple frecuencia usualmente domina el espectro de los armónicos de voltaje.

5.4 EQUIPOS DE MEDIDA PARA DETERMINAR LA CALIDAD DE ENERGÍA.

Los problemas de calidad de energía eléctrica abarcan un amplio rango de disturbios y condiciones en el sistema . Ellos incluyen desde los muy rápidos sobrevoltajes en los transitorios (en el orden de microsegundos) a prolongados tiempos de duración de los disturbios (horas o días) . Los problemas de calidad de servicio eléctrico también incluyen fenómenos en estado estable tales como la distorsión armónica , y fenómenos intermitentes , tales como fluctuaciones de voltaje . Esta amplia variedad de condiciones de la cual está formada la calidad de servicio eléctrico ha provocado la evolución de procedimientos y normas de medición y el desarrollo de equipo muy sofisticado .

5.4.1 TIPOS DE INSTRUMENTOS DE MEDICION

Aunque los instrumentos han sido desarrollados para medir una amplia variedad de disturbios, una variedad de diferentes instrumentos son generalmente necesarios, dependiendo del fenómeno a ser investigado. Existen categorías básicas de instrumentos los cuales pueden ser aplicados y que se detallan a continuación:

- Multímetros
- Osciloscopios
- Analizadores de disturbios
- Analizador de espectros de armónicos
- Analizador combinado de armónicos y disturbios
- Monitores de energía
- Medidores de Fluctuaciones

Más adelante se discutirá la aplicación y limitaciones de estos diferentes aparatos. Además estos instrumentos, miden las señales en estado estable o disturbios en el sistema de potencia directamente, otros instrumentos pueden ser usados para ayudar a resolver problemas de calidad de energía mediante la medición de las condiciones ambientales tales como:

- Medidores infrarrojos pueden ser valiosos para detectar pérdidas en las conexiones y sobrecalentamientos en los conductores. Un procedimiento anual de control del sistema en este sentido puede ayudar a prevenir problemas de calidad de potencia debidos a arcos, malas conexiones, y sobrecarga en los conductores.
- Los problemas de ruido relacionados a radiación electromagnética pueden requerir mediciones del campo de fuerza en la vecindad del equipo afectado. Medidores magnéticos de gauss son usados para medir la fuerza del campo magnético producido por acoplamiento inductivo. Medidores del campo eléctrico pueden

establecer la fuerza del campo eléctrico para intereses de acoplamiento electrostático .

- Medidores de electricidad estática son aparatos de especial propósito para medir electricidad estática en la vecindad de equipo sensible . Las descargas eléctricas pueden ser una importante causa de problemas de calidad de potencia eléctrica en algunos tipos de equipo electrónico .

Indiferentemente del tipo de instrumento que se necesita para particulares pruebas , un número importante de factores podrían ser considerados cuando se selecciona un instrumento de medición . Algunos de los más importantes factores incluyen :

- Número de canales (voltaje y/o corriente)
- Especificaciones de temperatura del instrumento
- Severidad del instrumento -
- Rango del voltaje de entrada
- Requerimientos de energía
- Capacidad para medir los voltaje trifásicos
- Aislamiento de entrada
- Capacidad para medir corrientes
- Alojamiento del instrumento (facilidad de transportación y ubicación en el campo)
- Facilidad de empleo (uso de interfaces , capacidad de graficar , etc.)
- Documentación y manuales
- Capacidad de comunicación (módem , interfase con red de trabajo)
- Análisis de software

La flexibilidad (capacidad para abarcar un amplio rango de posibilidades de medición) de los instrumentos es también importante . Las varias funciones que

pueden ser ejecutadas con un único instrumento , facilita la utilización de menos instrumentos requeridos .

5.4.2 MULTIMETROS

Los multímetros son necesarios para hacer rápidos chequeos de los niveles de voltaje y/o de corriente dentro de una instalación eléctrica . Pueden ser detectados de esta manera : sobrecarga de circuitos , problemas de bajo y sobrevoltaje , y desbalances entre circuitos. Los multímetros pueden ser utilizados para realizar pruebas de integridad del alambrado. Estas mediciones solamente requieren de un simple multímetro . Las mediciones que se ejecutan con multímetros incluyen :

- Voltaje fase - tierra
- Voltaje fase - neutro
- Voltaje tierra - neutro
- Voltaje fase - fase (sistema trifásico)
- Corrientes de fase
- Corrientes en el neutro.

El más importante factor para considerar cuando se selecciona y usa un multímetro es el método de cálculo empleado para realizar las mediciones . Todos los medidores comúnmente usados están calibrados para dar una indicación del valor rms de la señal de medida . En todo caso , una gran variedad de métodos diferentes son usados para calcular el valor rms . Los métodos más comunes son tres :

1. *Método pico* .- El medidor lee el valor pico de la señal y divide el resultado para 1.41421 (raíz cuadrada de 2) para obtener el valor rms . Se asume que la señal es sinusoidal .

2. *Método promedio* .- El medidor determina el valor del promedio de una señal rectificadas . Para una limpia señal sinusoidal (la señal contiene únicamente una frecuencia , la fundamental) , este valor promedio es dado al valor rms por una constante , $k = 1.1$. Este valor k se usa para escalar todas las medidas de formas de onda .

3. *El verdadero rms* .- El valor rms de una señal es una medida del calentamiento el cual se produce si el voltaje está aplicado a través de una carga resistiva . Un método actual para detectar el verdadero valor rms es usando detectores térmicos para medir un valor del calentamiento . Medidores digitales más modernos usan un cálculo digital para encontrar el verdadero valor rms y obteniendo resultados altamente confiables.

Estos métodos diferentes dan el mismo resultado para una señal sinusoidal pura , pero puede dar significativamente diferentes respuestas para señales distorsionadas . Esto es muy importante porque niveles de distorsión significantes son del todo común , especialmente para la fase y corrientes neutrales dentro de las instalaciones .

5.4.3 OSCILOSCOPIOS

Un osciloscopio es muy utilizado cuando se ejecuta una prueba en tiempo real . Estos aparatos presentan las formas de onda de voltaje y de corriente , las cuales pueden proporcionar bastante información sobre lo que está sucediendo en el sistema , igualmente sin la ejecución detallada de análisis de armónico nos presenta las formas de onda de los circuitos . Se puede tener las magnitudes del voltaje y corrientes , buscar distorsiones obvias , y detectar algunas variaciones mayores en las señales . Hay numerosos modelos de osciloscopios de los cuales se pueden escoger de acuerdo a las necesidades . Un osciloscopio digital con almacenamiento de datos es muy importante y apreciado porque la forma de onda puede ser grabada y analizada . Los osciloscopios en esta categoría a menudo tiene capacidad de análisis de forma de

onda (cálculo de energía ,análisis de espectros) . También adicionalmente los osciloscopios digitales pueden usualmente disponer de facilidades para realizar comunicaciones para que los datos de las formas de onda pueden ser trasladados a un computador para un análisis adicional con un software adecuado .

5.4.4 ANALIZADORES DE DISTURBIOS .

Los analizadores de disturbios y monitores de disturbios forman una categoría de instrumentos los cuales han sido desarrollados específicamente para mediciones de la calidad de servicio eléctrico . Ellos típicamente pueden medir una amplia variedad de disturbios del sistema desde transitorios de voltaje de muy corta duración a los de larga duración o bajos voltajes . Las características de los parámetros de inicio pueden ser colocadas en el equipo y los instrumentos pueden quedar programados para registrar los disturbios sobre un período de tiempo sin requerir la presencia de personal para su desempeño . La información es más comúnmente registrada en una cinta de resumen , pero muchos aparatos tienen la facilidad para registrar los datos en un disco magnético .

Hay básicamente 2 categorías de estos aparatos :

1.- Analizadores convencionales .- Que resumen eventos con información específica tales como magnitudes y duración de caídas y elevaciones de voltaje , magnitud y duración de transitorios .

2.- Analizadores gráficos.- Que graban e imprimen la actual forma de onda con información descriptiva que podría estar generada por uno de los analizadores convencionales .

Es a menudo difícil determinar las características de un disturbio o un transitorio desde los resúmenes de información disponible de analizadores de disturbios convencionales . Por ejemplo , un transitorio oscilatorio no puede ser descrito por un pico y una duración . Por consiguiente , es casi indispensable tener la

capacidad y facultad para capturar la forma de onda en una base gráfica de un analizador de disturbio para los análisis detallados de un problema de calidad de servicio eléctrico . En todo caso , un simple monitor de disturbio convencional puede ser indispensable para chequeos iniciales en la localización de un problema .

5.4.5 ANALIZADORES DE ESPECTROS Y ANALIZADORES DE ARMÓNICOS .

Actualmente muchos instrumentos y equipos de monitoreo que son instalados en las líneas eléctricas tienen la capacidad para mostrar las formas de onda y ejecutar cálculos por medio de la transformada rápida de Fourier. Las capacidades de estos instrumentos varían ampliamente y el usuario debe ser cuidadoso para que la exactitud y obtención de información sea adecuada para la investigación . A continuación se presenta algunos requerimientos básicos para el equipo de monitoreo para investigar y desarrollar las mediciones de problemas de armónicos:

- Capacidad para medir voltajes y corrientes simultáneamente , para que la información del flujo de poder armónico pueda ser obtenido.
- Capacidad para medir magnitud y ángulo de fase de individuales componentes armónicas (que también son requeridos para cálculos en el flujo de potencia).
- Sincronización y una alta velocidad para tomar las muestras y realizar mediciones exactas de las componentes armónicas por lo menos hasta el 37mo. armónico (este requerimiento es una combinación de una alta velocidad para tomar las muestras y está basado en un intervalo para tomar las muestras en los 60 Hz de la fundamental) .
- Capacidad para representar la estadística natural de los niveles de distorsión armónico (cambios de niveles de armónicos con cambios de las condiciones de carga y cambios de las condiciones de sistemas) .

La distorsión armónica es un fenómeno continuo y pueden estar representada por los espectros de frecuencia de los voltajes y corrientes en un instante dado . En todo caso , para una representación más apropiada , se deben hacer mediciones sobre un período de tiempo más amplio y se debe determinar las características de las estadísticas de los componentes armónicos y la total distorsión .

5.4.6 COMBINACIÓN DE ANALIZADORES DE DISTURBIOS Y ARMÓNICOS

Los más recientes instrumentos combinan las limitadas tomas de muestras de armónicos y funciones de monitoreo de energía con completos equipos provistos de funciones de monitoreos de disturbios para un completo análisis de las variaciones eléctricas.

Los resultados se presentan gráficamente y los datos son reunidos en una memoria magnética o trasladados remotamente mediante líneas de teléfono a una central de base de datos . Con lo cual , los análisis estadísticos pueden ser ejecutados con los datos obtenidos . La información es también disponibles para utilizarla en otros programas tales como hojas de cálculo y otros procesadores gráficos de acuerdo a los requerimientos del usuario .

5.4.7 MEDIDORES DE FLUCTUACIONES

La fluctuación de voltaje es un término que se usa para pequeños pero rápidos cambios en el suministro de voltaje . Este término es usado porque el efecto de estas variaciones (típicamente en el rango de 1 a 30 Hz.) es observado por el ojo humano en lámparas electrónicas como una fluctuación . Los hornos de arco son la mayor causa de las fluctuaciones de voltaje , pero otras cargas tales como trituradores de rocas con características variables pueden también causar problemas similares .

Cuando se mide una fluctuación , un instrumento debe medir el valor rms del disturbio de voltaje , o el voltaje sobre los 60 Hz . Esto se obtiene por una demodulación del voltaje sobre el portador a 60 Hz. . Esto es también importante para calcular la frecuencia dominante en la fluctuación de la señal desde diferentes

frecuencias que son distinguidas diferentemente por el ojo humano. Un gran número de empresas eléctricas han establecido sus propios medidores de fluctuaciones basados en circuitos analógicos, y actualmente existen disponibles medidores de fluctuaciones comerciales. Algunos son medidores autosuficientes mientras otros son basados en computadoras.

5.4.8 TRANSDUCTORES REQUERIDOS

Para monitoriar la calidad de servicio eléctrico en sistemas de potencia a menudo se requiere de transductores para obtener voltajes y niveles de corriente aceptables para los equipos de medición. Para el monitoreo del voltaje en un sistema secundario se puede realizar usualmente conexiones directas pero incluso en estas localizaciones se requieren transformadores de corriente (TCs) para la señal de corriente. Muchos instrumentos para el monitoreo la calidad de servicio eléctrico son diseñados para entradas de voltaje de hasta los 600 V rms y entradas de corriente de hasta los 5 A rms. Los transductores de voltaje y corriente pueden ser seleccionados para proporcionar estos niveles en las señales. Dos importantes consideraciones deben ser tomadas en la selección de los transductores:

1. *Niveles de señal*. Los niveles de señal pueden usar toda la escala del instrumento sin distorsionar o recortar la señal deseada.
2. *Respuesta de frecuencia*. Esto es de particular importancia para transitorios y monitoreos de distorsión armónica, donde las señales de alta frecuencia son particularmente importantes.

5.4.9 RESUMEN DE TRANSDUCTORES RECOMENDADOS

La tabla 5.3 describe las diferentes ubicaciones de monitoreo y los diferentes tipos de transductores que son adecuados para monitorear en estas localizaciones.

La tabla 5.4 describe los diferentes fenómenos de calidad de potencia y los apropiados transductores para medir dependiendo del tipo de problema. Las tablas 5.3 y 5.4 pueden ser usadas en conjunto para determinar el mejor transductor para una aplicación dada.

5.5 RESUMEN DE LAS CAPACIDADES DE LOS EQUIPOS.

La figura 5.7 resume las características de los instrumentos de medida, previamente descritos, relacionándolos con las varias categorías de problemas de calidad de potencia.

Localización	Transductor de voltaje	Transformador de corriente
Subestación	- TVs de medición - Divisor de especial propósito capacitivos o resistivos - Calibración de tomas	TCs de medición TCs para reles de transmisión
En lo alto de las líneas	- TVs de medición	TCs de medición
Localizaciones subterráneas	- TVs de medición - Transformador montado en plataforma - Divisor de especial propósito	TCs de medición
Sitios secundarios - Entradas de servicio - En instalaciones	- Conexión directa - Conexión directa	TCs de medición TCs instalados con bornes TCs instalados con bornes

Tabla 5.3 Opciones de los transductores de voltaje (TV) y transformadores de corriente (TC)

Problema	TVs *	TCs
Variaciones de voltaje	De medición normal	De medición normal
Niveles de armónicos	De medición normal	Tipo ventana
Transitorios de baja frecuencia (conmutaciones)	De medición normal con codo de saturación en un punto alto	Tipo ventana
Transitorios de alta frecuencia (rayos)	Divisores capacitivos o resistivos	Tipo ventana

TVs * son usualmente no requeridos en localizaciones debajo de los 600V rms nominales

Tabla 5.4 Requisitos para los TVs y en los TCs .

	Problemas de cableado	Impulsos y transitorios	Variaciones de voltaje	Interrupciones	Armónicos	Fluctuaciones	Ruido	Descargas electrostáticas
Multímetros	■		■					
Osciloscopios		■	■					
Analizador de disturbios		■	■	■			■	
Analizador de armónicos					■			
Medidor de fluctuaciones						■		
Detectores infrarrojos	■							
Medidor gauss							■	
Medidor de fuerza de campo								■
Medidor estático								■

Figura 5.7 Capacidades de los equipos de medida frente a los problemas de calidad de potencia .

EJEMPLO DE APLICACION DE MONITOREO

6.1 INTRODUCCION

El Distrito Metropolitano de la Ciudad de Quito ante el déficit de transporte público construyó el sistema denominado trolebús. Este sistema de transportación utiliza energía eléctrica puesto que los motores de las unidades de transporte son eléctricos. Además el trolebús dispone de un complejo sistema de convertidores AC/DC e inversores DC/AC lo cual significa que es una carga no lineal y por lo tanto una posible fuente de armónicos de voltaje y de corriente. Esta nueva carga no lineal que entró en funcionamiento desde abril de 1996 ha provocado en la Empresa Eléctrica Quito S.A. un interés por conocer el contenido armónico del sistema que podrían afectar a mediano y a largo plazo a los elementos que forman parte de las subestaciones de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A. de las cuales se alimentan las subestaciones de tracción del trolebús. Por esta razón se ha considerado como un buen ejemplo de monitoreo la carga producida por el trolebús a fin de analizar todas las variables y parámetros que inciden en la calidad de servicio eléctrico.

6.2 BREVE DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA TROLEBÚS DE LA CIUDAD DE QUITO

El sistema trolebús de la ciudad de Quito se encuentra abastecido eléctricamente por alimentadores primarios exclusivos que salen directamente de las subestaciones de la E.E.Q.S.A. y llegan a las subestaciones de tracción del trolebús. En la tabla 6.1 se indica el nombre de las ocho subestaciones de tracción con sus respectivos alimentadores.

Subestaciones de tracción pertenecientes al trolebús	Subestaciones de la E.E.Q.S.A. de las cuales se alimentan	Nivel de voltaje
Sur	4	6.3 kV
Villaflores	4	6.3 kV
Cumandá	6	6.3 kV
San Blas	8	6.3 kV
El Ejido	Pérez Guerrero	6.3 kV
Mariana de Jesús	Carolina	6.3 kV
Naciones Unidas	13	6.3 kV
Norte	16	6.3 kV

Tabla 6.1 Subestaciones de tracción del trolebús.

El voltaje que recibe de la E.E.Q.S.A. es de 6.3 kV los cuales entran a un transformador Y/Δ con relación 6.300 / 596 V y 2.000 kVA de potencia, para luego pasar por un rectificador de voltaje mediante un convertidor AC/DC de 12 pulsos a un nivel de 750 V DC que circulan por la red del trolebús. Este voltaje continuo alimenta a las unidades del trolebús mediante una red que forma un anillo, que luego en el interior de la unidad de transporte, un inversor DC/AC convierte el voltaje DC en alterno para proporcionar energía a un motor de inducción tipo jaula de ardilla. La figura 6.1 muestra un diagrama de este sistema. En la tabla 6.2 se presentan las características técnicas del motor eléctrico de inducción que posee cada unidad de transporte del trolebús.

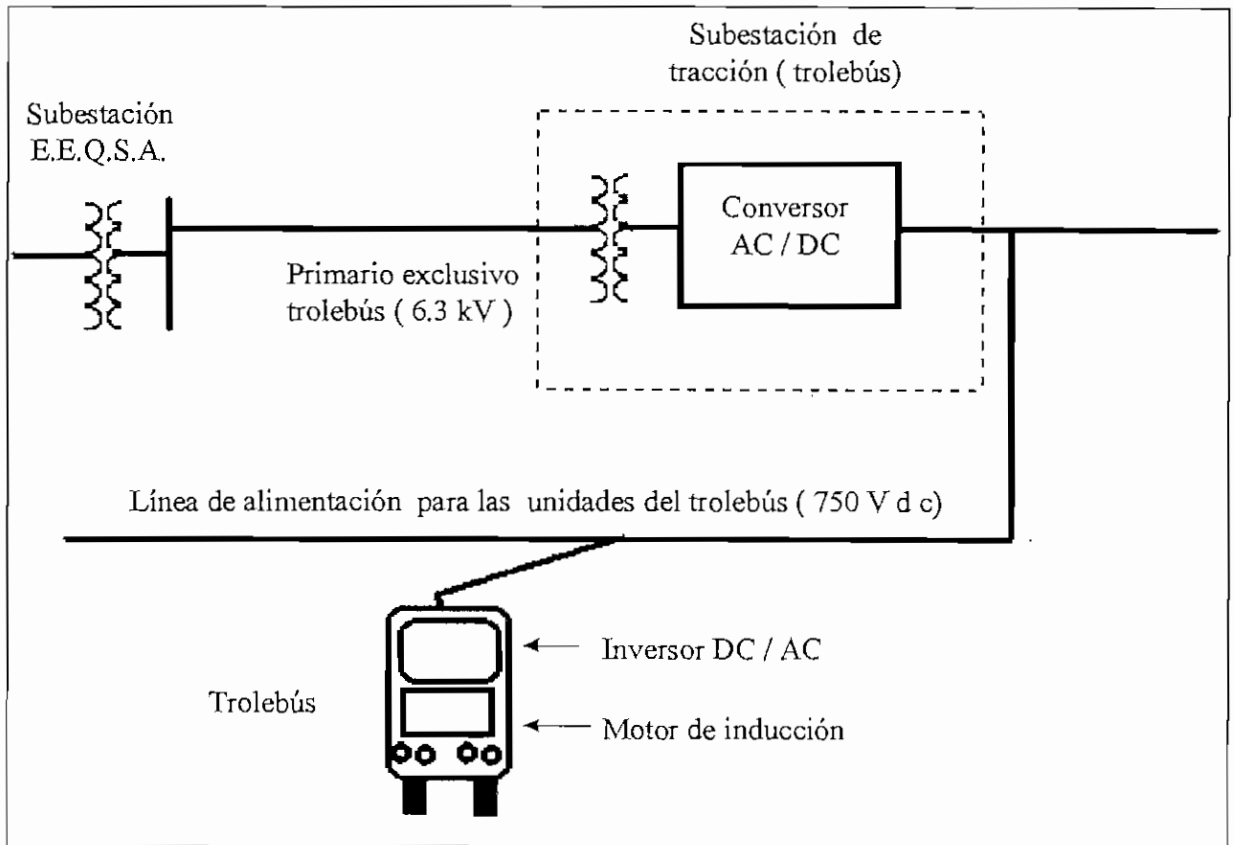


Figura 6.1 Diagrama del sistema trolebús.

Magnitud	Unidad	Punto típico	Permanente	Máximo
Tensión	A	460	570	570
Corriente	V	418	274	196
Potencia	kW	273	230	160
Par	Nm	1630	1062	360
Revoluciones	r.p.m.	1597	2067	4239
Factor de potencia		0.91	0.91	0.91
Frecuencia	Hz	55	70	143
Datos constructivos :				
Tipo :	Motor de inducción trifásico jaula de ardilla			
Nº de polos :	4			
Nº de ranuras en el estator :	60			
Nº de ranuras en el rotor :	48			
Bobinado :	Devanado de doble capa			

Tabla 6.2 Características técnicas del motor del trolebús.

Datos estadísticos de demanda de pasajeros		
	Hora	N° de pasajeros
En la mañana	07h00 a 08h00	12.954
En el medio día	12h10 a 13h10	16.25
En la tarde	17h50 a 18h50	13.957
Demanda diaria promedio :		160.000 pasajeros

Tabla 6.3 Datos estadísticos de demanda de pasajeros

Este sistema de transportación pública entra en funcionamiento a partir de 05h00 hasta las 24h00 de cada día . Actualmente están en servicio 39 paradas para los usuarios y diariamente circulan 50 de los 54 trolebuses que existen y los fines de semana trabajan 48 unidades .Según datos estadísticos de la Unidad de Operaciones del Sistema Trolebús (UOST) en el primer trimestre de 1997 la demanda se estabilizó a 160.000 pasajeros por día , y las horas picos se detallan en la tabla 6.3 .

6.3 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE MEDICIÓN (POWER LOGIC)

Para realizar el minitoreo de los primarios de las subestaciones que alimentan el sistema trolebús de la ciudad de Quito se utilizó un moderno aparato de medición denominado POWERLOGIC CM - 2350 de SQUARE D .

El Powerlogic es un monitor de circuitos multifunción , que posee instrumentación digital para la adquisición de datos y pertenece al grupo de aparatos diseñados para analizar y realizar el minitoreo de carga . Además tiene la capacidad para capturar formas de ondas de los disturbios y analizar armónicos . El Powerlogic posee las siguientes características :

- Medición del verdadero rms (hasta el 31vo. armónico) .
- Acepta transformadores de entrada normalizados de corriente y voltaje .
- Alta exactitud de medición en voltajes y corrientes (Clase de exactitud 0.2 %) .
- Visualización en pantalla de más de 50 valores de medida

- Despliegue de máximos y mínimos para datos medidos.
- Fácil panel de control.
- Captura de formas de onda (de 4 y 12 ciclos)
- Alta velocidad de disparo de 12 ciclos para capturar eventos
- Programable
- Interface de comunicaciones óptico para conectarse con computadoras .

La tabla 6.4 muestra un resumen de la instrumentación que posee el Powerlogic y la tabla 6.5 muestra las especificaciones técnicas de medición del aparato .

<p>LECTURAS EN TIEMPO REAL :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Corrientes (por fase , neutro , tierra , 3 ϕ) • Voltaje (Línea - Línea , Línea - Neutro) • Potencia real (por fase , 3 ϕ) • Potencia reactiva (por fase , 3 ϕ) • Potencia aparente (por fase , 3 ϕ) • Factor de potencia (por fase , 3 ϕ) • Frecuencia • THD de corriente y voltaje (hasta el 31 armónico) • Temperatura (interna) • Factor k (por fase) <p>LECTURAS DE DEMANDA :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Demanda de corriente (por fase , pico) • Promedio del factor de potencia (3 ϕ total) • Demanda de potencia real (3 ϕ total) • Demanda de potencia reactiva (3 ϕ total) • Demanda de potencia aparente (3 ϕ total) • Predicción de la demanda 	<p>LECTURAS DE ENERGÍA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energía acumulada , real • Energía acumulada , reactiva • Energía acumulada , aparente • Lectura bidireccional <p>VALORES PARA EL ANALISIS DE POTENCIA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Factor de cresta (por fase) • Factor K de demanda (por fase) • Desplazamiento del factor de potencia (3 ϕ y por fase) . • Voltaje fundamental (por fase) • Corriente fundamental (por fase) • Desbalance (corriente y voltaje) • Rotación de fase <p>3 ϕ = sistema trifásico</p>
---	---

Tabla 6.4 Resumen de instrumentación del Powerlogic .

Especificaciones de medición	
Corrientes de entrada (para cada canal)	
Rango de corriente	0 - 7.0 A ca
Corriente nominal	5 A ca
Voltajes de entrada (para cada canal)	
Rango de voltaje	0 - 180 V ca
Voltaje nominal (típico)	120 V ca
Rango de frecuencia (50/60Hz)	23 - 65 Hz
Respuesta de armónicos de Voltaje y corriente	hasta la 31 armónico
Exactitud (en porcentaje)	
Corriente	+/- 0.20%
Voltaje	+/- 0.20%
Potencia	+/- 0.40%
Energía	+/- 0.40%
Demanda	+/- 0.40%
Factor de potencia	+/- 0.005%
Frecuencia 50/60 Hz	+/- 0.01%

Tabla 6.5 Especificaciones de medición del Powerlogic.

Cabe anotar que Square D es el pionero en el concepto de captación de formas de onda con una técnica de alta velocidad para tomar 64 muestras para formar un ciclo en la forma de onda de todas las corrientes y voltajes simultáneamente. Las formas de onda capturadas pueden ser de 4 o 12 ciclos y son almacenados en la memoria del Powerlogic o en memorias magnéticas para ser analizados y visualizados mediante la aplicación de un software. El Powerlogic dispone de un software denominado PSW 101 que trabaja bajo un sistema operativo DOS y de un sistema llamado SMS 121 para ambientes Windows (ver figura 6.2). Estos softwares permiten programar el Powerlogic para colocar las condiciones iniciales de medición tales como : los parámetros a ser medidos , el número de mediciones , el intervalo de tiempo entre medición , captación de formas de onda , tipos de conexión , etc.) . Además permite analizar los datos obtenidos , encontrando valores promedios , máximos y mínimos , visualización de datos registrados y formas de ondas capturadas , descomposición espectral para el análisis de armónicos , etc.) . Esto facilita en gran manera el trabajo , pues una vez colocadas las condiciones iniciales de medida , no se requiere de un operador para que el Powerlogic realice las mediciones , puesto que todos los registros se almacenan en la memoria del aparato y únicamente al final de un período de monitoreo (que puede

ser muy extenso) se requiere de un operador para obtener y trasladar los datos de la memoria a un computador mediante un interfase óptico .

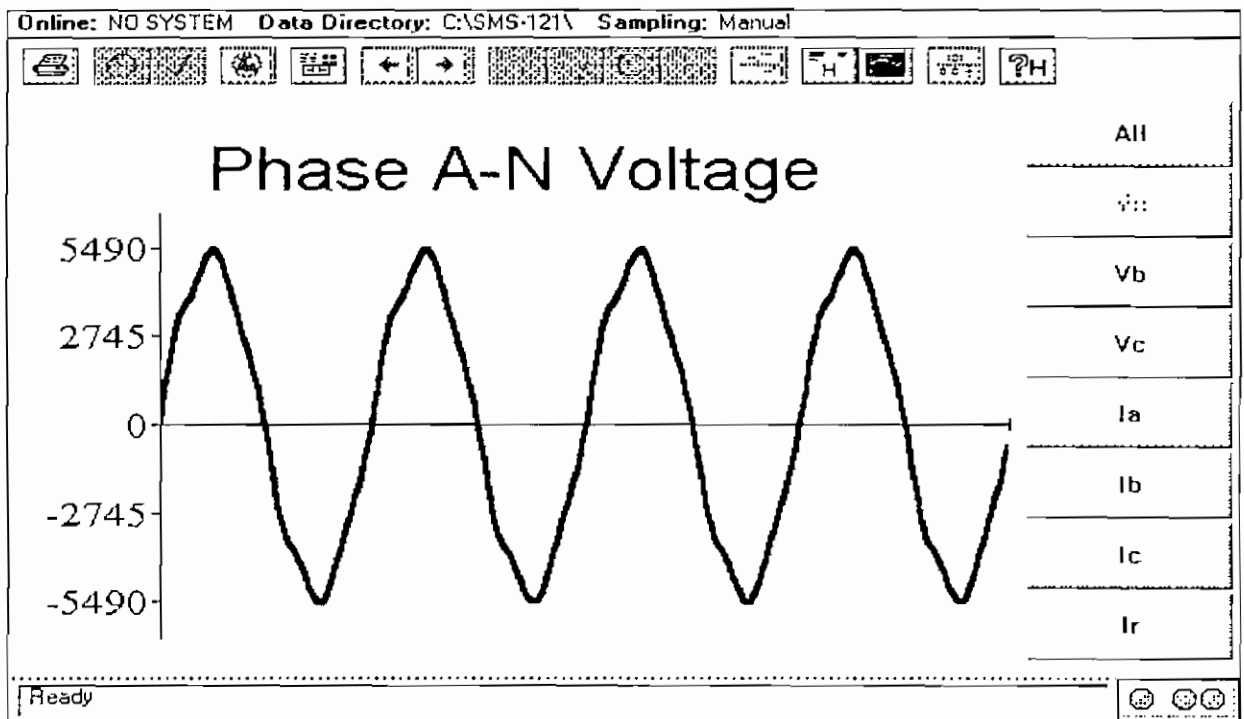


Figura 6.2 Pantalla principal del SMS 101 para ambientes Windows.

6.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES MONITOREADAS

Para realizar el monitoreo de los parámetros de calidad de servicio eléctrico en los primarios que abastecen al sistema trolebús , se escogieron las dos subestaciones más representativas (N° 4 y Pérez Guerrero) de las siete que proporciona la E.E.Q.S.A. para abastecer a las ocho subestaciones de tracción del trolebús (ver tabla 6.1) .

La subestación N° 4 como se muestra en la figura 6.3 posee cinco primarios (A,B,C,D,E) que son residenciales y uno exclusivo para el trolebús el cual abastece a las subestaciones de tracción Sur y Villa Flora . Además la subestación posee un banco de capacitores fijo de 3 MVAR .

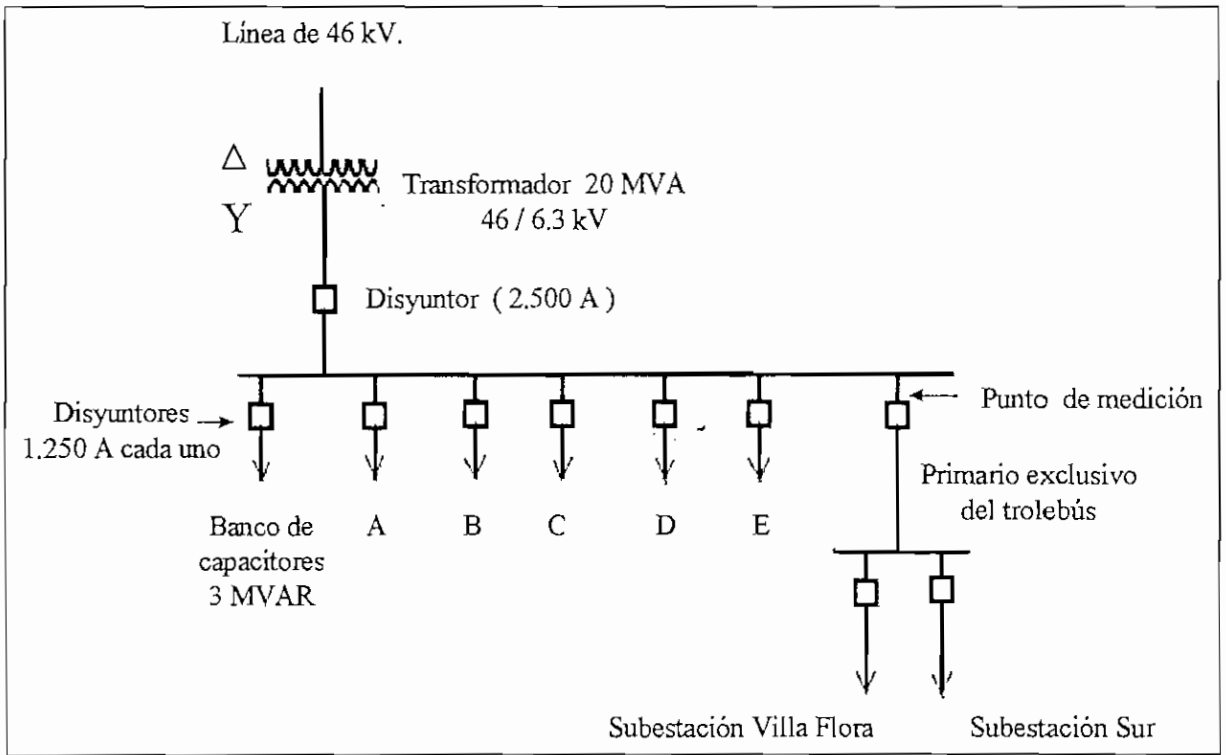


Figura 6.3 Diagrama unifilar de la subestación N° 4 de la E.E.Q.S.A.

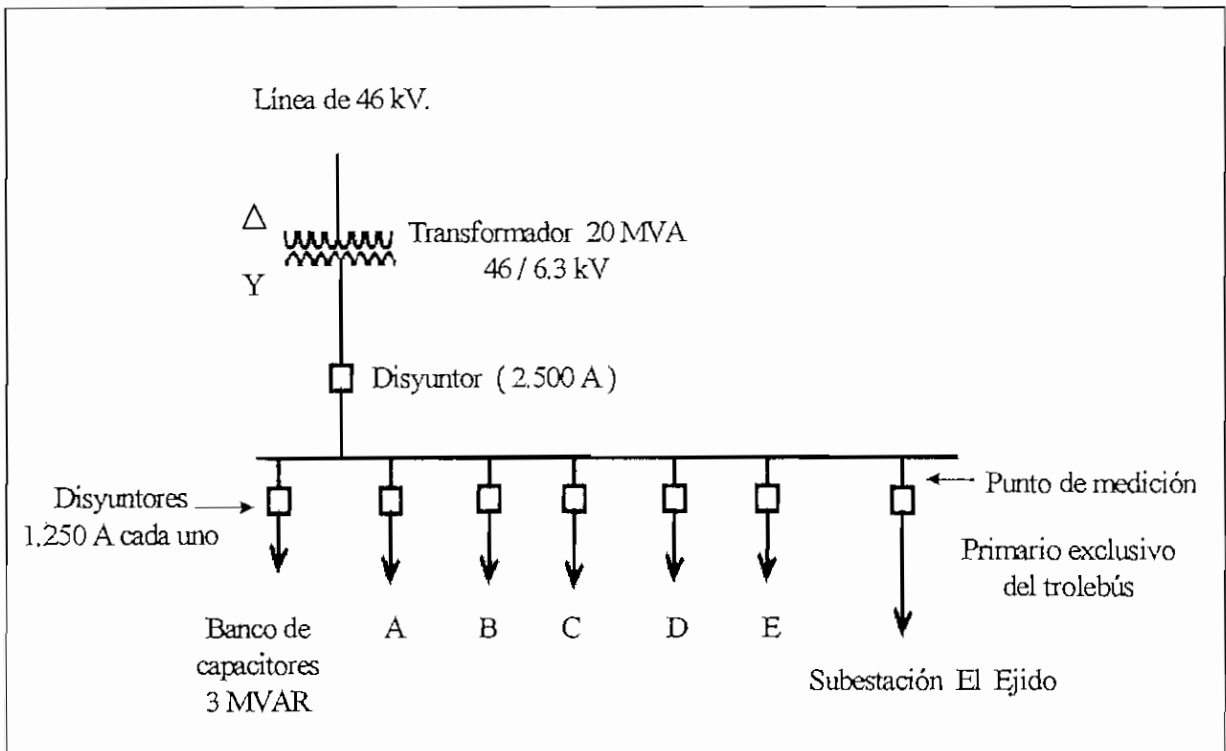


Figura 6.4 Diagrama unifilar de la subestación Pérez Guerrero de las E.E.Q.S.A.

La subestación Pérez Guerrero como se puede observar en la figura 6.4 posee cinco primarios (A ,B,C,D,E) que abastecen a cargas residencial - comercial , y un primario exclusivo para la subestación de tracción El Ejido perteneciente al trolebús . Esta subestación posee un banco de capacitores de 3 MVAR con conmutación automática .

Los monitoreos para las dos subestaciones se realizaron en los puntos de medición como se muestran en las figuras 6.3 y 6.4 es decir en los primarios de las subestaciones que alimentan al trolebús . Para la instalación del equipo (Powerlogic) se utilizó los transformadores de potencial (relación 7.200 / 120 V) y de corriente (relación 300 / 5 A) que las subestaciones disponen para los equipos de protección y de medición .

6.5 DATOS Y FORMAS DE ONDA OBTENIDOS EN LA SUBESTACIÓN No .4

En la Subestación No. 4 se realizó el monitoreo y la captura de formas de onda desde el martes 22 de julio hasta el lunes 28 de julio en el primario que alimenta al sistema trolebús .

Fundamental	Valor rms de la componente de la magnitud a frecuencia fundamental (60 Hz) .
RMS	Magnitud rms . La magnitud de la forma de onda , incluyendo los efectos de la fundamental y componentes armónicas .
RMS - H	Magnitud rms de las componentes armónicas de la forma de onda .
PICO	El mayor valor de la forma de onda alcanzado en la muestra .
CF	Factor de cresta .La magnitud pico de la forma de onda dividido para el valor rms de la forma de onda .
ASUM	La suma aritmética de las magnitudes de la fundamental y de los armónicos individuales .
THD	Distorsión armónica total .

Tabla 6.6 Nomenclatura de las características de la forma de onda .

Cabe a notar que el banco de capacitores de la subestación es fijo y permaneció conectado durante este período de monitoreo debido a que la subestación presentaba problemas de caída de voltaje, y por lo tanto no fue posible desconectar el banco de capacitores. Debido a la naturaleza de la carga del trolebús, el mayor problema que posiblemente presenta este primario es la distorsión armónica de voltaje y corriente, razón por la cual se pondrá mayor atención y énfasis al análisis de armónicos, por lo cual se procedió a capturar las formas de onda de corriente y voltaje de las tres fases. Estas formas de onda están acompañadas de sus respectivas características que se detallan a continuación en la tabla 6.6. Además se realizó la descomposición espectral de los armónicos tanto de corriente como de voltaje para las tres fases desde la fundamental ($H = 1$) hasta $H = 31$ en magnitud y en porcentaje.

<i>PARÁMETRO</i>	<i>UNIDAD</i>	<i>DESCRIPCION</i>
$V(f-f)$	V	Voltaje fase - fase
$V(f-n)$	V	Voltaje fase - neutro
I	A	Corriente de fase
$THD V$	%	Distorsión armónica total de voltaje
$THD I$	%	Distorsión armónica total de corriente
$P(3f)$	W	Potencia activa trifásica
$Q(3f)$	var	Potencia reactiva trifásica
$S(3f)$	VA	Potencia aparente trifásica
f	Hz	Frecuencia del sistema
$vfp(3f)$		Verdadero factor de potencia trifásico
$dfp(3f)$		Desplazamiento del factor de potencia trifásico
$S(3f)F$	%	Porcentaje de la potencia aparente trifásica a frecuencia fundamental con respecto a $S(3f)$

Tabla 6.7 Nomenclatura utilizada para la presentación de datos de los parámetros de la calidad de servicio eléctrico.

Para una mejor visualización de la descomposición de armónicos se suele también presentar en un gráfico de barras , y debido a que el sistema del trolebús es muy balanceado y a manera de ejemplo , el gráfico de barras se presenta para el voltaje en la fase A (V_a) y de la corriente en la fase A (I_a) . Las formas de onda correspondientes a la Subestación No. 4 se presentan en el Anexo 1A y se encuentran organizadas en forma ascendente con respecto a la corriente .

Además , se realizó un monitoreo cada 15 minutos de los parámetros más importantes que pueden ayudar a determinar la calidad del servicio eléctrico en el alimentador primario del trolebús . Estos datos se presentan en los Anexos 1B y 1C. La nomenclatura utilizada se describe en la tabla 6.7 .

6.6 DATOS Y FORMAS DE ONDA OBTENIDOS EN LA SUBESTACIÓN PÉREZ GUERRERO

Para la Subestación Pérez Guerrero se instaló el equipo de monitoreo en el alimentador primario perteneciente al trolebús para realizar las respectivas mediciones desde el lunes 28 de julio hasta el día jueves 31 de julio .

De igual manera que en la Subestación No. 4 , para la Subestación Pérez Guerrero se realizó varias tomas de muestras de las formas de onda para analizar el contenido armónico en el voltaje y en la corriente para las tres fases , los cuales se muestran en el Anexo 2A que también se encuentran ordenados en orden ascendente con respecto a la corriente . Para este caso , se realizó la descomposición de los armónicos solo para la máxima demanda de corriente , puesto que en esta condición es donde se deben analizar los armónicos . Hay que resaltar que esta subestación tiene un banco de capacitores que dispone de un conmutador automático el mismo se activa cuando las condiciones del sistema lo requieren . Por lo tanto en el Anexo 2A las ocho primeras formas de onda se tomaron cuando el banco de capacitores estaba conectado y desde la forma de onda No. 9 hasta la forma de onda No. 18 el banco de capacitores permaneció desconectado .

También , se realizó el monitoreo de los parámetros más importantes cada 15 minutos , los cuales se detallan en los Anexo 2B y 2C.

6.7 ANALISIS DE LOS PARAMETROS OBTENIDOS MEDIANTE MEDICIONES

A continuación se realizará un análisis de todos los parámetros obtenidos mediante monitoreo en la Subestación No. 4 y en la Subestación Pérez Guerrero . Como anteriormente se manifestó , debido a la naturaleza de la carga del trolebús , lo más probable es que se presenten problemas de distorsión armónica tanto en corriente como en voltaje . Motivo por el cual los análisis estarán más orientados a los armónicos , sin descuidar los demás parámetros que determinan la calidad de servicio eléctrico .

6.7.1 EN LA SUBESTACIÓN No. 4

En el Anexo 1A se encuentran 13 formas de onda ordenadas en forma ascendente con respecto a la corriente debido a que la carga del trolebús es muy variable y por lo tanto la corriente cambia significativamente en intervalos de tiempo muy pequeños.

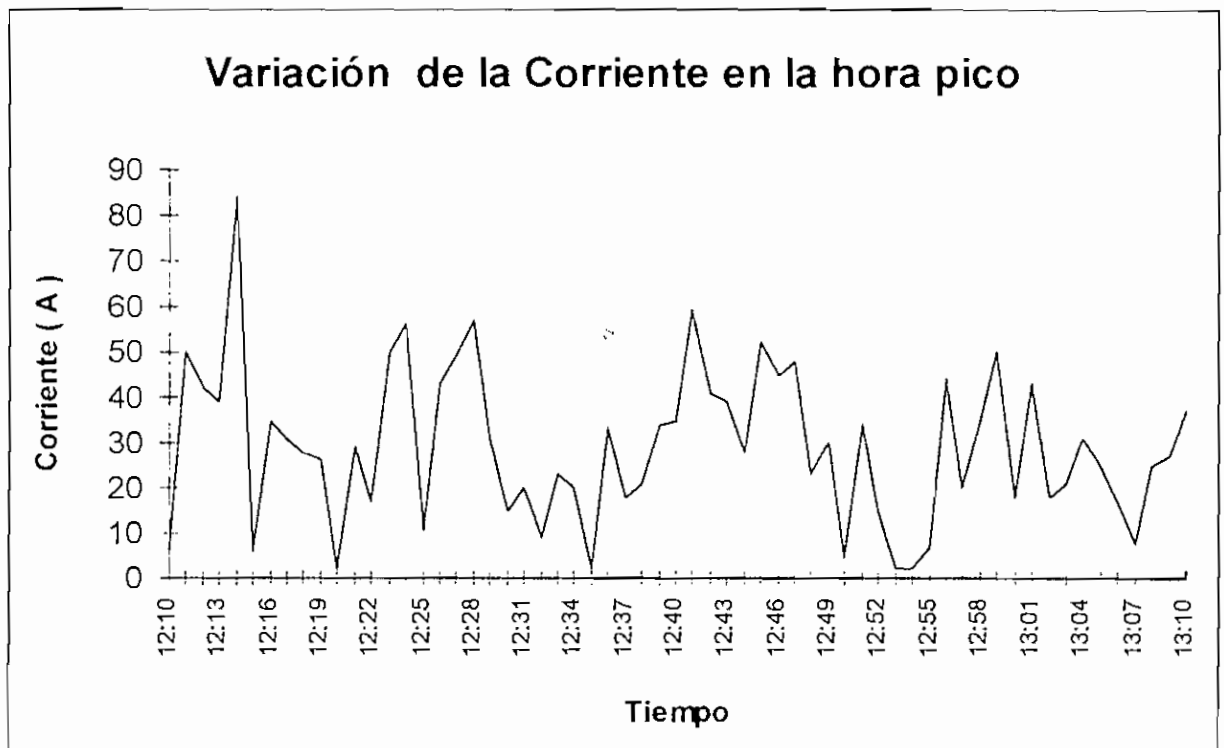


Figura 6.5 Variación de la corriente en la hora pico del trolebús .

Para poder observar estos cambios en la corriente se realizó un muestreo en la hora pico del trolebús es decir de 12h10 a 13h10 , en intervalos de un minuto (ver figura 6.5) , tiempo en el cual se obtuvo un promedio de 30 A . En las características de las formas de onda se puede apreciar que las corrientes de las tres fases son prácticamente iguales y por lo tanto se puede decir que el sistema trolebús es una carga balanceada como se muestra en figura 6.6 para los cinco valores más altos de corriente del Anexo 1A .

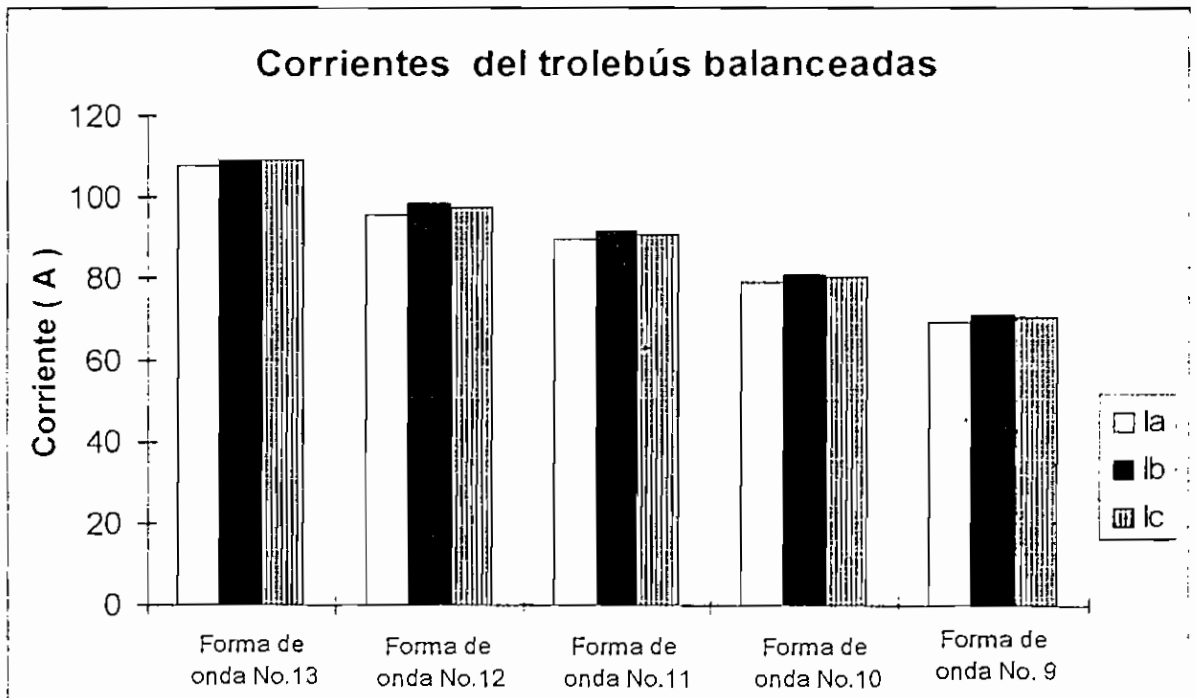


Figura 6.6 Carga balanceada del trolebús .

Debido a que la carga es variable, para un correcto análisis de la distorsión de corriente se debe tomar en consideración a la máxima demanda de carga que para este caso corresponde a la forma de onda No. 13 (como se indica en la tabla 4.1) .La potencia de cortocircuito en el punto común de acoplamiento , dato proporcionado por la E.E.Q.S.A. , es de 120.6 MVA. Por lo tanto :

$$I_{cc} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} V_{ff}} = \frac{120.6 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 6.3 \times 10^3} = 11052.133A \quad 6.1$$

donde $S_{3\phi}$ = Potencia trifásica aparente de cortocircuito en el punto común de acoplamiento.

V_{ff} = Voltaje fase - fase .

I_{cc} = Corriente de cortocircuito en el punto común de acoplamiento .

de tal manera que la relación I_{cc}/IL es :

$$\frac{I_{cc}}{IL} = \frac{11052.133A}{108.06A} = 102.277 \quad 6.2$$

donde IL representa la corriente para la máxima demanda de carga .

Si se analiza este valor con los de la norma de la tabla 4.1 se observa que el THD puede alcanzar hasta el 15 % para I_{cc}/IL de 100 a 1000 , y para la forma de onda No. 13 el THD obtenido correspondiente a la demanda máxima es 6.73 % lo que indica que está dentro de los límites de la norma . Además si se compara los porcentajes en la descomposición espectral de la corriente se puede establecer que los porcentajes individuales se encuentran dentro de los límites como se puede ver en la figura 6.7 para la demanda máxima .

En la figura 6.7 , el quinto ($H = 5$) , décimo primero ($H = 11$) y décimo tercer ($H = 13$) armónicos son los más altos , pero se encuentran dentro de los límites . A continuación se presenta la tabla 6.8 en la cual se resume el Anexo 1A para analizar todas las formas de onda .

Como se puede apreciar en la tabla 6.8 , a partir de los 28.95 A correspondiente a la forma de onda No. 5 y en adelante , se obtiene que el THD de corriente permanece dentro de los límites de la norma . Las formas de onda 1, 2, 3, 4 si bien es cierto que no están dentro de los límites de la norma , estos valores no pertenecen a la demanda máxima .

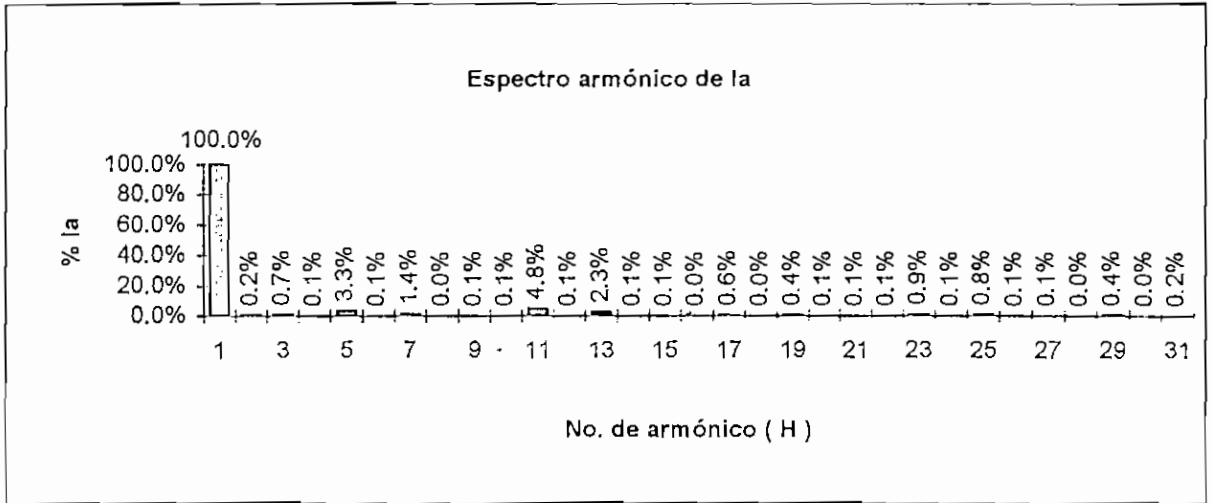


Figura 6.7 Espectro armónico de la corriente para la demanda máxima .

Forma de onda No.	Corriente (A)	lcc/ IL	THD (%) (medido)	THD (%) (de la Norma)
1	0.99	11,163.64	98.98	20
2	4.58	2,413.10	56.74	20
3	9.28	1,190.95	29.45	20
4	18.8	587.87	18.95	15
5	28.95	381.76	12.95	15
6	40.92	270.09	12.55	15
7	49.85	221.71	10.03	15
8	59.33	186.28	10.51	15
9	69.28	159.53	9.97	15
10	79.19	139.56	8.93	15
11	89.87	122.98	8.55	15
12	95.87	115.28	8.07	15
13	108.06	102.28	6.73	15

Tabla 6.8 Resumen del Anexo 1A para analizar la variación del THD con respecto a la corriente .

En la figura 6.8 se representa la variación del THD con respecto a la corriente y se puede establecer que el THD disminuye conforme aumenta la carga .

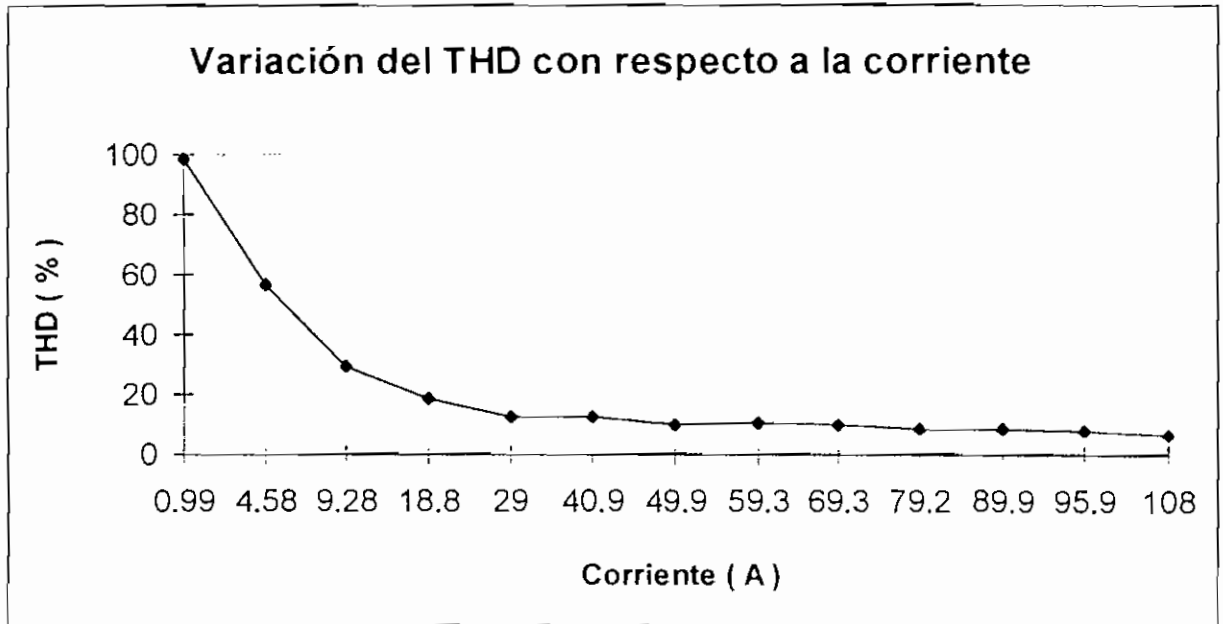


Figura 6.8 Variación del THD de corriente con respecto a la carga .

De lo analizado anteriormente se establece que el THD de corriente para el alimentador primario del trolebús se encuentra dentro de los límites aceptables .

La distorsión de voltaje según la norma de la tabla 4.1 establece que el THD de voltaje total no debe sobrepasar el 5 % y para la distorsión de voltaje de las componentes individuales un límite del 3 %. La figura 6.9 presenta un resumen del Anexo 1A para analizar la variación del THD de voltaje , el cual se encuentra dentro de los límites aceptables . Además como se puede ver , el THD de voltaje para la carga máxima posee un bajo valor y mejora mientras aumenta la carga . Si se observa el espectro armónico del voltaje del Anexo 1A , ninguno sobrepasa del 3 % . De lo anterior se puede decir , que la distorsión de voltaje se encuentra dentro de los límites aceptables.

Para analizar los demás parámetros que inciden en la calidad del servicio eléctrico y apreciar de mejor manera los datos obtenidos en el Anexo 1B , estos valores se los ha representado gráficamente en el Anexo 1C para todo el período de medición .

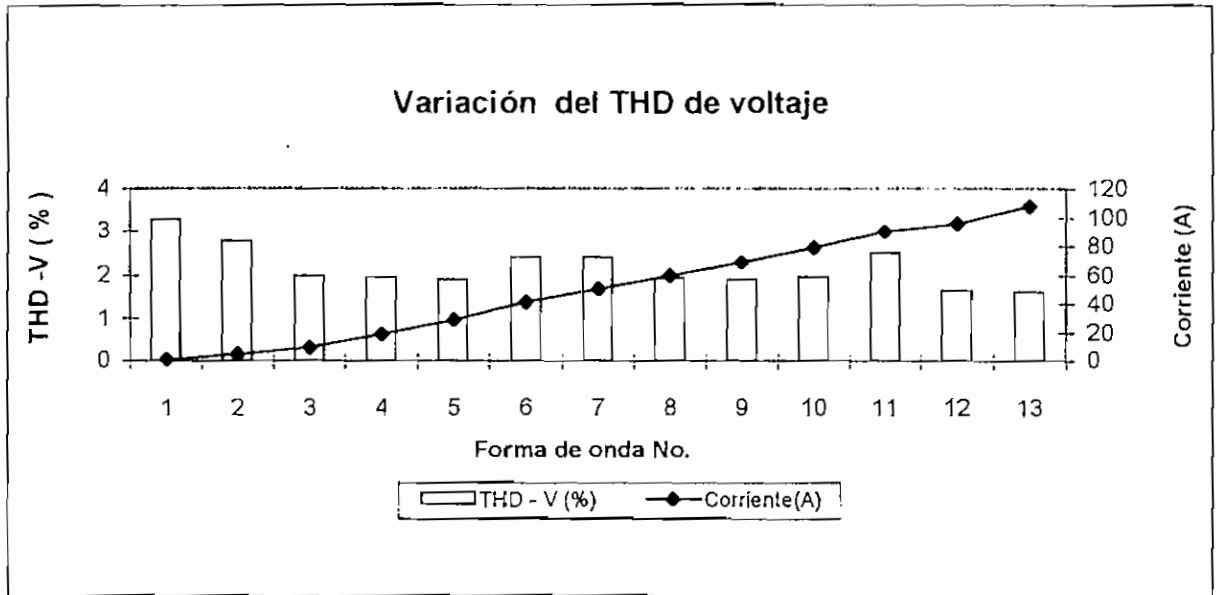


Figura 6.9 Variación del THD de voltaje con respecto a la corriente del Anexo 1A .

Como se indico en el capítulo 3 , las empresas eléctricas tratan de obtener una variación de voltaje que se encuentre dentro de la banda de ± 5 del voltaje nominal en condiciones normales de funcionamiento y para condiciones de emergencia y para períodos cortos , la norma ANSI C84.1 permite la utilización de voltaje en un rango de + 6 por ciento a - 13 por ciento del voltaje nominal es decir :

Operación normal de funcionamiento	Para períodos cortos de emergencia
$5985 \leq V \leq 6615$	$5481 \leq V \leq 6678$

Para este caso si se observa en los Anexo 1B y 1C , la variación del voltaje fase - fase se encuentra dentro de estos límites , teniendo un promedio durante el período de monitoreo de 6145 V . Cabe anotar que los valores de voltaje más bajos se los obtiene por la noche y en la madrugada , debido especialmente a cargas de iluminación .

Nuevamente en el Anexo 1C , se puede observar que la variación de la carga del trolebús durante el período de monitoreo no es constante y la corriente cambia continuamente. Como se dijo anteriormente , esto produce que el THD de corriente

también cambie frecuentemente , pero en la carga máxima tiene un THD dentro de los límites ya analizados anteriormente . La variación del THD de voltaje también se encuentra dentro de los parámetros de la norma .

En el Anexo 1B , se demuestra que el verdadero factor de potencia (vfp) cambia de acuerdo a la variación de corriente , de tal manera que para altos valores de carga se obtiene alto el vfp y para bajos valores de corriente se tiene bajos valores de vfp. En el capítulo 3 se estableció que la E.E.Q.S.A . penaliza factores de potencia menores a 0.9 . Debido a que la corriente producida por el trolebús es muy variable , se deberá tomar el vfp para la máxima demanda de corriente que para este caso es 0.98 . Además la E.E.Q.S.A . calcula el factor de potencia aplicando la siguiente expresión :

$$fp = \cos \left[\text{tg}^{-1} \left(\frac{\text{kvar-h}}{\text{kW-h}} \right) \right] \quad 6.3$$

en donde :

kvar-h = Energía reactiva consumida (en kilovoltio - amperios reactivos por hora)

kW-h = Energía activa consumida (en kilovatios por hora) .

fp = factor de potencia

Durante el período de medición se obtuvo los siguientes datos de consumo de energía:

Energía activa = 21965.29 kW-h

Energía reactiva = 3576.76 kvar-h

por lo tanto aplicando la ecuación 6.1 se tiene :

$$fp = \cos \left[\text{tg}^{-1} \left[\frac{3576.76}{21965.29} \right] \right] = 0.987 \quad 6.4$$

con lo que se concluye que en promedio se tiene un factor de potencia mayor que 0.9 , con lo cual el trolebús no se encuentra penalizado en esta subestación .

Además , en el Anexo 1B , se observa que el desplazamiento del factor de potencia (d_{fp}) es mayor que v_{fp} debido a la presencia de armónicos , y el porcentaje de la potencia aparente trifásica a frecuencia fundamental con respecto a $S(3f)$ es inferior al 100 % por el efecto de la distorsión de voltaje y corriente . En las horas en las que el trolebús no trabaja , es decir de 24h00 a 5h00 , se presenta un v_{fp} de 1 en adelante , el mismo que se manifiesta cuando la corriente es casi nula y representa a un circuito capacitivo por la no presencia de carga .

Finalmente en el Anexo 1C , se presenta la variación de la frecuencia .La tolerancia para la variación de frecuencia para un sistema de 60 Hz. debe estar en un margen de ± 0.5 Hz. , aunque algunos equipos muy sensibles en sus especificaciones pueden tolerar ± 1.0 Hz . Las variaciones de frecuencia son definidas como la desviación de la frecuencia fundamental en un sistema de potencia de específico valor nominal (por ejemplo 50 o 60 Hz) . La frecuencia en un sistema de potencia está directamente relacionado a la velocidad de rotación de los generadores que abastecen al sistema . Existen ligeras variaciones en la frecuencia debido al equilibrio dinámico entre los cambios de carga y generación . El tamaño en el cambio de la frecuencia y la duración dependen de las características de la carga y de la respuesta del sistema de control de la generación a los cambios de carga .

Las variaciones de frecuencia que se encuentran fuera de los límites aceptables para una normal operación en estado estable del sistema de potencia pueden estar causadas por defectos en el volumen de transmisión de energía del sistema , que se producen cuando por ejemplo un bloque grande de carga es desconectado o una gran fuente de generación sale fuera de servicio .

En los actuales y modernos sistemas de potencia interconectados , las variaciones significantes de frecuencia son raras . Las variaciones de frecuencia se presentan con mucha más probabilidad en cargas que son abastecidas por un generador aislado del resto del sistema de servicio que generalmente es interconectado . En tales casos , controlar la respuesta a cambios bruscos de carga puede no ser suficiente para regular la frecuencia dentro de un limitado ancho de banda requerido para frecuencias de equipo sensitivo .

Para este caso se tiene un promedio de 60.01 Hz durante el período de medición y permanece dentro de la banda de ± 0.5 Hz .

6.7.2 EN LA SUBESTACIÓN PÉREZ GUERRERO

Hay que recordar , que esta subestación posee un banco de capacitores que se activa automáticamente y por consiguiente , se analizará para las dos condiciones obtenidas , es decir cuando está conectado el banco de capacitores y cuando no lo está.

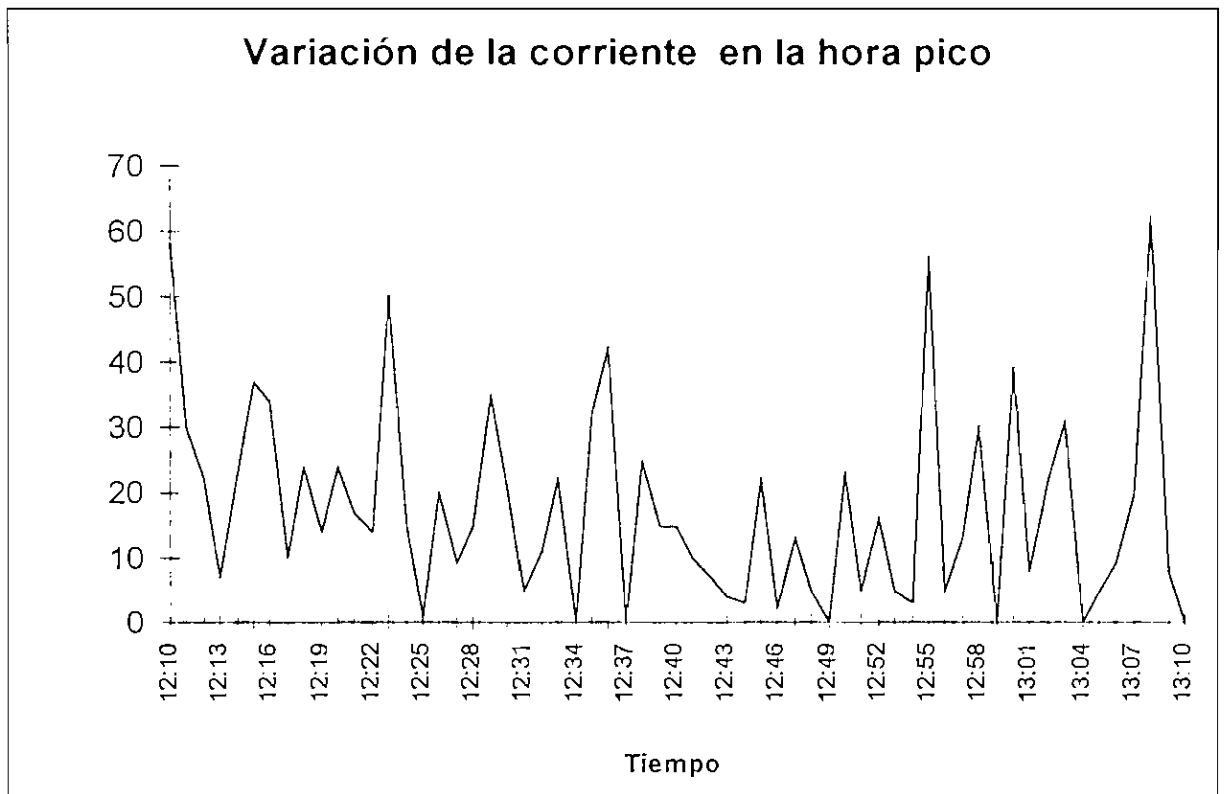


Figura 6.10 Variación de la corriente en la hora pico del trolebús.

Para el estudio de armónicos , se utilizará el Anexo 2 A y el Anexo 2C el mismo que es una representación gráfica de los datos obtenidos en el Anexo 2 B . De igual manera que en la Subestación No. 4 , en este caso también la corriente sufre cambios continuos , que se ven reflejados en las variaciones del THD de corriente , en el vfp, dfp, y en $S(3f)F$, los cuales se observan claramente en el Anexo 2C . Para

tener una mejor apreciación de los cambios continuos de corriente , se realizó un muestreo más fino en intervalos de un minuto en la hora pico , que se ilustra en la figura 6.10 .

En las características de las formas de onda se puede apreciar que nuevamente las corrientes de las tres fases prácticamente son iguales para las dos condiciones de operación (con y sin banco de capacitores) , lo que significa que se sigue manteniendo balanceada la carga del trolebús como lo demuestra la figura 6.11 para los cinco valores más altos de corriente cuando está sin banco de capacitores del anexo 2A.

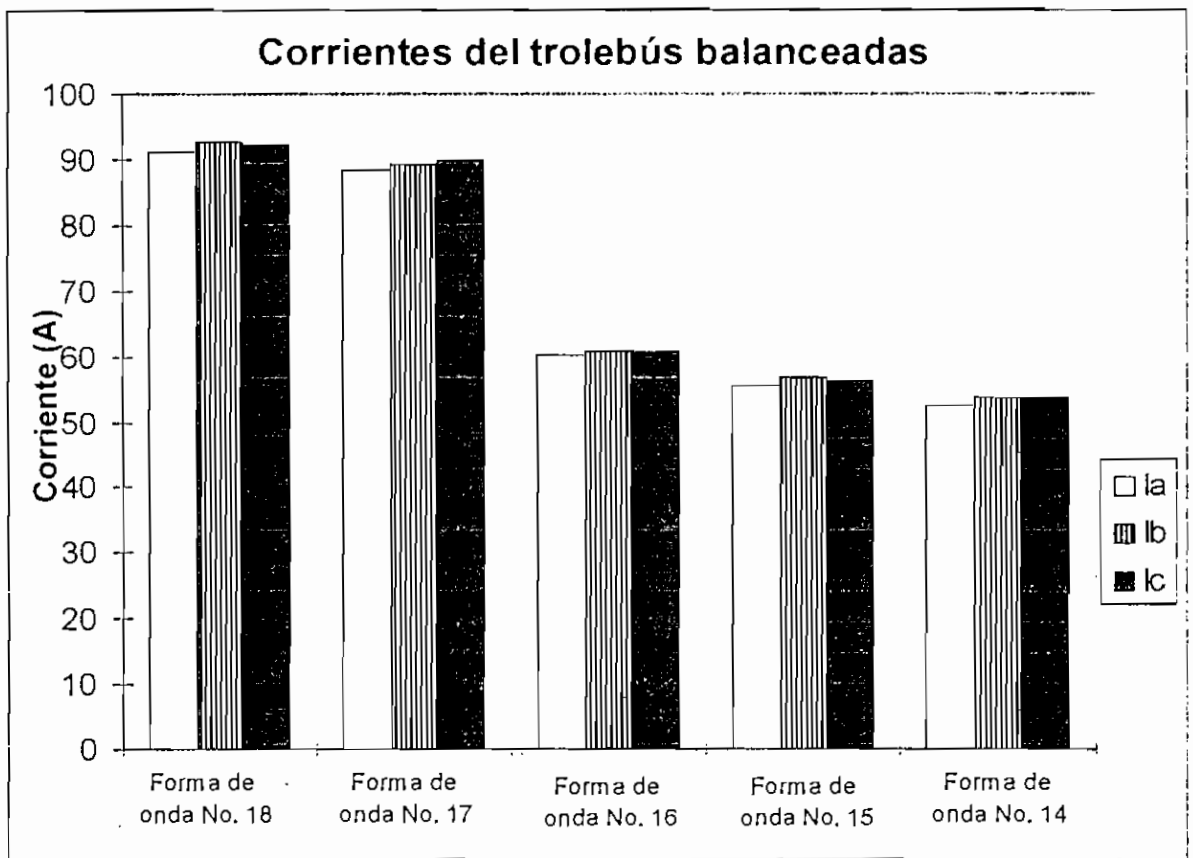


Figura 6.11 Carga balanceada del trolebús en la Subestación Pérez Guerrero .

Cuando el *banco de capacitores se encuentra conectado* , la máxima demanda de carga para realizar el análisis de los armónicos de corriente se presenta en la forma de onda No. 8 . La potencia de cortocircuito en el punto común de acoplamiento ,

dato proporcionado por la E.E.Q.S.A. , es de 119.4 MVA. Por consiguiente , y aplicando la ecuación 6.1 se obtiene:

$$I_{cc} = \frac{S3\phi}{\sqrt{3} V_{ff}} = \frac{119.4 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 6.3 \times 10^3} = 10942.16 A \quad 6.5$$

por lo tanto la relación I_{cc}/IL es :

$$\frac{I_{cc}}{IL} = \frac{10942.16 A}{66.77 A} = 163.87 \quad 6.6$$

Si se observa la tabla 4.1 , el THD de corriente no debe pasar del 15% , y la forma de onda No. 8 posee un THD de 14.2 % correspondiente a la máxima demanda de carga , lo que significa que se encuentra dentro de los límites de la norma . En la descomposición espectral de la corriente para la forma de onda No. 8 , los porcentajes de los armónicos individuales de corriente , se encuentran también dentro de los parámetros requeridos , como se puede apreciar en la figura 6.12.

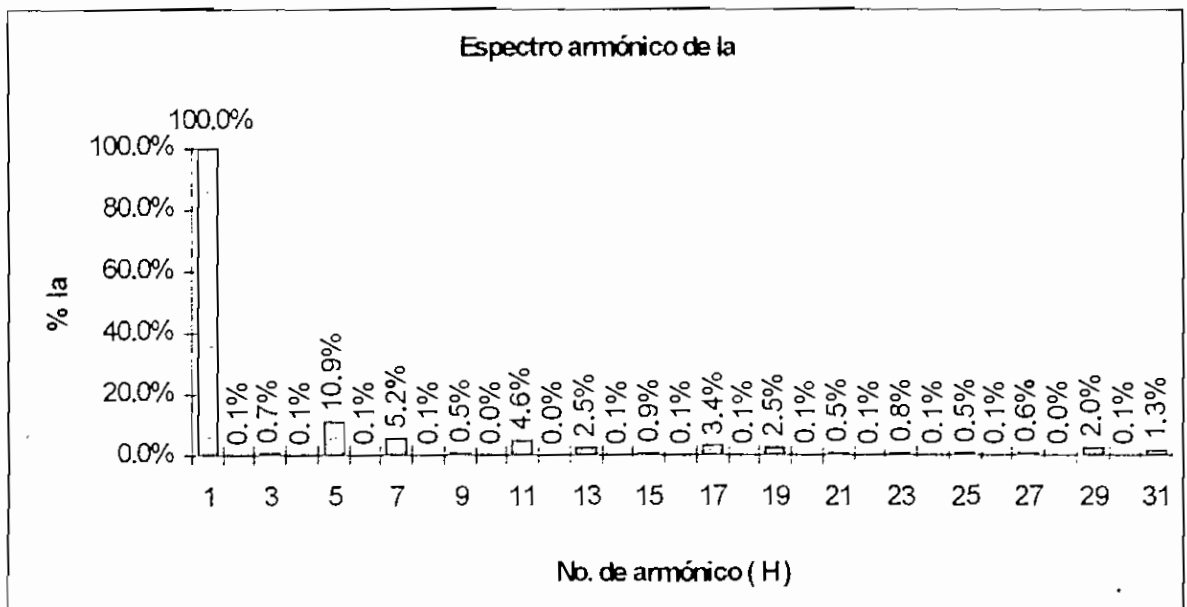


Figura 6.12 Espectro armónico de la corriente para la demanda máxima , con el banco de capacitores .

Con respecto al THD de voltaje, como se puede observar en las ocho primeras formas de onda del Anexo 2A y en los anexos 2B, 2C, la variación del THD cuando se encuentra conectado el banco de capacitores sobrepasa el 5% permitido en la norma y en la descomposición espectral, el quinto armónico también se encuentra fuera del límite permitido del 3% para componentes individuales.

A continuación se analizará la distorsión armónica de corriente y voltaje cuando el sistema está *sin el banco de capacitores*. Las formas de onda para este caso son desde la No. 9 hasta la No. 18 del Anexo 2A. La distorsión armónica de corriente para la demanda máxima de carga se presenta en la forma de onda No. 18. Aplicando la ecuación 6.2 se obtiene que la relación I_{cc}/I_L es:

$$\frac{I_{cc}}{I_L} = \frac{10942.16A}{91.33A} = 119.80$$

6.7



Figura 6.13 Espectro armónico de la corriente para la demanda máxima sin en banco de capacitores.

El THD de corriente para la demanda máxima de carga es de 10.36 % , lo que indica que se encuentra dentro de la norma que limita a los armónicos de corriente al 15 % . Además como se muestra en la figura 6.13 , los armónicos individuales del espectro se encuentran dentro de los límites aceptables .

Cuando el banco de capacitores está desconectado , en las formas de onda correspondientes se puede apreciar que el THD de voltaje es inferior al 5% , lo cual indica que se encuentra dentro de la norma . Además en la forma de onda No. 18 , en el espectro armónico , los armónicos individuales también permanecen dentro de los límites normalizados .

Para visualizar de mejor manera todo lo analizado anteriormente , se ha resumido el Anexo 2A en la tabla 6.9 y en las figuras 6.14 , 6.15 , 6.16 y 6.17. Se puede observar claramente que a medida que crece la corriente de carga se va obteniendo mejores formas de onda , y el THD de corriente mejora considerablemente . Un detalle muy importante que se puede notar , es la gran diferencia de los valores del THD de corriente y de voltaje para las condiciones de operación del banco de capacitores (conexión y desconexión) . Las formas de onda se ven afectadas de gran manera por la presencia del banco de capacitores , lo que hace pensar que se tiene un caso de resonancia . Como se dijo en el capítulo 4 , la presencia de un único armónico de gran valor en la forma de onda del voltaje , representa con toda seguridad la presencia de resonancia a dicha frecuencia . Efectivamente, el quinto armónico en la forma de onda No. 8 , es el único que tiene un valor considerable que se encuentra fuera de los límites de la norma de la tabla 4.1 , por lo tanto el banco de capacitores entra en resonancia a la frecuencia $H = 5$ (300 Hz) . Esta resonancia provoca que la distorsión armónica de corriente y voltaje se agrave . Si se compara valores semejantes de corrientes para las dos condiciones, con y sin banco de capacitores, se ve claramente que el banco de capacitores produce un incremento en el THD de corriente y de voltaje , como lo indican las figuras 6.18

y 6.19 , en las cuales se compara la forma de onda No. 3 con la No. 11 y la forma de onda No. 7 con la No. 16 , los mismos que poseen aproximadamente valores iguales de corriente .

Con banco de capacitores						
Forma de onda No.	Corriente (A)	Icc/IL	THD - I (%) Medido	THD - I (%) Límite	THD - V (%) Medido	THD -V (%) Límite
1	0.61	17938	161.4	20	5.85	5
2	9.5	1151.8	25.68	20	5.25	5
3	21.66	505.17	18.17	15	4.95	5
4	30.27	361.48	14.86	15	5.57	5
5	39.89	274.3	13.83	15	5.4	5
6	47.95	228.2	14.49	15	5.37	5
7	59.94	182.55	14.43	15	5.31	5
8	66.77	163.88	14.2	15	5.2	5
Sin banco de capacitores						
Forma de onda No.	Corriente (A)	Icc/IL	THD - I (%) Medido	THD - I (%) Límite	THD - V (%) Medido	THD -V (%) Límite
9	0.5	21884	169.9	20	1.98	5
10	11.08	987.55	18	15	2.06	5
11	20.04	546.01	11.54	15	2.02	5
12	32.13	340.55	9.46	15	1.96	5
13	41.9	261.15	10.93	15	2.11	5
14	52.33	209.1	11.68	15	2.35	5
15	55.12	198.51	13.28	15	3.45	5
16	59.51	183.87	13.47	15	3.35	5
17	87.96	124.4	9.37	15	2.9	5
18	90.85	120.44	10.26	15	3.39	5

Tabla 6.9 Resumen para el estudio de armónicos del Anexo 2A .

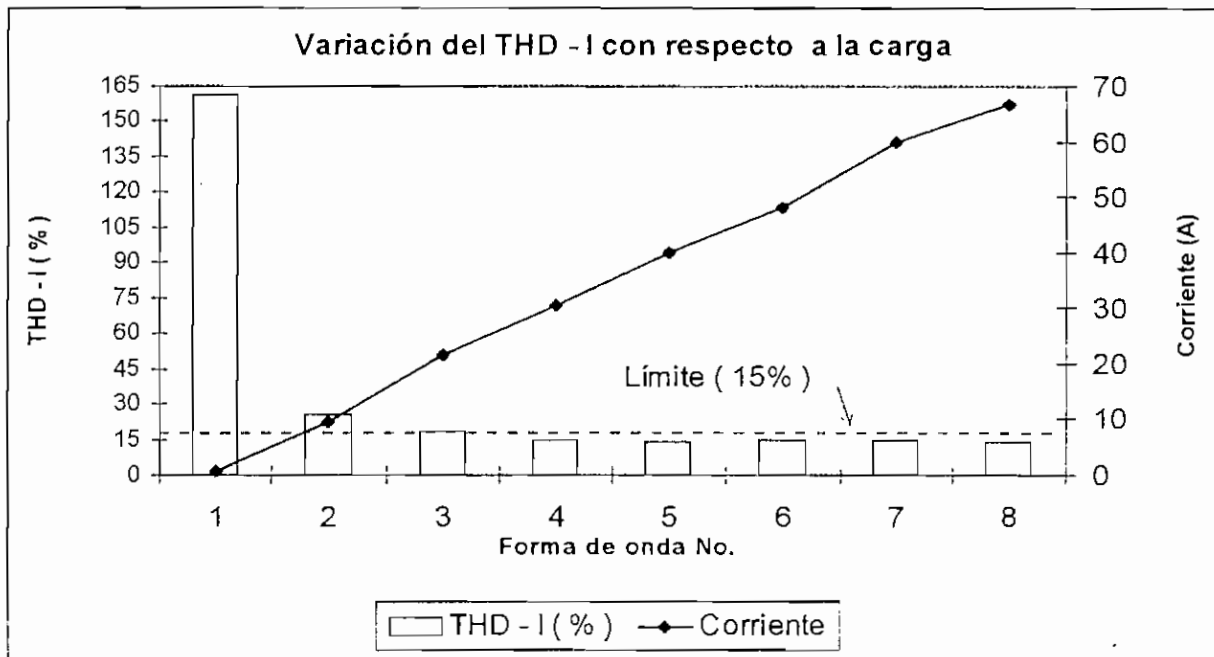


Figura 6.14 Variación de la distorsión de corriente con respecto a la carga , con el banco de capacitores.

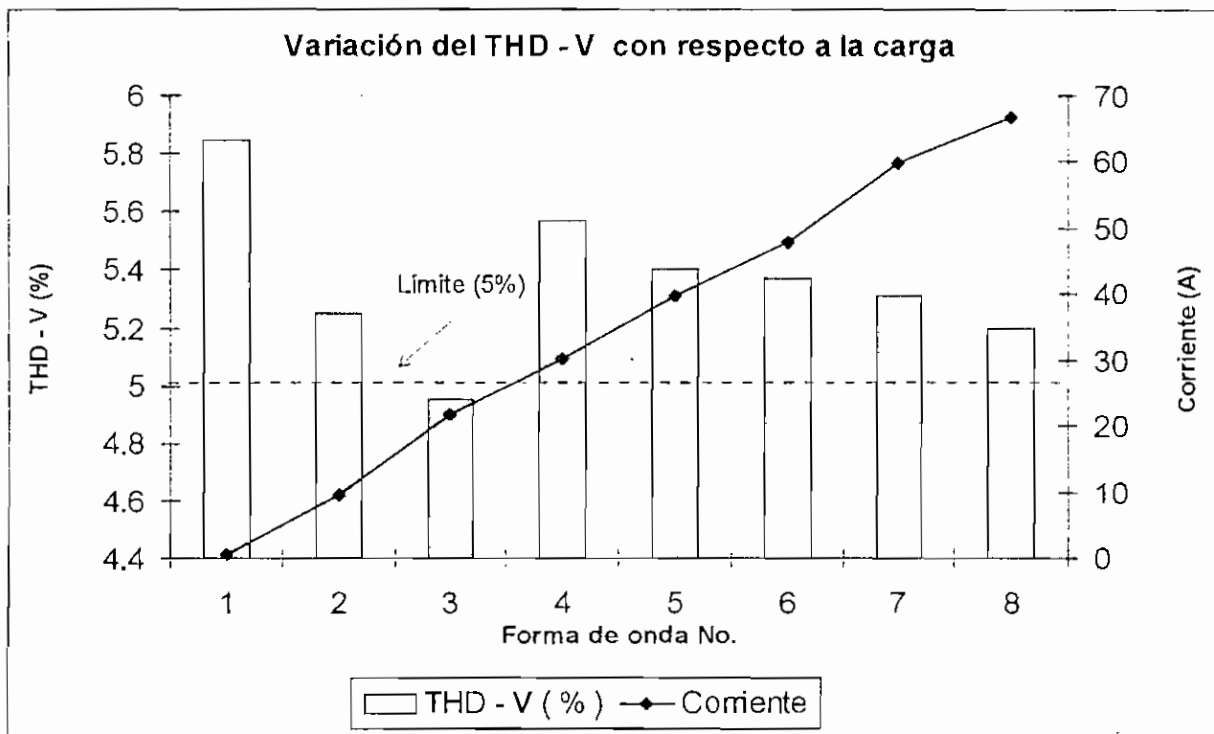


Figura 6.15 Variación de la distorsión de voltaje con respecto a la carga , con el banco de capacitores.

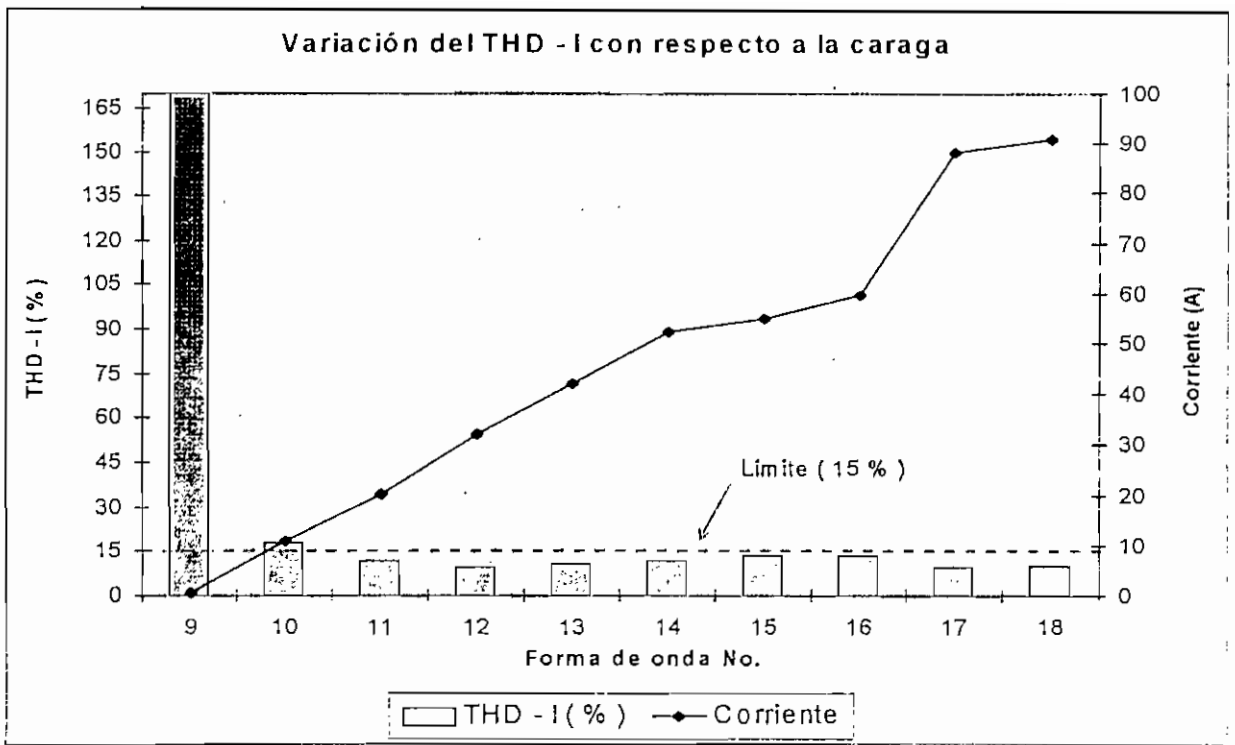


Figura 6.16 Variación de la distorsión de corriente con respecto a la carga , sin el banco de capacitores.

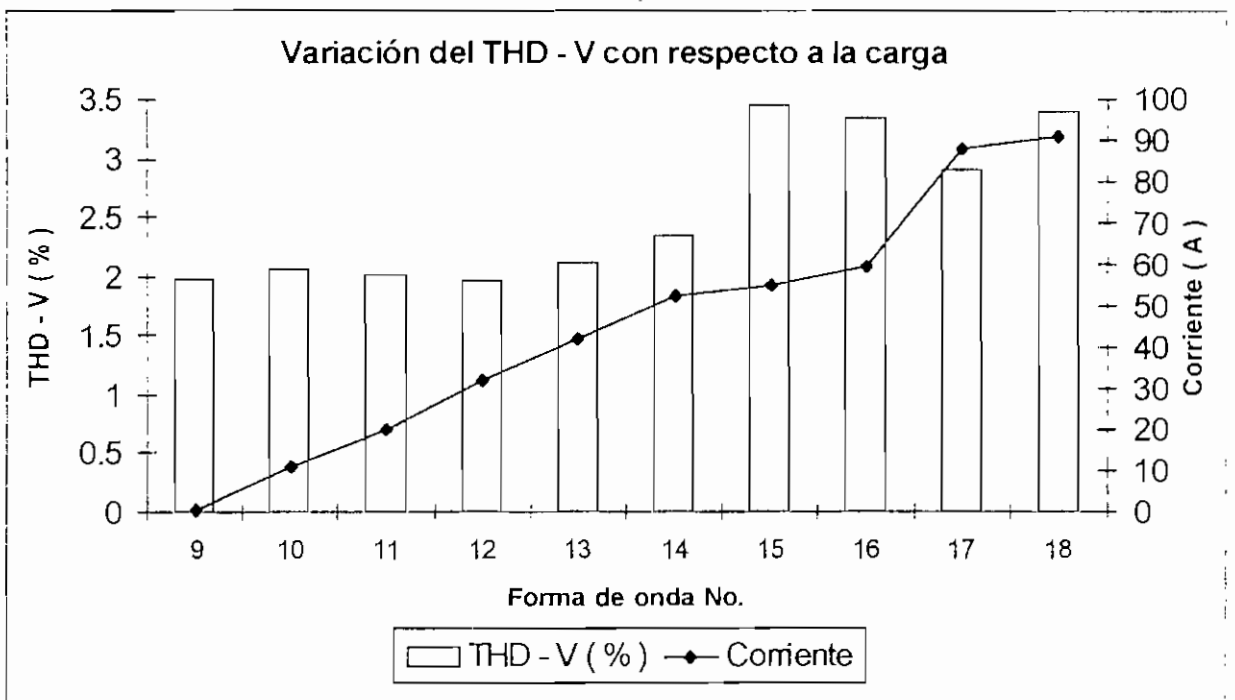


Figura 6.17 Variación de la distorsión de voltaje con respecto a la carga , sin el banco de capacitores.

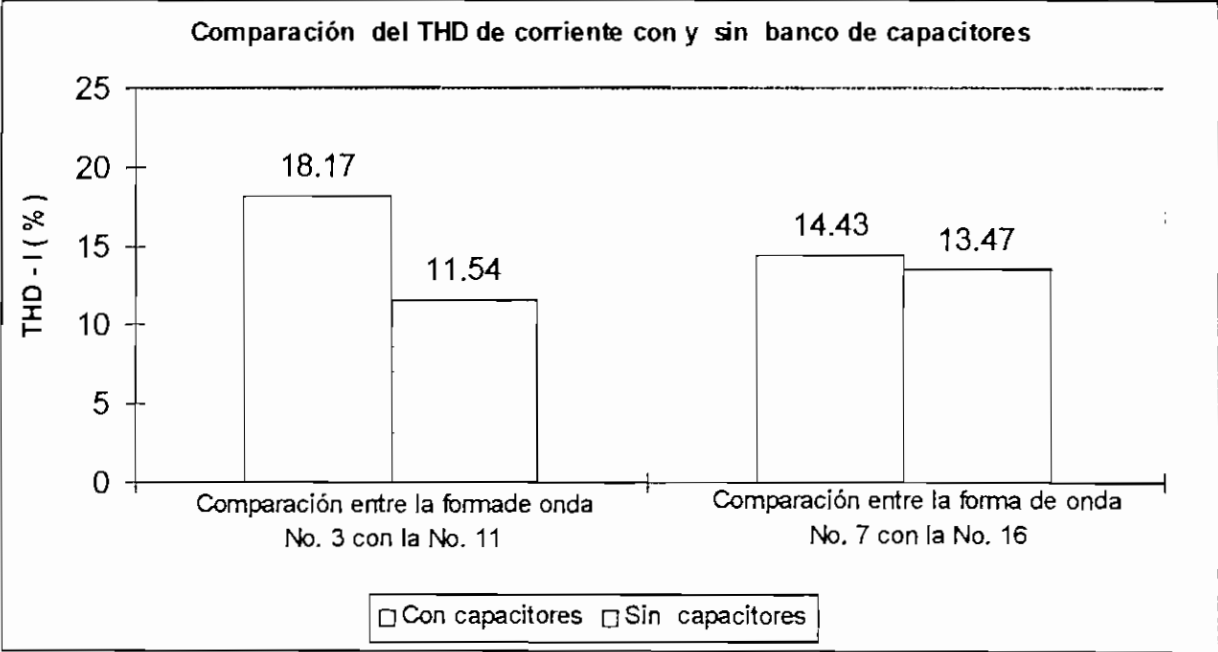


Figura 6.18 Comparación del THD de corriente para valores semejantes de carga , con y sin banco de capacitores .

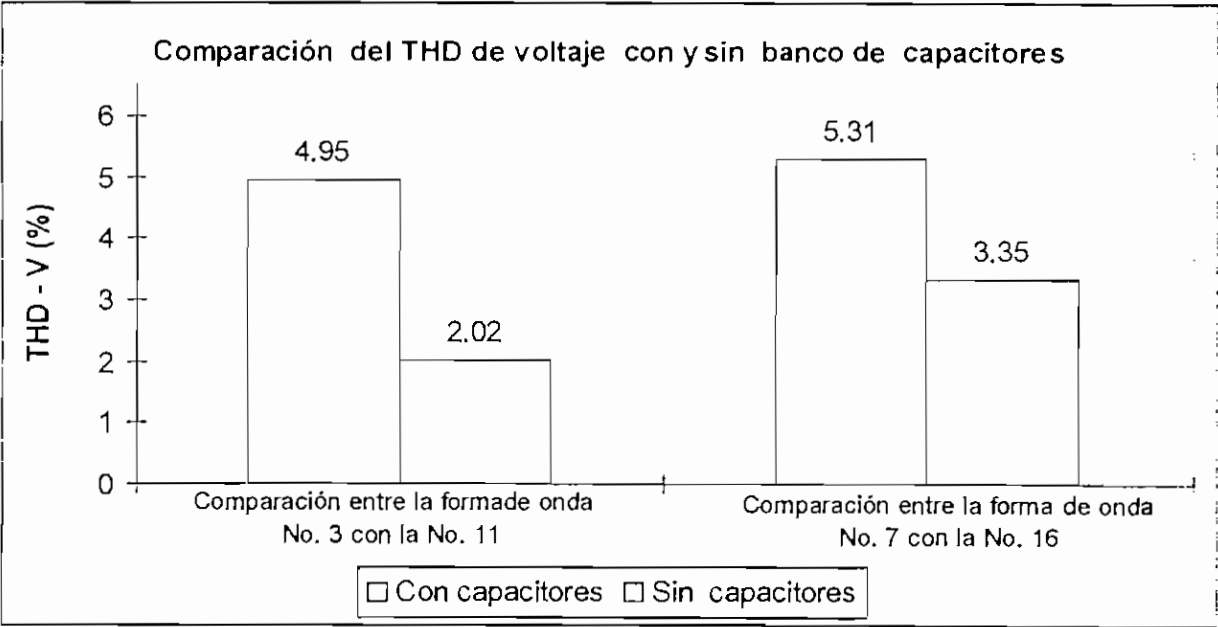


Figura 6.19 Comparación del THD de voltaje para valores semejantes de carga , con y sin banco de capacitores .

Para analizar los demás parámetros que inciden en la calidad del servicio eléctrico, se utilizará el Anexo 2 B y el Anexo 2C el mismo que es una representación gráfica de los datos del Anexo 2B.

La variación del voltaje como se indico anteriormente, debe permanecer dentro del siguiente margen:

Operación normal de funcionamiento	Para períodos cortos de emergencia
$5985 \leq V \leq 6615$	$5481 \leq V \leq 6678$

Analizando los datos obtenidos en el Anexo 2B y 2C, los niveles de voltaje para esta subestación se mantienen dentro de la banda en la operación normal de funcionamiento. Esta condición se mantiene para todo el período de monitoreo, con y sin el banco de capacitores.

Como se dijo anteriormente, la carga del trolebús cambia constantemente, y esto provoca que parámetros como el vfp, dfp, S(3f)F, el THD de corriente también sufran variaciones, lo cual se puede visualizar en el Anexo 2C.

El vfp para la máxima demanda de carga es de 0.978. Además, si se utiliza la ecuación 6.1 con los siguientes datos medidos de consumo de energía durante el período de monitoreo, se tiene:

Energía activa = 9323.2 kW - h

Energía reactiva = 2193.73 kvar - h

$$fp = \cos \left[\text{tg}^{-1} \left(\frac{2193.73}{9323.2} \right) \right] = 0.973 \quad 6.8$$

con lo que se concluye que en promedio se tiene un valor de factor de potencia mayor que 0.9, por consiguiente el trolebús en esta subestación no tiene penalización por bajo factor de potencia.

En el Anexo 2B , el desplazamiento del factor de potencia es mayor que el verdadero factor de potencia ocasionado por la presencia de armónicos , y el porcentaje de la potencia aparente trifásica a frecuencia fundamental con respecto a $S(3f)$ es inferior al 100 % por el efecto de la distorsión de corriente y voltaje . Esto se observa más claramente cuando el banco de capacitores está conectado . De 24h00 a 05h00 , horas en las que el trolebús no trabaja , se tiene un vfp igual a 1 en adelanto , debido a que la corriente de la carga es casi nula y se presenta un circuito capacitivo .

Finalmente en el Anexo 2C , se representa la variación de la frecuencia , la misma que tiene un promedio de 60.01 Hz y se mantiene dentro de la banda de ± 0.5 Hz .

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- El aparecimiento y proliferación de cargas muy sensitivas a los disturbios en los sistemas eléctricos de potencia , ha incrementado el interés y actualmente es muy importante disponer de una adecuada calidad de servicio eléctrico por parte de las empresas que proporcionan el suministro de energía y por los clientes .
- El incesante aumento de la industria y la aplicación de la electrónica de potencia para obtener máxima eficiencia en los procesos controlados , ha provocado en los últimos años la contaminación y distorsión de las formas de onda de voltaje y corriente , que se han sumado a los tradicionales problemas y disturbios en un sistema eléctrico .

- Esta serie de disturbios pueden ocasionar en el equipo eléctrico y electrónico una serie de daños y perjuicios, los cuales se ven reflejados con un bajo rendimiento y sobre todo un impacto económico que tiene gran trascendencia. Razón por la cual es importante el poder conocer las causas, efectos y posibles soluciones para los diferentes problemas que inciden en la determinación de la calidad de servicio eléctrico.
- Uno de los problemas que se presenta con mayor frecuencia en la calidad de servicio eléctrico son las interrupciones y las caídas de voltaje. Ventajosamente en la actualidad y dependiendo de los requerimientos de los usuarios finales, se han desarrollado una serie de aparatos de almacenamiento de energía que ayudan a solucionar estos problemas eficientemente.
- Existen varias técnicas y métodos aplicados por las empresas eléctricas para disminuir el índice de interrupciones y aumentar la confiabilidad del sistema. Las dos opciones básicas para lograr este objetivo son la prevención de fallas y una adecuada práctica de despeje de fallas.
- Las empresas eléctricas utilizan una serie de equipos para la regulación del voltaje, siendo los más conocidos los bancos de capacitores conectados generalmente en paralelo y los transformadores con cambiadores de tomas. La aplicación de capacitores para la regulación de voltaje puede traer graves problemas de armónicos.
- Los bancos de capacitores también son utilizados para realizar correcciones del factor de potencia y evitar penalizaciones económicas generalmente en

instalaciones industriales , no obstante , se puede producir problemas de armónicos muy graves o empeorar los niveles armónicos ya existentes . Además los disyuntores de los bancos de capacitores al abrirse o cerrarse pueden producir efectos transitorios en el sistema .

- La presencia de armónicos producidos por cargas no lineales , ocasiona cambios en el valor del factor de potencia , razón por la cual se hace preciso calcular el verdadero factor de potencia , puesto que para este caso se toma en consideración el efecto de las componentes armónicas .
- El control de armónicos según la norma IEEE 519-1992 , establece que es responsabilidad exclusiva de los usuarios y abonados el cuidar y limitar la inyección de armónicos de corriente en el sistema . Si la distorsión de corriente producida por carga de los usuarios se encuentra dentro de los niveles sugeridos por la norma , es responsabilidad de las empresas eléctricas el mantener la distorsión de voltaje dentro de los límites razonables .
- El THD es una cantidad muy útil para muchas aplicaciones , pero sus limitaciones deben ser comprendidas . El THD puede dar una buena idea del sobrecalentamiento y de las pérdidas causadas por el flujo de corriente eléctrica en los elementos de un sistema de potencia . Sin embargo , se puede presentar una pequeña corriente con un elevado THD , sin que esto signifique un peligro para el sistema . Es por esto que los niveles de THD recomendados en la norma , dependen del tamaño del sistema eléctrico , relacionado la corriente de cortocircuito con la corriente a la máxima demanda de carga (I_{cc} / I_L) en el punto común de acoplamiento . Los niveles de THD de voltaje no tienen este problema , puesto que

generalmente son de bajo valor . Es muy importante recordar que los límites recomendados de THD para voltaje y corriente son más exigentes y sus valores disminuyen mientras va aumentando el nivel de voltaje del sistema .

- Para identificar con precisión los problemas de calidad de servicio eléctrico que pueden estar presentes en un sistema de potencia , es preciso realizar un monitoreo. Debido a la importancia que se le ha dado a la calidad del servicio eléctrico , se han desarrollado en los últimos años una serie de equipos de monitoreo , de los cuales los más importantes son aquellos que en un solo aparato se pueden registrar la mayoría de disturbios , como el utilizado en este trabajo (Powerlogic).

- Debido a la naturaleza de la carga del trolebús , uno de los parámetros más importantes que se pudo apreciar por sus constantes cambios en las dos subestaciones monitoriadas , es la variación de la corriente . Esto produce cambios continuos en otros parámetros como : del THD de corriente , el verdadero factor de potencia , el desplazamiento del factor de potencia , las potencias activas, reactivas y aparentes . Cabe anotar , que la carga producida por el trolebús es bastante balanceada .

- En la Subestación No. 4 , se pudo observar que a pesar de tener un banco de capacitores fijo , los niveles de THD de voltaje y sobre todo el de corriente se encuentran dentro de los límites aceptables para la máxima demanda de carga . No obstante , como se puede notar en las formas de onda de esta subestación , existen corrientes de pocos amperios que tienen una distorsión de corriente muy alta , pero que comparada con el tamaño del sistema que alimenta al trolebús (I_{cc}/I_L) según la norma IEEE 519 - 1992 , estos armónicos no representan un problema crítico . Las formas de onda y los niveles de THD mejoran notablemente mientras

aumenta la carga del trolebús . Los demás parámetros que inciden en la calidad del servicio eléctrico como la variación del voltaje , la frecuencia ,se encuentran dentro de los límites normales .

- En la Subestación Pérez Guerrero , el banco de capacitores entra en resonancia con el sistema para la frecuencia del quinto armónico (300 Hz) y provoca que la baja distorsión armónica ya existente aumente notablemente . El THD de voltaje , cuando se encuentran conectados los capacitores sobrepasa el 5 % de la norma . El THD de corriente para la máxima demanda del trolebús en esta subestación y con los capacitores , se encuentra dentro de los límites aceptables .
- Cuando se desconecta el banco de capacitores , se observa claramente en la Subestación Pérez Guerrero una mejoría en las formas de onda y en los valores del THD de corriente y en especial el THD de voltaje , encontrándose estos parámetros dentro de los requerimientos normalizados .
- Para la Subestación Pérez Guerrero , la variación del voltaje para las dos condiciones de operación , es decir con y sin banco de capacitores , permanece dentro de la banda permitida . Cabe destacar que cuando el banco de capacitores está desconectado se obtienen un voltaje muy aceptables incluso en las horas pico y la regulación con el intercambiador de tomas automático del transformador de la subestación es eficiente , por lo tanto se podría bajar el tamaño o eliminar el banco de capacitores para evitar los graves problemas de resonancia y por consiguiente solucionar la distorsión armónica de voltaje y corriente .
- El factor de potencia en las dos subestaciones monitoriadas se encuentran sobre 0.9 , y por lo tanto no tienen penalización por bajo factor de potencia .

7.2 RECOMENDACIONES

- Las empresas eléctricas en nuestro país deberían tomar en cuenta para su planificación y diseños , el aumento de equipo altamente sensitivo que requiere de una adecuada calidad de servicio eléctrico para satisfacer las demandas de los usuarios .
- No se debe limitar la definición de la calidad de servicio eléctrico solamente al análisis de problemas comunes como interrupciones , caídas de voltaje o sobrevoltajes , ya que el concepto de calidad de servicio eléctrico abarca a todos aquellos fenómenos estudiados en este trabajo , que de alguna manera producen mal funcionamiento en los equipos de los clientes . Por ejemplo , los problemas ocasionados por armónicos no son tomados en consideración por las empresas eléctricas en nuestro país .
- Cuando se adquiere un equipo para una aplicación industrial o aparatos muy sensitivos y costosos , es muy importante solicitar al proveedor los requerimientos mínimos de las condiciones del suministro eléctrico . Esto ayudará para tomar ciertas precauciones para proteger a los equipos , puesto que se trata de una inversión .
- Cuando se trabaja con cargas no lineales , la corrección del factor de potencia se debe realizar considerando el verdadero factor de potencia y se debe evitar entrar en resonancia con el sistema de potencia .
- La Empresa Eléctrica Quito debería contar con un moderno equipo de ininitoreo, como el utilizado en este trabajo (Powerlogic) , que sería de gran ayuda para

poder determinar con exactitud los problemas existentes en el sistema eléctrico y poder dar soluciones más técnicas .

- En el Pliego tarifario de las empresas eléctricas de nuestro país , deberían también considerar penalizaciones a los usuarios que inyectan al sistema corrientes armónicas que se encuentren sobre los límites establecidos en la norma IEEE 519-1992 .
- Después de que se ha colocado un banco de capacitores ya sea para corregir el factor de potencia o para regulación del voltaje , se debe realizar un continuo monitoreo poniendo especial atención en los niveles armónicos de voltaje y corriente , puesto que posiblemente el banco de capacitores puede entrar en resonancia con el sistema y producir problemas más graves de los que originalmente se estaban solucionando como es el caso de la corrección del factor de potencia .
- Para una rápida identificación de los problemas de la calidad de servicio eléctrico se puede recurrir a la tabla 5.1 , 5.2 y a la figura 5.6 de este trabajo , que resumen todos los fenómenos eléctricos presentes en un sistema de potencia .
- Los procedimientos sistemáticos para evaluar la calidad del servicio eléctrico deben ser desarrollados incluyendo todos los niveles del sistema , desde los sistemas de transmisión hasta los usuarios finales .
- Debido a que la inyección de armónicos hacia el sistema para la demanda máxima de carga del trolebús en la Subestación Pérez Guerrero está dentro de los límites normalizados y el THD de voltaje tiene un valor superior al 5% cuando el banco

de capacitores se encuentra conectado , la Empresa Eléctrica Quito debería tomar acciones en de rediseño en su sistema para lograr bajar el THD de voltaje . Se sugiere tomar cualquiera de las siguientes alternativas cuando los armónicos se agudizan con la presencia de bancos de capacitores:

- Añadir un filtro paralelo .
 - Añadir un reactor para desintonizar el sistema.
 - Cambiar el tamaño del capacitor .
 - Trasladar los capacitor a otro punto en el sistema.
 - Eliminar el banco de capacitores y simplemente aceptar las altas pérdidas , voltaje bajo , y factor de potencia penalizado . Si técnicamente es factible sacar el banco , esto es a veces la mejor opción económicamente .
- El Ilustre Municipio de Quito tiene planeado para el futuro , aumentar el número de unidades y el recorrido en el sistema de transporte del trolebús , razón por la cual se debería realizar estudios más técnicos basados en monitoreos con equipo adecuado de las nuevas condiciones de operación , para establecer si la carga que se va a aumentar afecta o no a los sistemas de potencia de la Empresa Eléctrica Quito , especialmente en lo relacionado al contenido armónico en el voltaje y corriente .

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Douglas , John . “ *Power Quality Solutions* “ . IEEE Power Engineering Review , March 1994.
2. Melhorn , C. J. “ *Interpretation and Analysis of Power Quality Measurements* “ . IEEE Transactions on Industry Applications . Vol. 31 , No. 6 , November/December 1995.
3. Candales , A. D . “ *Calidad en la industria eléctrica* “ . Conferencia presentada en ocasión de la XXIXa Reunión de Altos Ejecutivos de la CIER , San Pablo ,Brasil ,del 21 al 23 de noviembre de 1994.
4. Sutherland , P. E. “ *Harmonic Measurements in Industrial Power Systems* “ . IEEE Transactions on Industry Applications . Vol. 31 , No. 1 , January / February 1995.
5. Ghrist , J. T. ; Eassa , N. G. ; Megahed , I. Y. *Harmonic Distortion Levels in Egypt Analyzed* “ . Transmission & Distribution World , March 1996.
6. Sabin , D. D. ; Sundaranm , Ashok . “ *Quality Enhances Reliability* “ . IEEE Spectrum , February 1996.
7. Aspnes , J. D. ; Evans , B. W. ; Merritt , R. P. “ *Rural Alaska Electric Power Quality* “ . IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , Vol. PAS - 104 , No. 3 , March 1985 .
8. Martzloff , F. D. ; Gruz , T. M. “ *Power Quality Site Surveys : Facts , Fiction , and Fallacies* “ . IEEE Transactions on Industry Applications , Vol. 24 , No. 6 , November / December 1988 .

9. DeWinkel , C. C. ; Lamoree , Jeffrey . “ *Storing Power for Critical Loads* “ . IEEE Spectrum , June 1993.
10. Hingorani , N. G. “ *Introducing Custom Power* “ . IEEE Spectrum , June 1995.
11. Dugan , R. C. ; McGranaghan M. F. ; Beaty , H. W. “ *Electrical Power Systems Quality* “ . McGraw - Hill , 1996.
12. Cavallini , A. ; Cacciari , M ; Loggini , M. ; Montanari , G. C. “ *Evaluation of harmonic Levels in Electrical Networks by Statistical Indexes* “ . IEEE Transactions on Industry Applications , Vol. 30 , No. 4 , July / August 1994 .
13. Ortmeyer , H. T. ; Chakravarthi , K. R. ; Mahmoud , A. A. “ *The Effects of Power System Harmonics on Power System Equipment and Loads* “ . IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , Vol. PAS - 104 , No. 9 , September 1985.
14. Mahnoud , A. A. ; Shultz , R. D. “ *A Method for Analyzing Harmonic Distribution in A.C. Power Systems* ” . IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , Vol. PAS - 101, No. 6 , June 1982.
15. Odenberg , R. ; Braskich , B. J. “ *Measurements of Voltage and Current Surges on the AC Power Line in Computer and Industrial Environments* “ . IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , Vol. PAS - 104 , No. 10 , October 1985.
16. Square D ; Groupe Schneider . “ *The Powerlogic Circuit Monitor* “ Order No. 3020BR9401 , July 94 .
17. Square D ; Groupe Schneider . “ *Descriptive Bulletin Powerlogic Circuit Monitor - Series 2000 , Class 3020* “ Order No. 3020SM9301R05/95 , 1995.

18. Square D ; Groupe Schneider . “ *System Manager and System Manager Plus Software Version 2.22* “. Class 3080 , Type SMS - 700 and SMS - 770 , 1995 .
19. Square D ; Groupe Schneider . “ *Power Monitoring and Control Systems.*” 1995.
20. Dorf , Richard , C. “ *Electrical Engineering ; Handbook* “. Editor in Chief , 1993.
21. Deutsche , Gesellschaft . “ *Electrónica de Potencia Curso Superior* “. .
22. Vittorio , Re . “ *Instalaciones de Puesta a Tierra* “. Marcombo , 1979.
23. ABB . “ *Switchgear Manual* “. 8 th. Edition , 1988 .
24. Endrengi , J. “ *Reliability Modeling in Electric Power Systems* “. 1978 .
25. Labosco , O. S. ; Pereira , J. L. “ *Selección y Aplicación de Motores Eléctricos* “. Siemens Aktiengesellschaft , Marcombo , 1989 .
26. Grainger , J.J. ; Stevenson , W. D. “ *Análisis de Sistemas de Potencia* “. McGraw - Hill , Inc.,USA. 1996 .
27. Fitzgerald , A.E. ; Kingsley , C. ; Umans , S.D. “ *Máquinas Eléctricas* “. McGraw - Hill , Quinta edición , 1992 .
28. Robb , L.A. “ *Diccionario Para Ingenieros* “. CECSA , 1989 .
29. Anderson , P.M. ; Fouad , A.A . “ *Power System Control and Stability* “. Iowa State University Press , 1980.

30. IEEE Std 519 - 1992 , “ *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems* “ . IEEE Industry Applications Society / Power Engineering Society , April 12 , 1993 .
31. IEEE P1159 , “ *Recommended Practice on Monitoring Electrical Power Quality*“ , Working Group on Monitoring Electrical Power Quality of SCC22 - Power Quality , Draft 6 , November 1994.
32. McGranaghan , M. F. ; Mueller , D. R. ; Samotyj , M. J. “ *Voltaje Sags in Industrial Systems* “ . IEEE Transactions on Industry Applications , vol. 29 , no. 2 , March / April 1993.
33. Warren , C. M. “ *The Effect of Reducing Momentary Outages on Distribution Reliability Indices* “ . IEEE Transactions on Power Delivery , July 1993 .
34. Tang , L. ; Lamoree , J ; McGranaghan , M. F. ; Mehta , H. “ *Distribution System Voltaje Sags : Interaction with Motor and Drive Loads* “ . proceedings of the IEEE Transmission and Distribution Conference , Chicago , April 10 - 15 , 1994.
35. East Pittsburgh , Pa . “ *Electrical Transmission and Distribution reference Book* “ . 4 th ed . , 1964 .
36. Morgar , L. ; Ihara , S. “ *Distribution Feeder Modification to Service Both Sensitive Loads and Large Drives* “ . IEEE PES Transmission and Distribution Conference Record , Dallas , September 1991 , 1991.
37. Xia , D. ; Heydt , G.T. “ *Harmonic Power Flow Studies : Part I - Formulation and Solution* “ . IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , June 1982 .

38. McGranaghan , M. F. ; Shaw , J. H. ; Owen , R.E. “ *Measuring Voltage and Current Harmonics on Distribution Systems* “ . IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems , Vol 101 , No. 7 , July 1981.
39. [http : // www. Electrotek . com / projects / dpq . htm](http://www.Electrotek.com/projects/dpq.htm).
40. [http : // www. Pqnet . Electrotek . com /](http://www.Pqnet.Electrotek.com/).

ANEXOS

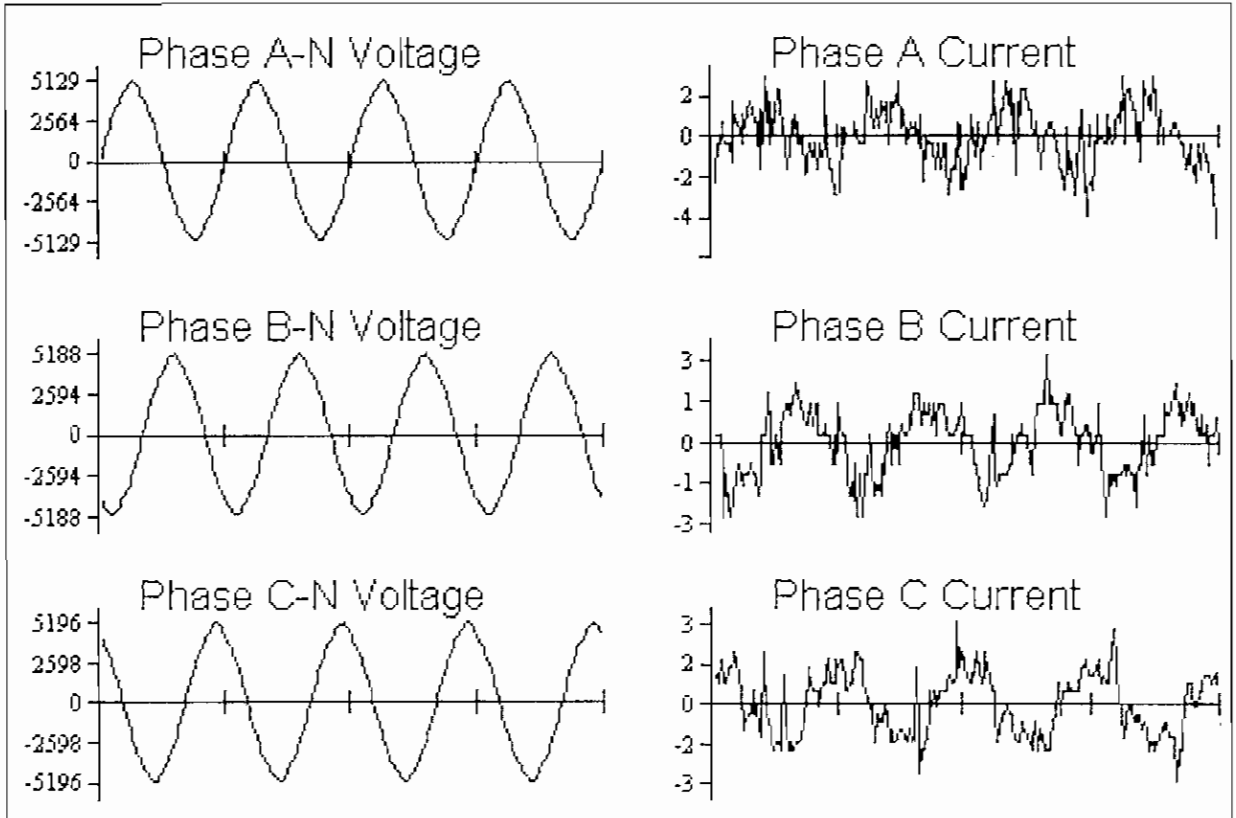
ANEXO 1A

FORMA DE ONDA No. 1

Subestación No 4

Fecha : 21 - 07 - 97

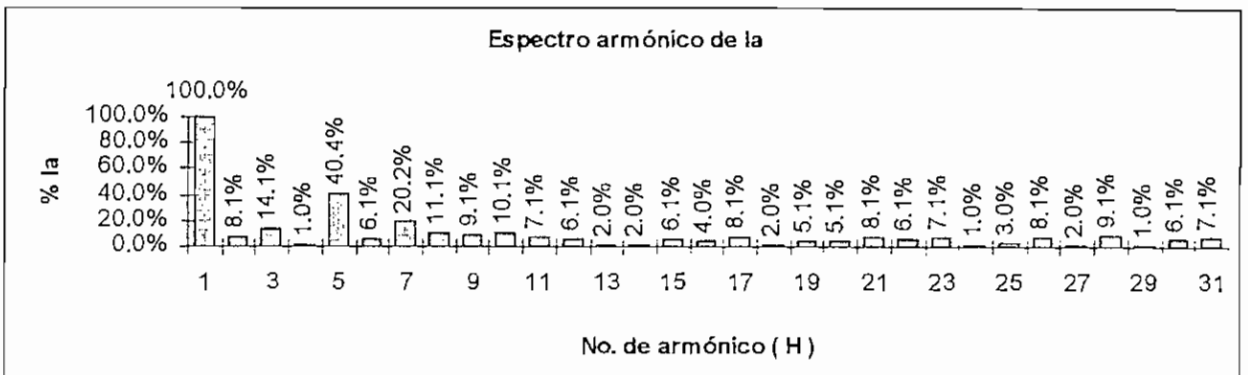
Hora : 11: 27 : 42 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3509.93	3511.84	115.88	5132.7	1.46	3781.05	3.3
Ia	0.99	1.39	0.98	4.81	3.44	9.94	98.98
Vb	3548.46	3550.01	104.98	5190.12	1.46	3823.92	2.95
Ib	0.83	1.03	0.61	2.8	2.72	5.94	73.64
Vc	3545.59	3546.91	96.73	5205.67	1.46	3821.94	2.72
Ic	1.08	1.29	0.69	3.43	2.66	6.7	63.6

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib(A)	Ib(%)	Vc (V)	Vc(%)	Ic(A)	Ic(%)
1	3509.93	100.0%	0.99	100.0%	3548.46	100.0%	0.83	100.0%	3545.59	100.0%	1.08	100.0%
2	1.90	0.1%	0.08	8.1%	1.06	0.0%	0.06	7.2%	1.30	0.0%	0.03	2.8%
3	15.38	0.4%	0.14	14.1%	7.84	0.2%	0.2	24.1%	19.54	0.6%	0.19	17.6%
4	1.21	0.0%	0.01	1.0%	0.68	0.0%	0.07	8.4%	2.44	0.1%	0.03	2.8%
5	101.30	2.9%	0.40	40.4%	99.57	2.8%	0.31	37.3%	88.47	2.5%	0.35	32.4%
6	0.50	0.0%	0.06	6.1%	1.39	0.0%	0.05	6.0%	0.28	0.0%	0.02	1.9%
7	18.52	0.5%	0.20	20.2%	26.57	0.7%	0.06	7.2%	28.42	0.8%	0.18	16.7%
8	0.55	0.0%	0.11	11.1%	1.23	0.0%	0.05	6.0%	1.59	0.0%	0.02	1.9%
9	3.45	0.1%	0.09	9.1%	3.84	0.1%	0.02	2.4%	3.15	0.1%	0.08	7.4%
10	0.26	0.0%	0.10	10.1%	0.84	0.0%	0.01	1.2%	0.71	0.0%	0.01	0.9%
11	11.70	0.3%	0.07	7.1%	8.99	0.3%	0.06	7.2%	10.41	0.3%	0.04	3.7%
12	1.06	0.0%	0.06	6.1%	0.94	0.0%	0.07	8.4%	0.32	0.0%	0.03	2.8%
13	4.72	0.1%	0.02	2.0%	5.28	0.1%	0.03	3.6%	6.32	0.2%	0.07	6.5%
14	0.77	0.0%	0.02	2.0%	0.92	0.0%	0.01	1.2%	1.10	0.0%	0.03	2.8%
15	0.58	0.0%	0.06	6.1%	0.96	0.0%	0.05	6.0%	0.93	0.0%	0.05	4.6%
16	1.24	0.0%	0.04	4.0%	1.23	0.0%	0.04	4.8%	1.52	0.0%	0.04	3.7%
17	0.59	0.0%	0.08	8.1%	1.48	0.0%	0.07	8.4%	0.71	0.0%	0.02	1.9%
18	0.68	0.0%	0.02	2.0%	1.23	0.0%	0.06	7.2%	0.61	0.0%	0.07	6.5%
19	0.97	0.0%	0.05	5.1%	2.25	0.1%	0.01	1.2%	1.12	0.0%	0.03	2.8%
20	0.28	0.0%	0.05	5.1%	0.51	0.0%	0.04	4.8%	1.07	0.0%	0.03	2.8%
21	0.44	0.0%	0.08	8.1%	0.99	0.0%	0.01	1.2%	0.81	0.0%	0.01	0.9%
22	0.95	0.0%	0.06	6.1%	0.50	0.0%	0.02	2.4%	0.53	0.0%	0.02	1.9%
23	0.46	0.0%	0.07	7.1%	0.15	0.0%	0.01	1.2%	0.84	0.0%	0.03	2.8%
24	1.10	0.0%	0.01	1.0%	1.16	0.0%	0.02	2.4%	0.58	0.0%	0.02	1.9%
25	0.26	0.0%	0.03	3.0%	1.08	0.0%	0.05	6.0%	0.66	0.0%	0.00	0.0%
26	0.31	0.0%	0.08	8.1%	0.94	0.0%	0.03	3.6%	0.53	0.0%	0.00	0.0%
27	0.76	0.0%	0.02	2.0%	0.79	0.0%	0.04	4.8%	0.51	0.0%	0.03	2.8%
28	0.54	0.0%	0.09	9.1%	0.92	0.0%	0.01	1.2%	0.44	0.0%	0.08	7.4%
29	0.71	0.0%	0.01	1.0%	0.69	0.0%	0.03	3.6%	0.79	0.0%	0.04	3.7%
30	0.93	0.0%	0.06	6.1%	0.30	0.0%	0.04	4.8%	0.78	0.0%	0.01	0.9%
31	0.67	0.0%	0.07	7.1%	0.67	0.0%	0.04	4.8%	0.63	0.0%	0.06	5.6%

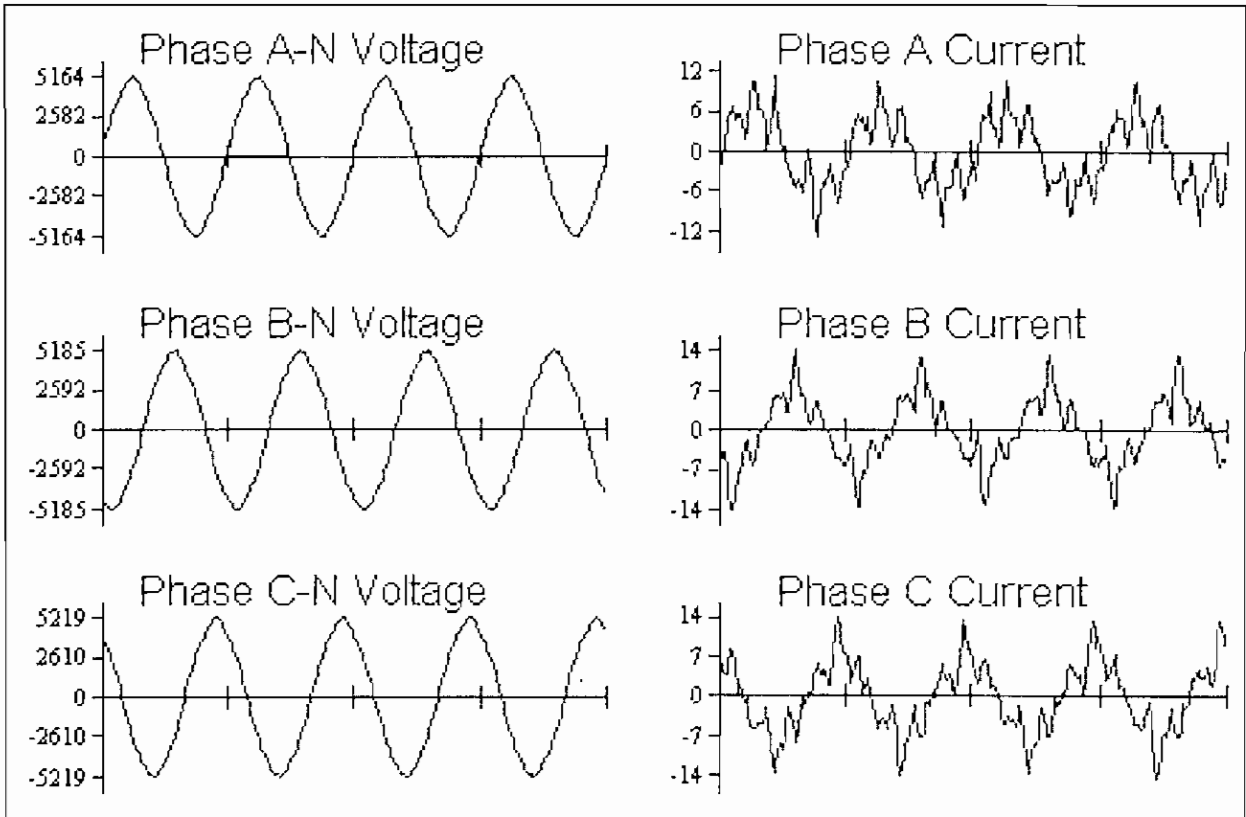


FORMA DE ONDA No. 2

Subestación No 4

Fecha : 22- 07 - 97

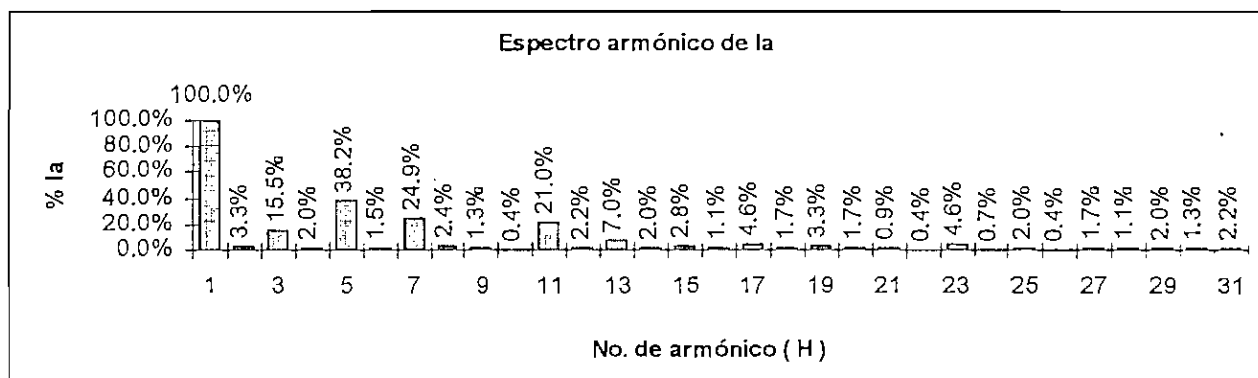
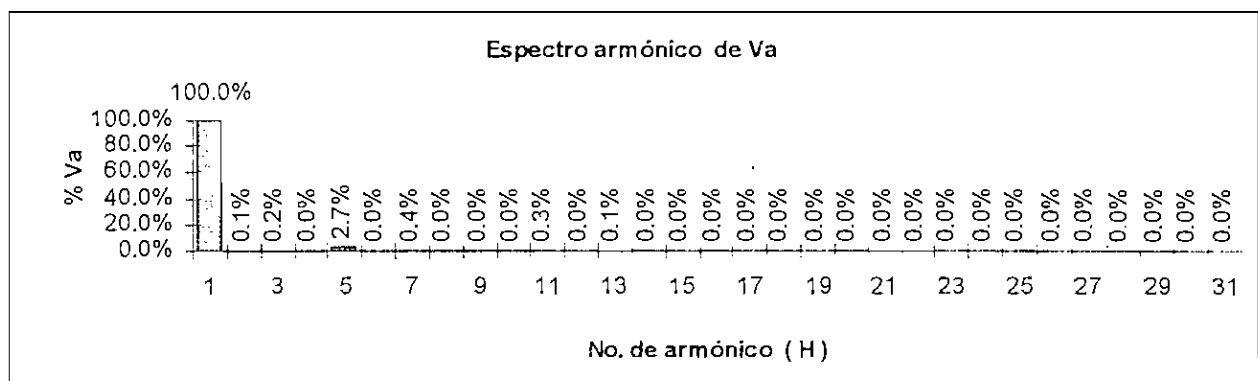
Hora : 2:23 : 00 pm



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3549.57	3550.95	98.7	5168.89	1.45	3760.37	2.78
Ia	4.58	5.27	2.6	12.91	2.44	18.18	56.74
Vb	3577.43	3578.6	91.72	5188.6	1.44	3805.37	2.56
Ib	5.4	5.94	2.49	14.32	2.4	16.22	46.12
Vc	3577.15	3578.27	89.9	5229.06	1.46	3804.26	2.51
Ic	5.51	6.07	2.55	14.24	2.34	16.99	46.44

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	la (A)	la(%)	Vb (V)	Vb(%)	lb(A)	lb(%)	Vc(V)	Vc(%)	lc(A)	lc(%)
1	3549.57	100.0%	4.58	100.0%	3577.43	100.0%	5.4	100.0%	3577.15	100.0%	5.51	100.0%
2	2.53	0.1%	0.15	3.3%	1.72	0.0%	0.13	2.4%	3.32	0.1%	0.14	2.5%
3	5.70	0.2%	0.71	15.5%	8.14	0.2%	0.53	9.8%	13.22	0.4%	0.57	10.3%
4	1.48	0.0%	0.09	2.0%	2.54	0.1%	0.06	1.1%	0.54	0.0%	0.10	1.8%
5	96.55	2.7%	1.75	38.2%	88.95	2.5%	1.58	29.3%	85.65	2.4%	1.75	31.8%
6	1.18	0.0%	0.07	1.5%	1.22	0.0%	0.04	0.7%	0.30	0.0%	0.03	0.5%
7	13.05	0.4%	1.14	24.9%	14.73	0.4%	1.24	23.0%	18.32	0.5%	1.22	22.1%
8	1.49	0.0%	0.11	2.4%	1.62	0.0%	0.07	1.3%	2.08	0.1%	0.10	1.8%
9	0.95	0.0%	0.06	1.3%	1.97	0.1%	0.12	2.2%	0.45	0.0%	0.08	1.5%
10	1.02	0.0%	0.02	0.4%	2.03	0.1%	0.03	0.6%	0.91	0.0%	0.04	0.7%
11	10.92	0.3%	0.96	21.0%	8.35	0.2%	1.04	19.3%	9.55	0.3%	0.97	17.6%
12	0.96	0.0%	0.10	2.2%	1.18	0.0%	0.01	0.2%	0.29	0.0%	0.01	0.2%
13	3.35	0.1%	0.32	7.0%	4.20	0.1%	0.55	10.2%	4.80	0.1%	0.42	7.6%
14	0.73	0.0%	0.09	2.0%	1.10	0.0%	0.01	0.2%	0.57	0.0%	0.06	1.1%
15	0.57	0.0%	0.13	2.8%	0.76	0.0%	0.04	0.7%	1.43	0.0%	0.05	0.9%
16	0.23	0.0%	0.05	1.1%	1.80	0.1%	0	0.0%	0.45	0.0%	0.02	0.4%
17	0.97	0.0%	0.21	4.6%	1.89	0.1%	0.15	2.8%	0.44	0.0%	0.22	4.0%
18	0.05	0.0%	0.08	1.7%	1.03	0.0%	0.06	1.1%	0.42	0.0%	0.08	1.5%
19	0.49	0.0%	0.15	3.3%	2.01	0.1%	0.16	3.0%	0.49	0.0%	0.14	2.5%
20	1.20	0.0%	0.08	1.7%	0.96	0.0%	0.05	0.9%	1.22	0.0%	0.03	0.5%
21	0.73	0.0%	0.04	0.9%	0.89	0.0%	0.1	1.9%	0.52	0.0%	0.12	2.2%
22	0.79	0.0%	0.02	0.4%	0.75	0.0%	0.01	0.2%	0.52	0.0%	0.03	0.5%
23	0.34	0.0%	0.21	4.6%	0.37	0.0%	0.1	1.9%	0.58	0.0%	0.11	2.0%
24	1.05	0.0%	0.03	0.7%	0.94	0.0%	0.03	0.6%	0.51	0.0%	0.04	0.7%
25	0.26	0.0%	0.09	2.0%	0.54	0.0%	0.07	1.3%	1.36	0.0%	0.10	1.8%
26	0.23	0.0%	0.02	0.4%	1.03	0.0%	0.1	1.9%	0.53	0.0%	0.07	1.3%
27	0.65	0.0%	0.08	1.7%	1.39	0.0%	0.02	0.4%	0.37	0.0%	0.09	1.6%
28	0.54	0.0%	0.05	1.1%	0.35	0.0%	0.04	0.7%	0.39	0.0%	0.04	0.7%
29	0.16	0.0%	0.09	2.0%	0.37	0.0%	0.09	1.7%	0.57	0.0%	0.14	2.5%
30	0.24	0.0%	0.06	1.3%	0.59	0.0%	0.01	0.2%	0.81	0.0%	0.06	1.1%
31	1.35	0.0%	0.10	2.2%	0.29	0.0%	0.15	2.8%	0.84	0.0%	0.12	2.2%

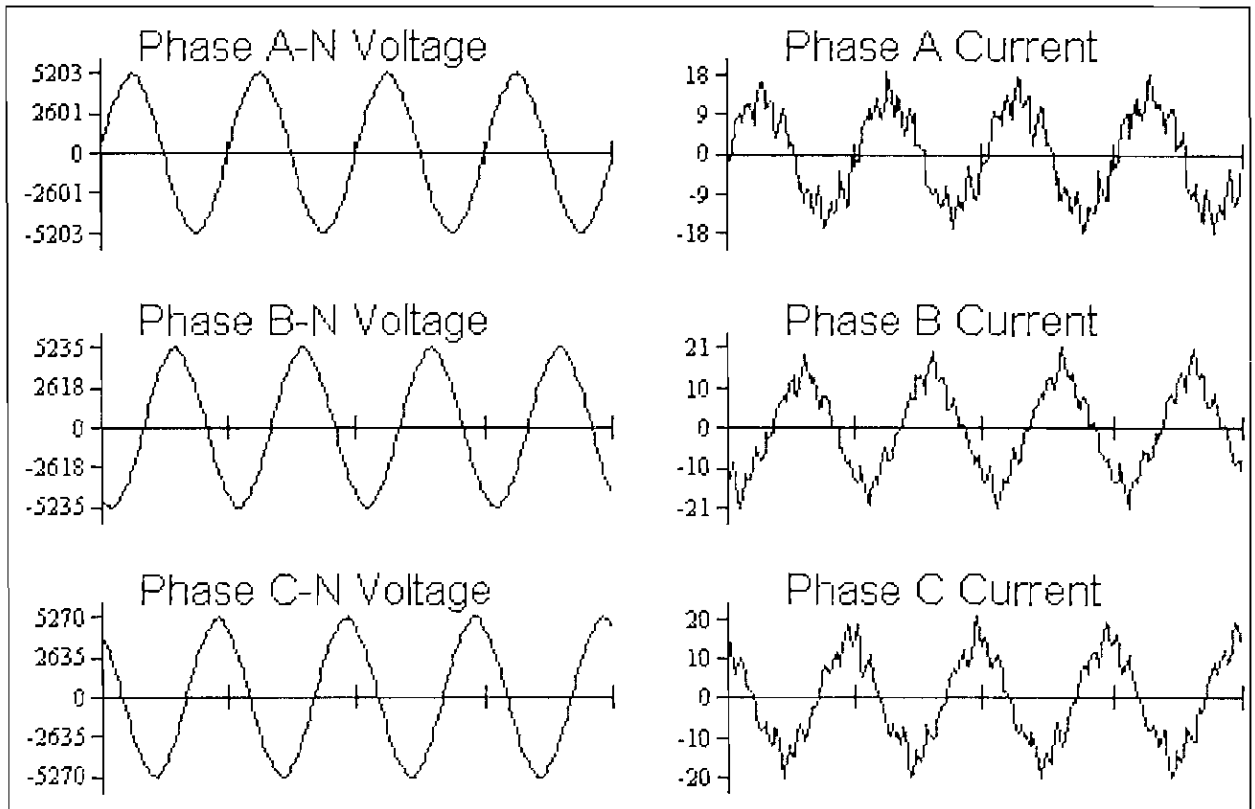


FORMA DE ONDA No. 3

Subestación No 4

Fecha : 23 - 07 - 97

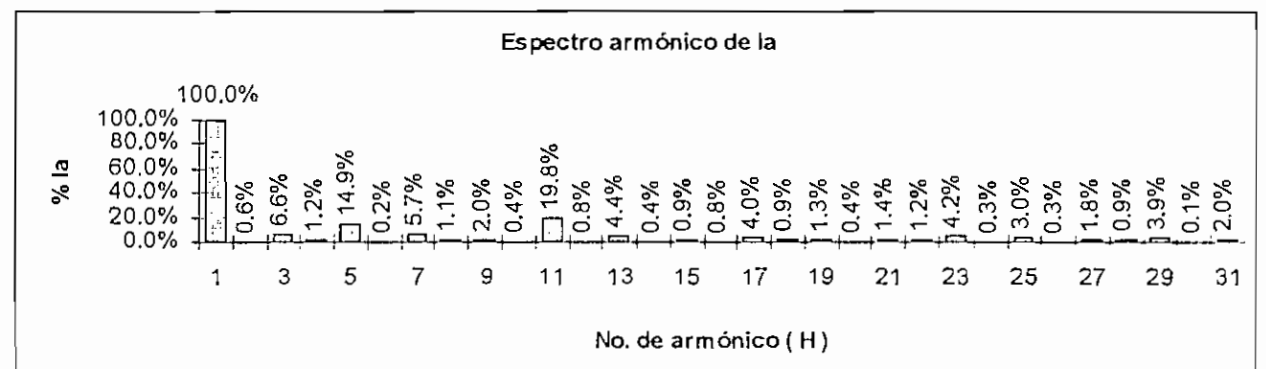
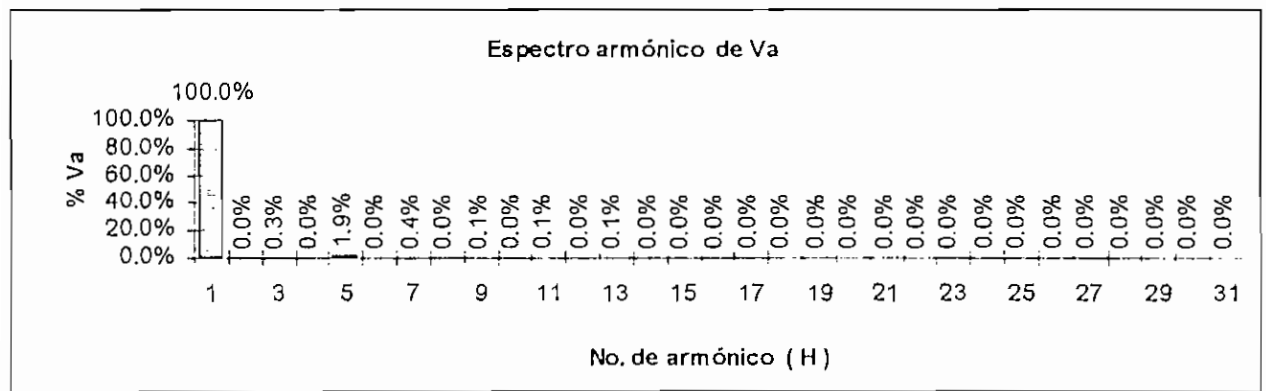
Hora : 07: 31 : 00 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3611.32	3612.02	71.35	5203.4	1.44	3819.39	1.97
Ia	9.28	9.68	2.73	18.11	1.87	24.13	29.45
Vb	3634.6	3635.08	58.82	5247.97	1.44	3838	1.61
Ib	10.35	10.61	2.31	20.89	1.96	21.06	22.35
Vc	3641.26	3641.83	64.4	5283.99	1.45	3861.05	1.76
Ic	10.43	10.71	2.45	20.51	1.91	21.33	23.55

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib(A)	Ib(%)	Vc (V)	Vc(%)	Ic (A)	Ic(%)
1	3611.32	100.0%	9.28	100.0%	3634.60	100.0%	10.35	100.0%	3641.26	100.0%	10.43	100.0%
2	0.59	0.0%	0.06	0.6%	1.37	0.0%	0.02	0.2%	0.71	0.0%	0.10	1.0%
3	10.91	0.3%	0.61	6.6%	7.00	0.2%	0.57	5.5%	13.73	0.4%	0.47	4.5%
4	0.81	0.0%	0.11	1.2%	1.01	0.0%	0.03	0.3%	0.65	0.0%	0.05	0.5%
5	67.64	1.9%	1.38	14.9%	53.58	1.5%	1.1	10.6%	58.00	1.6%	1.42	13.6%
6	1.48	0.0%	0.02	0.2%	0.35	0.0%	0.07	0.7%	0.42	0.0%	0.09	0.9%
7	14.54	0.4%	0.53	5.7%	18.16	0.5%	0.65	6.3%	19.13	0.5%	0.68	6.5%
8	1.06	0.0%	0.10	1.1%	1.95	0.1%	0.03	0.3%	1.27	0.0%	0.04	0.4%
9	2.03	0.1%	0.19	2.0%	2.17	0.1%	0.13	1.3%	2.95	0.1%	0.05	0.5%
10	1.41	0.0%	0.04	0.4%	0.95	0.0%	0.07	0.7%	1.56	0.0%	0.00	0.0%
11	3.40	0.1%	1.84	19.8%	2.25	0.1%	1.57	15.2%	3.58	0.1%	1.60	15.3%
12	0.78	0.0%	0.07	0.8%	0.85	0.0%	0.07	0.7%	1.27	0.0%	0.01	0.1%
13	2.47	0.1%	0.41	4.4%	3.15	0.1%	0.38	3.7%	2.41	0.1%	0.41	3.9%
14	0.41	0.0%	0.04	0.4%	0.89	0.0%	0.03	0.3%	0.78	0.0%	0.03	0.3%
15	1.13	0.0%	0.08	0.9%	0.11	0.0%	0.07	0.7%	0.15	0.0%	0.11	1.1%
16	1.21	0.0%	0.07	0.8%	1.15	0.0%	0.03	0.3%	1.67	0.0%	0.05	0.5%
17	0.80	0.0%	0.37	4.0%	0.33	0.0%	0.28	2.7%	0.91	0.0%	0.20	1.9%
18	0.24	0.0%	0.08	0.9%	1.09	0.0%	0.01	0.1%	0.92	0.0%	0.02	0.2%
19	0.44	0.0%	0.12	1.3%	1.20	0.0%	0.09	0.9%	0.45	0.0%	0.01	0.1%
20	1.18	0.0%	0.04	0.4%	1.01	0.0%	0.04	0.4%	0.82	0.0%	0.02	0.2%
21	0.52	0.0%	0.13	1.4%	1.54	0.0%	0.08	0.8%	0.37	0.0%	0.09	0.9%
0.8	0.79	0.0%	0.11	1.2%	1.26	0.0%	0	0.0%	0.99	0.0%	0.06	0.6%
0.6	0.34	0.0%	0.39	4.2%	1.30	0.0%	0.39	3.8%	0.66	0.0%	0.22	2.1%
0.3	1.05	0.0%	0.03	0.3%	1.18	0.0%	0.03	0.3%	0.60	0.0%	0.03	0.3%
0.5	0.26	0.0%	0.28	3.0%	1.37	0.0%	0.33	3.2%	0.88	0.0%	0.21	2.0%
1.1	0.23	0.0%	0.03	0.3%	0.73	0.0%	0.02	0.2%	1.06	0.0%	0.04	0.4%
0.4	0.65	0.0%	0.17	1.8%	0.50	0.0%	0.14	1.4%	0.72	0.0%	0.11	1.1%
0.5	0.54	0.0%	0.08	0.9%	0.74	0.0%	0.02	0.2%	0.79	0.0%	0.05	0.5%
0.4	0.16	0.0%	0.36	3.9%	0.56	0.0%	0.2	1.9%	0.92	0.0%	0.07	0.7%
0.4	0.24	0.0%	0.01	0.1%	0.88	0.0%	0.02	0.2%	1.09	0.0%	0.03	0.3%
0.9	1.35	0.0%	0.19	2.0%	1.73	0.0%	0.13	1.3%	0.55	0.0%	0.08	0.8%

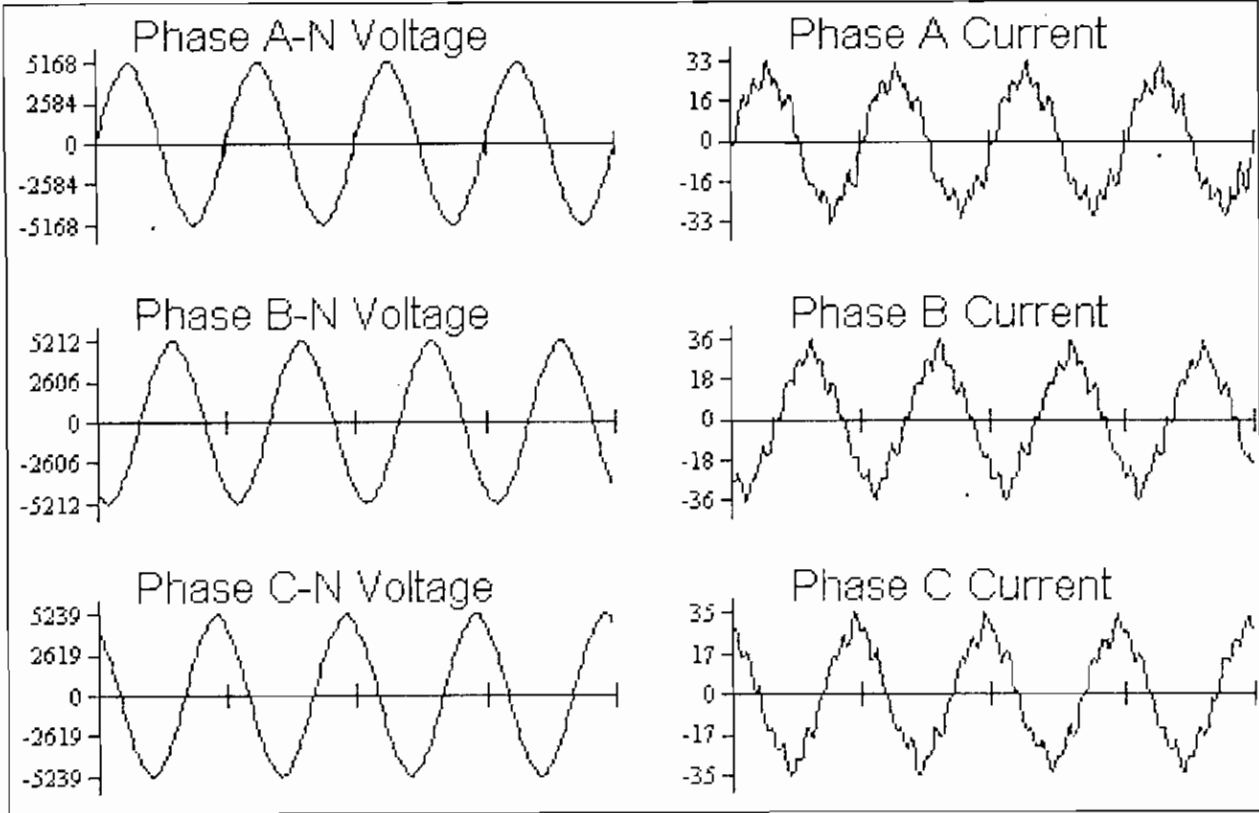


FORMA DE ONDA No. 4

Subestación No 4

Fecha : 23 - 07 - 97

Hora : 07: 51 : 03 am.

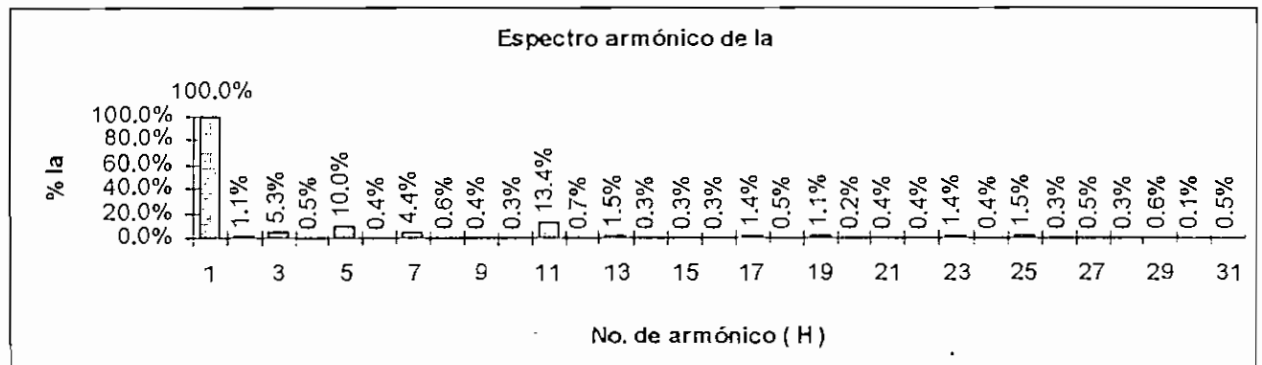
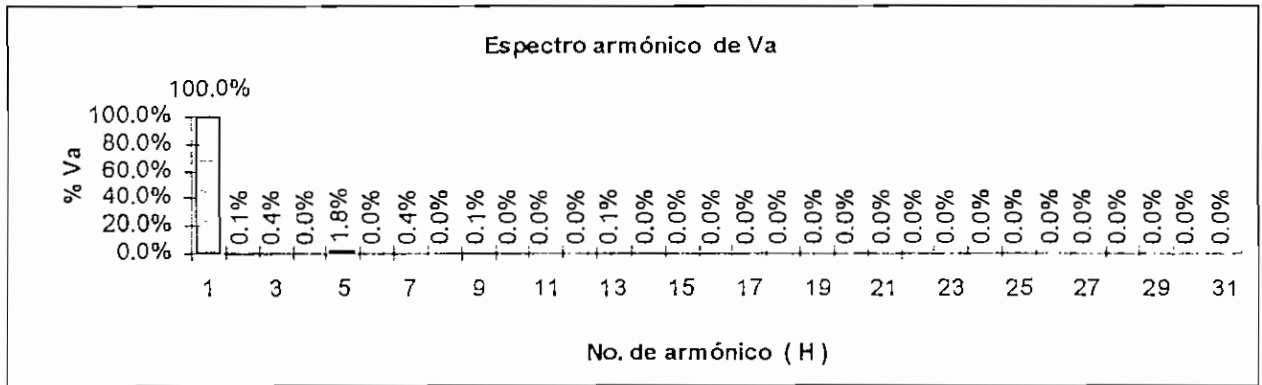


CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3587.69	3588.38	70.25	5173.16	1.44	3831.58	1.95
Ia	18.8	19.13	3.56	32.87	1.71	34.23	18.95
Vb	3608.15	3608.66	61.17	5222.19	1.44	3836.11	1.69
Ib	20.11	20.36	3.24	35.93	1.76	32.16	16.11
Vc	3614.54	3615.12	64.44	5245.9	1.45	3865.89	1.78
Ic	20.04	20.3	3.22	34.71	1.7	32.6	16.07

ESPECTROS ARMONICOS

H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib(A)	Ib(%)	Vc(V)	Vc(%)	Ic(A)	Ic(%)
1	3587.69	100.0%	18.80	100.0%	3608.15	100.0%	20.11	100.0%	3614.54	100.0%	20.04	100.0%
2	2.49	0.1%	0.20	1.1%	2.50	0.1%	0.12	0.6%	2.41	0.1%	0.06	0.3%
3	13.97	0.4%	0.99	5.3%	6.76	0.2%	0.83	4.1%	13.31	0.4%	0.52	2.6%
4	1.70	0.0%	0.09	0.5%	0.79	0.0%	0.05	0.2%	0.67	0.0%	0.05	0.2%
5	64.28	1.8%	1.88	10.0%	53.81	1.5%	1.58	7.9%	55.74	1.5%	1.77	8.8%
6	1.03	0.0%	0.07	0.4%	1.66	0.0%	0.01	0.0%	1.78	0.0%	0.01	0.0%
7	13.57	0.4%	0.83	4.4%	19.21	0.5%	0.86	4.3%	20.87	0.6%	0.91	4.5%
8	0.75	0.0%	0.11	0.6%	1.45	0.0%	0.03	0.1%	2.07	0.1%	0.02	0.1%
9	2.69	0.1%	0.07	0.4%	1.43	0.0%	0.11	0.5%	1.38	0.0%	0.08	0.4%
10	1.12	0.0%	0.06	0.3%	0.36	0.0%	0.05	0.2%	1.37	0.0%	0.02	0.1%
11	1.16	0.0%	2.52	13.4%	1.50	0.0%	2.41	12.0%	0.93	0.0%	2.33	11.6%
12	0.35	0.0%	0.13	0.7%	0.71	0.0%	0.02	0.1%	0.71	0.0%	0.02	0.1%
13	2.08	0.1%	0.29	1.5%	2.84	0.1%	0.3	1.5%	2.44	0.1%	0.26	1.3%
14	0.90	0.0%	0.06	0.3%	0.79	0.0%	0.02	0.1%	0.71	0.0%	0.04	0.2%
15	1.19	0.0%	0.06	0.3%	0.88	0.0%	0.12	0.6%	1.61	0.0%	0.02	0.1%
16	0.60	0.0%	0.05	0.3%	1.48	0.0%	0.02	0.1%	0.95	0.0%	0.03	0.1%
17	0.78	0.0%	0.27	1.4%	1.07	0.0%	0.27	1.3%	1.31	0.0%	0.22	1.1%
18	0.74	0.0%	0.09	0.5%	0.95	0.0%	0.01	0.0%	2.02	0.1%	0.06	0.3%
19	1.22	0.0%	0.21	1.1%	1.27	0.0%	0.17	0.8%	0.88	0.0%	0.13	0.6%
20	0.77	0.0%	0.04	0.2%	1.11	0.0%	0.03	0.1%	0.73	0.0%	0.06	0.3%
21	0.92	0.0%	0.07	0.4%	2.15	0.1%	0.04	0.2%	1.67	0.0%	0.08	0.4%
0.8	1.16	0.0%	0.08	0.4%	1.22	0.0%	0.02	0.1%	0.94	0.0%	0.05	0.2%
0.6	0.61	0.0%	0.27	1.4%	0.31	0.0%	0.3	1.5%	0.62	0.0%	0.29	1.4%
0.3	0.97	0.0%	0.07	0.4%	1.02	0.0%	0.04	0.2%	0.93	0.0%	0.02	0.1%
0.5	0.20	0.0%	0.29	1.5%	1.21	0.0%	0.2	1.0%	0.07	0.0%	0.12	0.6%
1.1	0.60	0.0%	0.05	0.3%	1.50	0.0%	0.07	0.3%	0.89	0.0%	0.02	0.1%
0.4	0.90	0.0%	0.10	0.5%	0.16	0.0%	0.06	0.3%	1.31	0.0%	0.05	0.2%
0.5	0.82	0.0%	0.05	0.3%	0.48	0.0%	0	0.0%	0.55	0.0%	0.02	0.1%
0.4	1.01	0.0%	0.12	0.6%	0.88	0.0%	0.1	0.5%	0.33	0.0%	0.12	0.6%
0.4	0.82	0.0%	0.02	0.1%	0.80	0.0%	0.03	0.1%	1.03	0.0%	0.06	0.3%
0.9	1.06	0.0%	0.10	0.5%	0.93	0.0%	0.07	0.3%	0.24	0.0%	0.07	0.3%

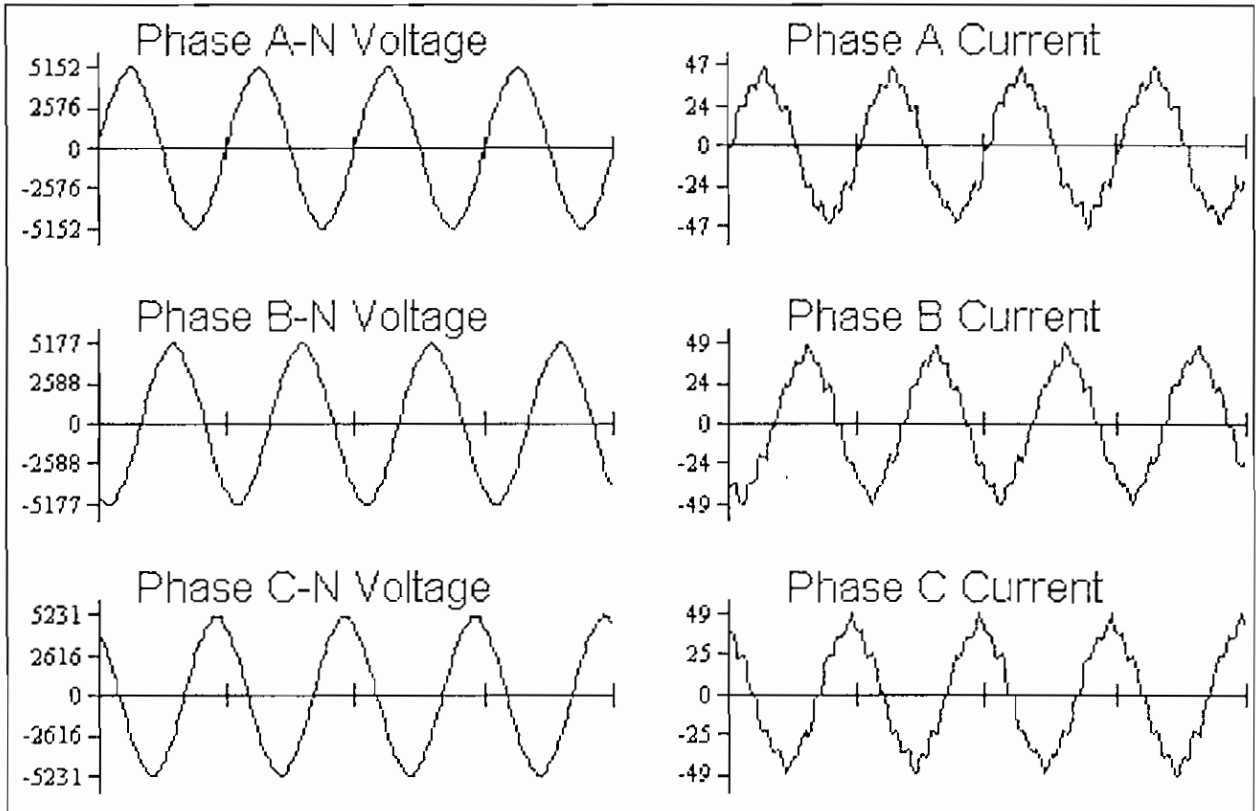


FORMA DE ONDA No. 5

Subestación No 4

Fecha : 23 - 07 - 97

Hora : 08: 03 : 00 am.

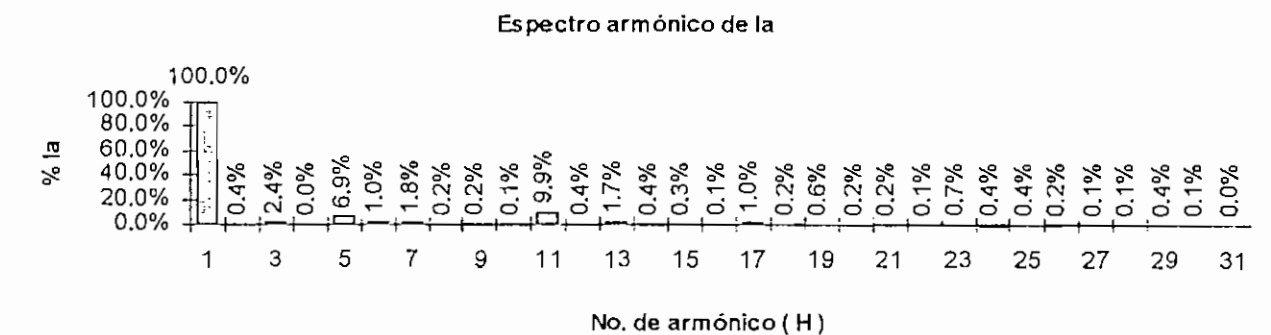
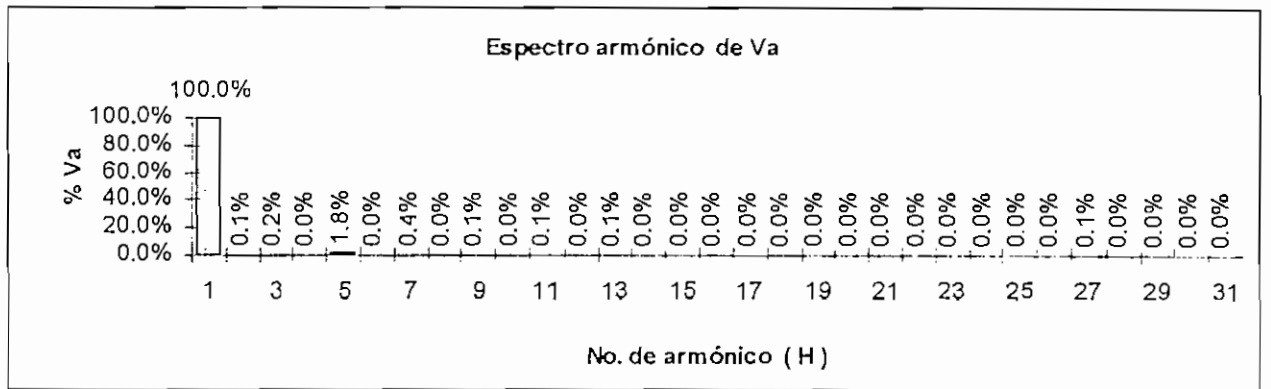


CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3574.92	3575.56	67.63	5154.51	1.44	3760.37	1.89
Ia	28.95	29.19	3.75	48.25	1.65	44.21	12.95
Vb	3600.55	3601.03	58.82	5180.96	1.43	3783.02	1.63
Ib	29.87	30.08	3.55	48.9	1.62	41.91	11.88
Vc	3602.02	3602.55	61.71	5242.85	1.45	3795.37	1.71
Ic	29.95	30.16	3.55	49.35	1.63	42.76	11.86

ESPECTROS ARMONICOS

H	Va (V)	Va(%)	la (A)	la(%)	Vb (V)	Vb(%)	lb(A)	lb(%)	Vc(V)	Vc(%)	lc(A)	lc(%)
1	3574.92	100.0%	28.95	100.0%	3600.55	100.0%	29.87	100.0%	3602.02	100.0%	29.95	100.0%
2	2.25	0.1%	0.13	0.4%	0.30	0.0%	0.036	0.1%	0.59	0.0%	0.14	0.5%
3	7.81	0.2%	0.69	2.4%	9.67	0.3%	0.57	1.9%	14.77	0.4%	0.34	1.1%
4	0.53	0.0%	0.00	0.0%	1.34	0.0%	0.06	0.2%	1.63	0.0%	0.01	0.0%
5	64.51	1.8%	1.99	6.9%	53.43	1.5%	1.7	5.7%	54.88	1.5%	1.85	6.2%
6	0.37	0.0%	0.30	1.0%	0.98	0.0%	0.04	0.1%	1.77	0.0%	0.04	0.1%
7	14.93	0.4%	0.53	1.8%	19.10	0.5%	0.48	1.6%	21.12	0.6%	0.69	2.3%
8	0.69	0.0%	0.06	0.2%	1.24	0.0%	0.03	0.1%	1.02	0.0%	0.02	0.1%
9	2.32	0.1%	0.07	0.2%	1.00	0.0%	0.12	0.4%	2.93	0.1%	0.11	0.4%
10	0.49	0.0%	0.04	0.1%	0.57	0.0%	0.04	0.1%	0.12	0.0%	0.04	0.1%
11	3.51	0.1%	2.86	9.9%	3.36	0.1%	2.86	9.6%	1.60	0.0%	2.75	9.2%
12	0.35	0.0%	0.11	0.4%	0.88	0.0%	0.06	0.2%	1.31	0.0%	0.06	0.2%
13	2.35	0.1%	0.50	1.7%	3.71	0.1%	0.6	2.0%	1.67	0.0%	0.61	2.0%
14	0.79	0.0%	0.11	0.4%	0.78	0.0%	0.01	0.0%	0.35	0.0%	0.02	0.1%
15	0.68	0.0%	0.08	0.3%	0.57	0.0%	0.17	0.6%	0.77	0.0%	0.09	0.3%
16	1.06	0.0%	0.04	0.1%	0.43	0.0%	0.03	0.1%	0.60	0.0%	0.01	0.0%
17	0.89	0.0%	0.30	1.0%	0.95	0.0%	0.24	0.8%	1.12	0.0%	0.24	0.8%
18	0.78	0.0%	0.06	0.2%	1.10	0.0%	0.02	0.1%	1.28	0.0%	0.03	0.1%
19	0.52	0.0%	0.16	0.6%	0.84	0.0%	0.19	0.6%	0.43	0.0%	0.17	0.6%
20	0.93	0.0%	0.05	0.2%	0.45	0.0%	0.02	0.1%	1.06	0.0%	0.08	0.3%
21	0.23	0.0%	0.05	0.2%	0.68	0.0%	0.12	0.4%	0.46	0.0%	0.07	0.2%
0.8	1.38	0.0%	0.02	0.1%	0.37	0.0%	0.06	0.2%	1.05	0.0%	0.06	0.2%
0.6	0.49	0.0%	0.21	0.7%	0.60	0.0%	0.25	0.8%	0.90	0.0%	0.28	0.9%
0.3	0.55	0.0%	0.11	0.4%	0.52	0.0%	0.06	0.2%	1.05	0.0%	0.05	0.2%
0.5	0.69	0.0%	0.13	0.4%	0.93	0.0%	0.11	0.4%	1.51	0.0%	0.12	0.4%
1.1	0.69	0.0%	0.07	0.2%	0.58	0.0%	0	0.0%	0.93	0.0%	0.00	0.0%
0.4	2.00	0.1%	0.02	0.1%	0.75	0.0%	0.05	0.2%	0.90	0.0%	0.07	0.2%
0.5	0.44	0.0%	0.04	0.1%	0.98	0.0%	0.01	0.0%	1.38	0.0%	0.05	0.2%
0.4	0.63	0.0%	0.12	0.4%	0.82	0.0%	0.06	0.2%	0.89	0.0%	0.05	0.2%
0.4	0.51	0.0%	0.03	0.1%	0.26	0.0%	0.04	0.1%	0.85	0.0%	0.01	0.0%
0.9	0.45	0.0%	0.01	0.0%	0.47	0.0%	0.01	0.0%	0.66	0.0%	0.05	0.2%

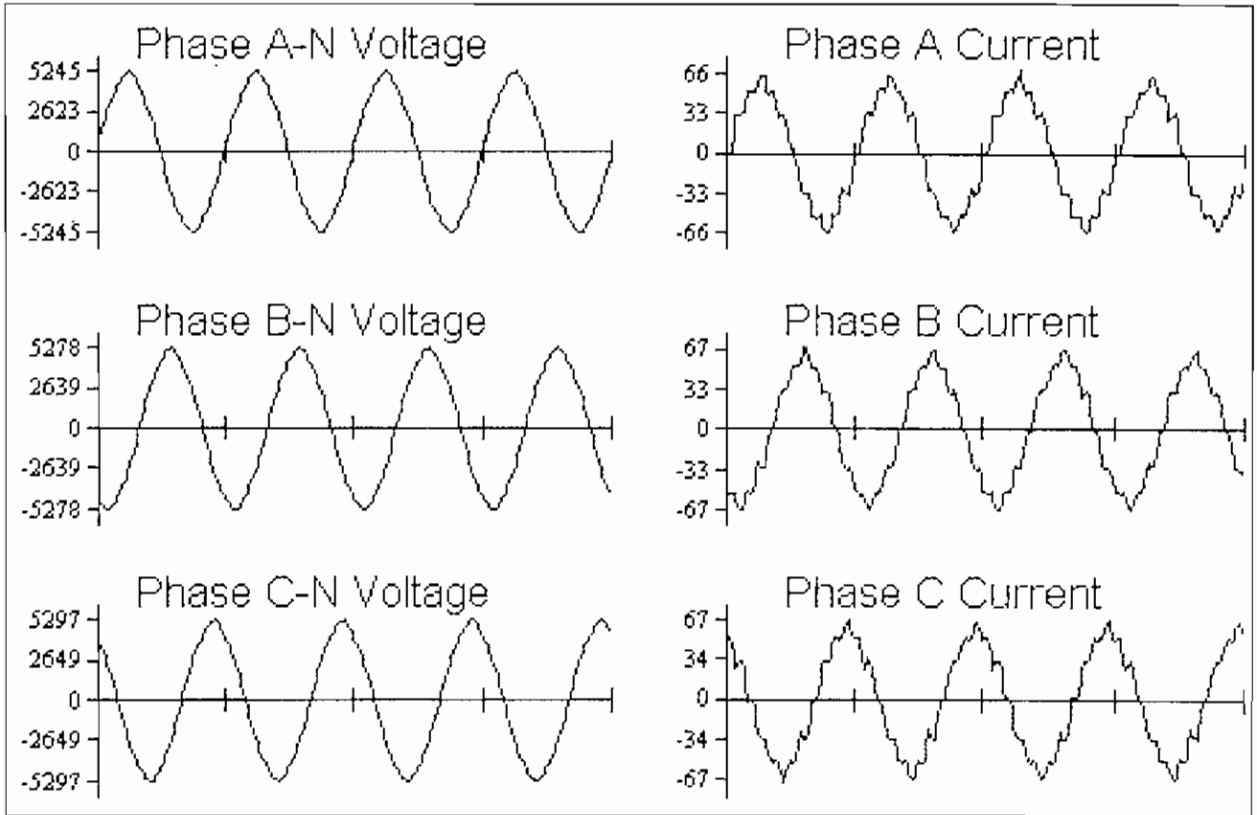


FORMA DE ONDA No. 6

Subestación No 4

Fecha : 22 - 07 - 97

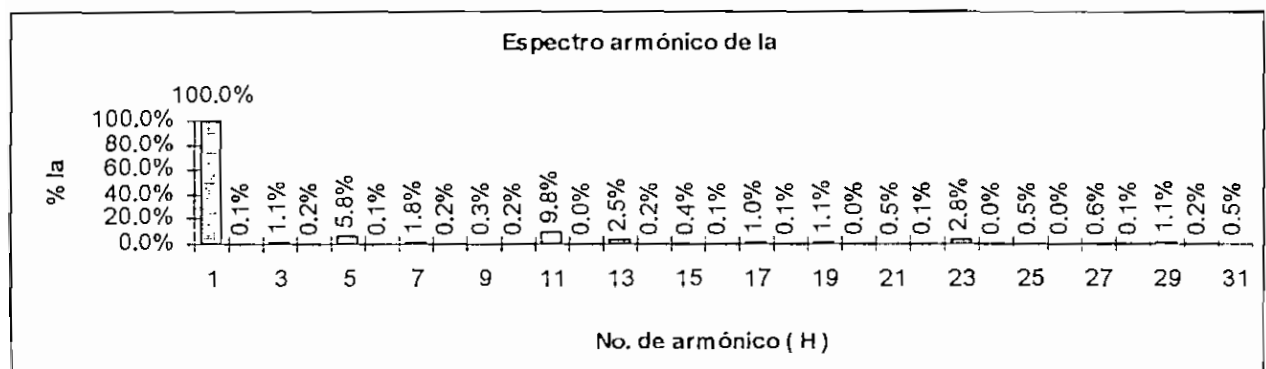
Hora : 01: 01 : 01 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3606.84	3607.91	87.83	5245.72	1.45	3829.34	2.43
Ia	40.92	41.24	5.13	66.57	1.61	60.2	12.55
Vb	3633.52	3634.38	79.2	5282.69	1.45	3875.48	2.17
Ib	41.97	42.22	4.6	67.45	1.59	57.75	10.97
Vc	3629.95	3630.86	81.29	5301.95	1.46	3870.56	2.23
Ic	41.32	41.61	4.91	67.69	1.62	58.96	11.89

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	la (A)	la(%)	Vb (V)	Vb(%)	lb (A)	lb(%)	Vc (V)	Vc(%)	lc (A)	lc (%)
1	3606.84	100.0%	40.92	100.0%	3633.52	100.0%	41.97	100.0%	3629.95	100.0%	41.32	100.0%
0	2.23	0.1%	0.04	0.1%	0.80	0.0%	0.03	0.1%	2.34	0.1%	0.02	0.0%
3	5.25	0.1%	0.47	1.1%	8.54	0.2%	0.47	1.1%	11.78	0.3%	0.09	0.2%
4	1.19	0.0%	0.08	0.2%	0.92	0.0%	0	0.0%	0.44	0.0%	0.09	0.2%
5	84.61	2.3%	2.39	5.8%	73.96	2.0%	2.07	4.9%	75.45	2.1%	2.15	5.2%
6	0.58	0.0%	0.06	0.1%	1.74	0.0%	0.03	0.1%	0.97	0.0%	0.06	0.1%
7	16.17	0.4%	0.72	1.8%	20.42	0.6%	0.52	1.2%	22.16	0.6%	0.08	0.2%
8	0.84	0.0%	0.10	0.2%	2.46	0.1%	0.05	0.1%	2.45	0.1%	0.07	0.2%
9	0.79	0.0%	0.13	0.3%	1.80	0.0%	0.23	0.5%	1.58	0.0%	0.26	0.6%
10	0.57	0.0%	0.09	0.2%	0.11	0.0%	0	0.0%	0.83	0.0%	0.05	0.1%
11	10.38	0.3%	4.01	9.8%	8.32	0.2%	3.72	8.9%	7.97	0.2%	3.96	9.6%
12	0.99	0.0%	0.00	0.0%	0.76	0.0%	0.01	0.0%	0.05	0.0%	0.07	0.2%
13	3.87	0.1%	1.03	2.5%	5.23	0.1%	0.97	2.3%	4.35	0.1%	1.04	2.5%
14	0.44	0.0%	0.09	0.2%	1.21	0.0%	0.03	0.1%	0.26	0.0%	0.02	0.0%
15	1.39	0.0%	0.16	0.4%	1.10	0.0%	0.14	0.3%	0.68	0.0%	0.13	0.3%
16	0.81	0.0%	0.06	0.1%	0.92	0.0%	0.05	0.1%	1.06	0.0%	0.03	0.1%
17	1.24	0.0%	0.42	1.0%	0.62	0.0%	0.29	0.7%	0.97	0.0%	0.43	1.0%
18	0.87	0.0%	0.04	0.1%	0.88	0.0%	0.03	0.1%	0.88	0.0%	0.04	0.1%
19	0.82	0.0%	0.44	1.1%	1.38	0.0%	0.38	0.9%	0.85	0.0%	0.53	1.3%
20	0.63	0.0%	0.02	0.0%	0.27	0.0%	0.04	0.1%	1.07	0.0%	0.04	0.1%
21	0.64	0.0%	0.19	0.5%	1.50	0.0%	0.17	0.4%	0.73	0.0%	0.22	0.5%
0.8	1.65	0.0%	0.06	0.1%	0.28	0.0%	0.04	0.1%	2.16	0.1%	0.04	0.1%
0.6	0.35	0.0%	1.13	2.8%	0.19	0.0%	0.8	1.9%	0.62	0.0%	0.75	1.8%
0.3	1.07	0.0%	0.02	0.0%	1.02	0.0%	0.1	0.2%	0.70	0.0%	0.04	0.1%
0.5	0.51	0.0%	0.21	0.5%	0.94	0.0%	0.22	0.5%	0.97	0.0%	0.15	0.4%
1.1	0.33	0.0%	0.01	0.0%	0.82	0.0%	0.01	0.0%	0.43	0.0%	0.02	0.0%
0.4	0.51	0.0%	0.23	0.6%	1.28	0.0%	0.11	0.3%	0.80	0.0%	0.20	0.5%
0.5	0.46	0.0%	0.03	0.1%	0.44	0.0%	0.06	0.1%	1.22	0.0%	0.01	0.0%
0.4	0.81	0.0%	0.45	1.1%	0.36	0.0%	0.16	0.4%	0.26	0.0%	0.38	0.9%
0.4	0.67	0.0%	0.07	0.2%	1.70	0.0%	0.06	0.1%	0.42	0.0%	0.04	0.1%
0.9	0.59	0.0%	0.20	0.5%	1.02	0.0%	0.22	0.5%	0.72	0.0%	0.26	0.6%

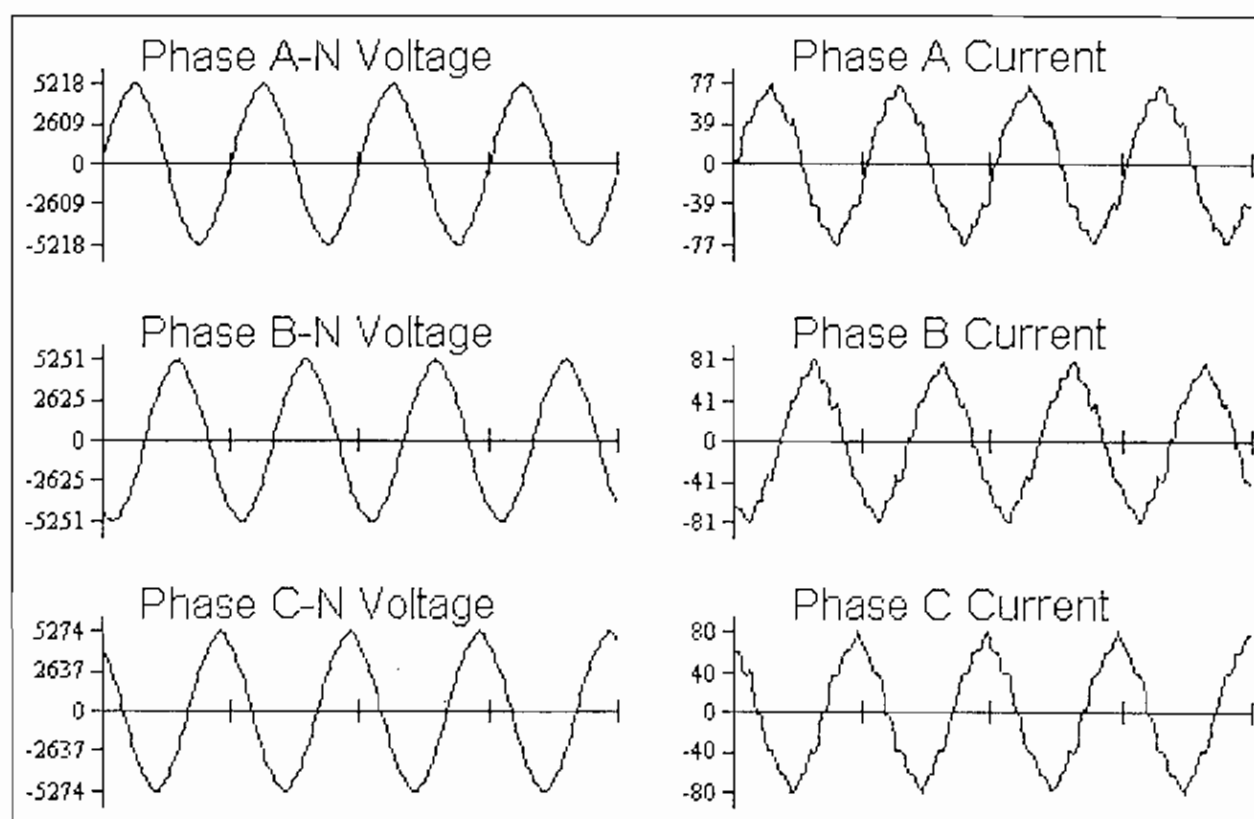


FORMA DE ONDA No. 7

Subestación No 4

Fecha : 22 - 07 - 97

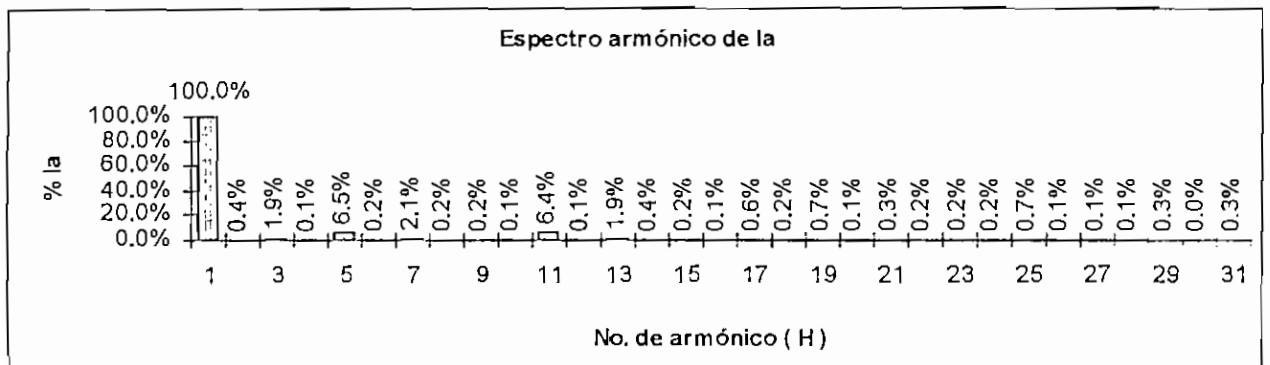
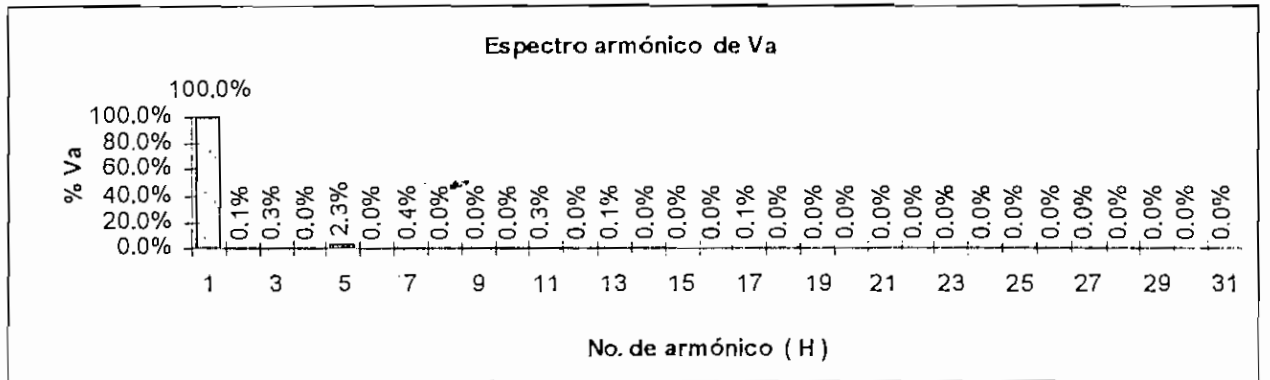
Hora : 12: 52 : 20 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3599.57	3600.63	87.23	5220.69	1.44	3959.37	2.42
Ia	49.85	50.1	5	77.53	1.54	69.68	10.03
Vb	3623.84	3624.64	76.02	5255	1.44	3870.87	2.09
Ib	51.31	51.54	4.8	81.77	1.58	68.37	9.36
Vc	3621.1	3621.94	78.18	5281.82	1.45	3881.45	2.15
Ic	50.77	51.02	4.99	80.6	1.57	68.73	9.83

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib(A)	Ib(%)	Vc(V)	Vc(%)	Ic(A)	Ic(%)
1	3599.57	100.0%	49.85	100.0%	3623.84	100.0%	51.31	100.0%	3621.10	100.0%	50.77	100.0%
0	4.19	0.1%	0.18	0.4%	4.25	0.1%	0.13	0.3%	2.66	0.1%	0.17	0.3%
3	9.55	0.3%	0.97	1.9%	5.73	0.2%	0.87	1.7%	13.18	0.4%	0.65	1.3%
4	1.76	0.0%	0.05	0.1%	0.89	0.0%	0	0.0%	1.47	0.0%	0.05	0.1%
5	82.27	2.3%	3.23	6.5%	70.23	1.9%	2.82	5.5%	70.74	2.0%	3.06	6.0%
6	1.51	0.0%	0.09	0.2%	0.79	0.0%	0.04	0.1%	1.01	0.0%	0.08	0.2%
7	14.98	0.4%	1.05	2.1%	18.81	0.5%	0.98	1.9%	21.85	0.6%	1.12	2.2%
8	1.09	0.0%	0.11	0.2%	0.16	0.0%	0.08	0.2%	2.35	0.1%	0.10	0.2%
9	1.49	0.0%	0.10	0.2%	0.60	0.0%	0.09	0.2%	2.25	0.1%	0.18	0.4%
10	0.54	0.0%	0.05	0.1%	0.25	0.0%	0.03	0.1%	0.37	0.0%	0.03	0.1%
11	12.15	0.3%	3.20	6.4%	9.18	0.3%	3.37	6.6%	8.47	0.2%	3.39	6.7%
12	0.48	0.0%	0.04	0.1%	0.74	0.0%	0.03	0.1%	0.79	0.0%	0.03	0.1%
13	2.72	0.1%	0.96	1.9%	3.56	0.1%	0.98	1.9%	4.22	0.1%	1.06	2.1%
14	1.18	0.0%	0.18	0.4%	1.11	0.0%	0.04	0.1%	1.29	0.0%	0.08	0.2%
15	1.06	0.0%	0.09	0.2%	0.61	0.0%	0.16	0.3%	0.74	0.0%	0.15	0.3%
16	1.24	0.0%	0.07	0.1%	0.30	0.0%	0.04	0.1%	0.77	0.0%	0.04	0.1%
17	1.90	0.1%	0.28	0.6%	1.31	0.0%	0.34	0.7%	0.42	0.0%	0.48	0.9%
18	0.61	0.0%	0.08	0.2%	0.35	0.0%	0.01	0.0%	0.73	0.0%	0.07	0.1%
19	0.56	0.0%	0.35	0.7%	0.84	0.0%	0.36	0.7%	1.67	0.0%	0.31	0.6%
20	0.58	0.0%	0.03	0.1%	1.45	0.0%	0.05	0.1%	1.28	0.0%	0.03	0.1%
21	0.91	0.0%	0.13	0.3%	1.27	0.0%	0.16	0.3%	0.35	0.0%	0.18	0.4%
22	0.89	0.0%	0.10	0.2%	0.39	0.0%	0.06	0.1%	0.43	0.0%	0.04	0.1%
23	0.83	0.0%	0.08	0.2%	0.93	0.0%	0.24	0.5%	0.20	0.0%	0.20	0.4%
24	0.13	0.0%	0.10	0.2%	0.49	0.0%	0.05	0.1%	1.70	0.0%	0.05	0.1%
25	0.79	0.0%	0.33	0.7%	0.51	0.0%	0.26	0.5%	0.23	0.0%	0.30	0.6%
26	0.74	0.0%	0.04	0.1%	0.21	0.0%	0.04	0.1%	1.74	0.0%	0.05	0.1%
27	0.28	0.0%	0.06	0.1%	0.56	0.0%	0.1	0.2%	0.61	0.0%	0.19	0.4%
28	0.87	0.0%	0.05	0.1%	0.27	0.0%	0.01	0.0%	1.68	0.0%	0.02	0.0%
29	0.25	0.0%	0.16	0.3%	1.73	0.0%	0.3	0.6%	1.57	0.0%	0.18	0.4%
30	1.79	0.0%	0.02	0.0%	1.22	0.0%	0.02	0.0%	0.34	0.0%	0.04	0.1%
31	0.67	0.0%	0.15	0.3%	1.32	0.0%	0.25	0.5%	1.05	0.0%	0.21	0.4%

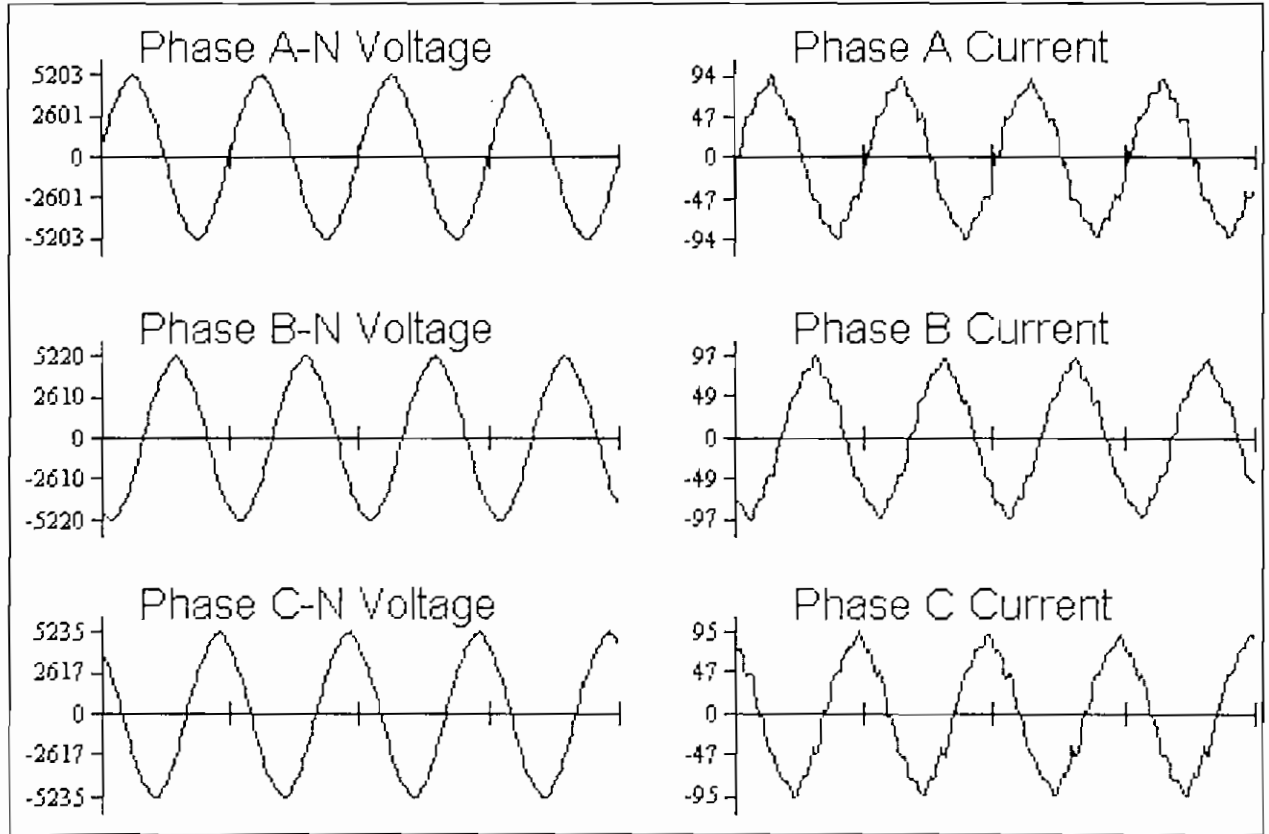


FORMA DE ONDA No. 8

Subestación No 4

Fecha : 22 - 07 - 97

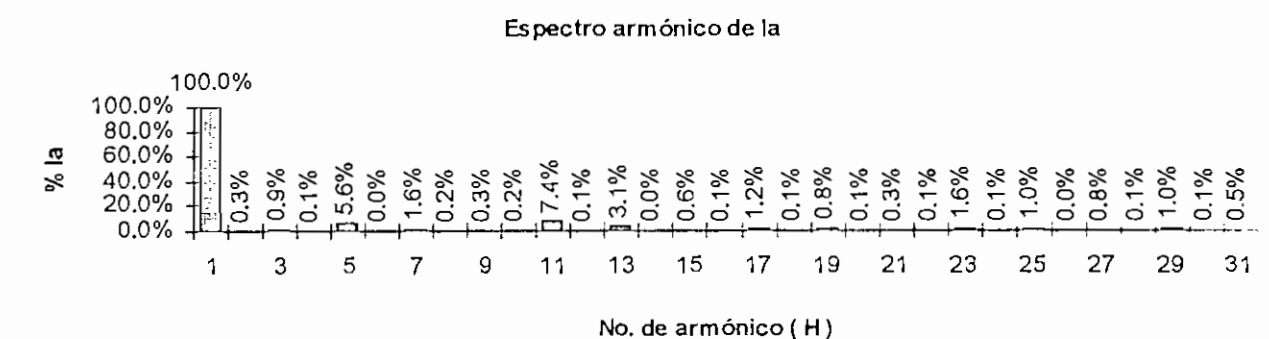
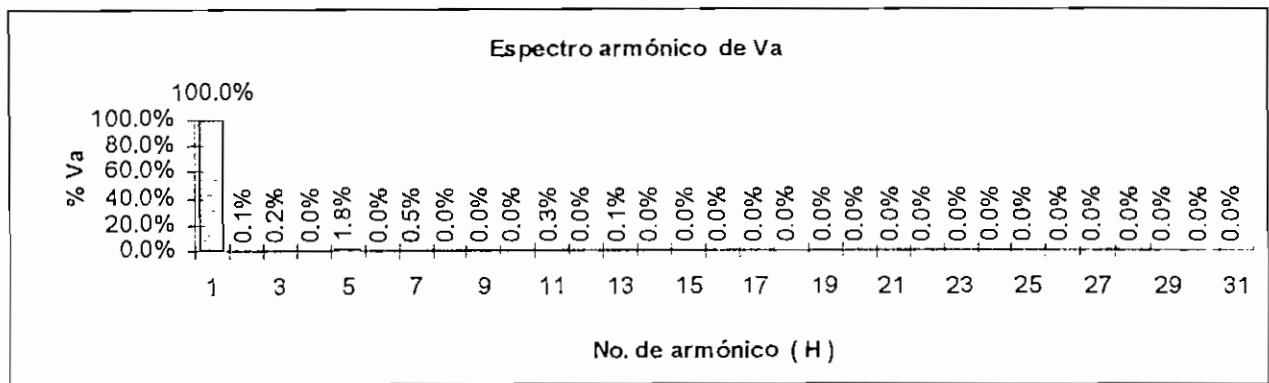
Hora : 10: 57 : 33 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3582.7	3583.68	69.42	5213.47	1.45	3801.4	1.93
Ia	59.33	59.66	6.24	94.73	1.58	84.11	10.51
Vb	3611.37	3611.94	64.2	5220.31	1.44	3822.88	1.77
Ib	61.33	61.57	5.44	97.54	1.58	80.88	8.88
Vc	3606.19	3606.78	65.34	5238.76	1.45	3821.85	1.81
Ic	59.99	60.25	5.61	95.36	1.58	80.57	9.35

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	la (A)	la(%)	Vb (V)	Vb(%)	lb(A)	lb(%)	Vc (V)	Vc(%)	lc (A)	lc(%)
1	3582.70	100.0%	59.33	100.0%	3611.37	100.0%	61.33	100.0%	3606.19	100.0%	59.99	100.0%
0	2.16	0.1%	0.16	0.3%	1.39	0.0%	0.11	0.2%	0.82	0.0%	0.19	0.3%
3	6.50	0.2%	0.56	0.9%	7.15	0.2%	0.79	1.3%	11.05	0.3%	0.19	0.3%
4	0.40	0.0%	0.05	0.1%	1.59	0.0%	0.06	0.1%	0.51	0.0%	0.07	0.1%
5	63.75	1.8%	3.31	5.6%	57.35	1.6%	2.7	4.4%	57.65	1.6%	2.97	5.0%
6	0.37	0.0%	0.02	0.0%	1.47	0.0%	0.04	0.1%	1.25	0.0%	0.06	0.1%
7	19.43	0.5%	0.93	1.6%	23.03	0.6%	1.02	1.7%	23.50	0.7%	1.10	1.8%
8	0.62	0.0%	0.09	0.2%	1.28	0.0%	0.02	0.0%	0.44	0.0%	0.09	0.2%
9	0.49	0.0%	0.19	0.3%	0.80	0.0%	0.25	0.4%	0.36	0.0%	0.23	0.4%
10	1.24	0.0%	0.10	0.2%	0.76	0.0%	0.07	0.1%	1.30	0.0%	0.00	0.0%
11	12.24	0.3%	4.39	7.4%	8.09	0.2%	3.96	6.5%	9.01	0.2%	3.99	6.7%
12	0.77	0.0%	0.04	0.1%	0.33	0.0%	0.02	0.0%	1.27	0.0%	0.05	0.1%
13	2.99	0.1%	1.81	3.1%	2.94	0.1%	1.64	2.7%	3.54	0.1%	1.78	3.0%
14	0.23	0.0%	0.02	0.0%	0.03	0.0%	0.01	0.0%	0.88	0.0%	0.02	0.0%
15	0.57	0.0%	0.34	0.6%	1.11	0.0%	0.16	0.3%	0.15	0.0%	0.25	0.4%
16	1.38	0.0%	0.08	0.1%	1.98	0.1%	0.06	0.1%	1.36	0.0%	0.00	0.0%
17	1.00	0.0%	0.72	1.2%	0.72	0.0%	0.48	0.8%	0.58	0.0%	0.38	0.6%
18	1.31	0.0%	0.07	0.1%	1.17	0.0%	0.01	0.0%	0.42	0.0%	0.05	0.1%
19	0.09	0.0%	0.50	0.8%	0.66	0.0%	0.5	0.8%	1.44	0.0%	0.44	0.7%
20	0.86	0.0%	0.06	0.1%	0.46	0.0%	0.03	0.0%	1.57	0.0%	0.04	0.1%
21	1.15	0.0%	0.20	0.3%	0.36	0.0%	0.17	0.3%	0.12	0.0%	0.26	0.4%
22	1.03	0.0%	0.06	0.1%	0.89	0.0%	0.01	0.0%	0.39	0.0%	0.03	0.1%
23	1.11	0.0%	0.93	1.6%	0.73	0.0%	0.66	1.1%	0.79	0.0%	0.44	0.7%
24	1.42	0.0%	0.03	0.1%	0.83	0.0%	0.03	0.0%	1.22	0.0%	0.04	0.1%
25	0.64	0.0%	0.62	1.0%	1.79	0.0%	0.45	0.7%	2.01	0.1%	0.52	0.9%
26	0.46	0.0%	0.01	0.0%	0.16	0.0%	0.01	0.0%	1.19	0.0%	0.03	0.1%
27	0.13	0.0%	0.45	0.8%	0.89	0.0%	0.13	0.2%	0.60	0.0%	0.30	0.5%
28	0.42	0.0%	0.04	0.1%	1.11	0.0%	0.03	0.0%	1.01	0.0%	0.02	0.0%
29	0.77	0.0%	0.60	1.0%	0.64	0.0%	0.37	0.6%	0.48	0.0%	0.27	0.5%
30	0.79	0.0%	0.04	0.1%	1.00	0.0%	0.02	0.0%	1.29	0.0%	0.04	0.1%
31	0.20	0.0%	0.32	0.5%	0.88	0.0%	0.31	0.5%	2.12	0.1%	0.31	0.5%

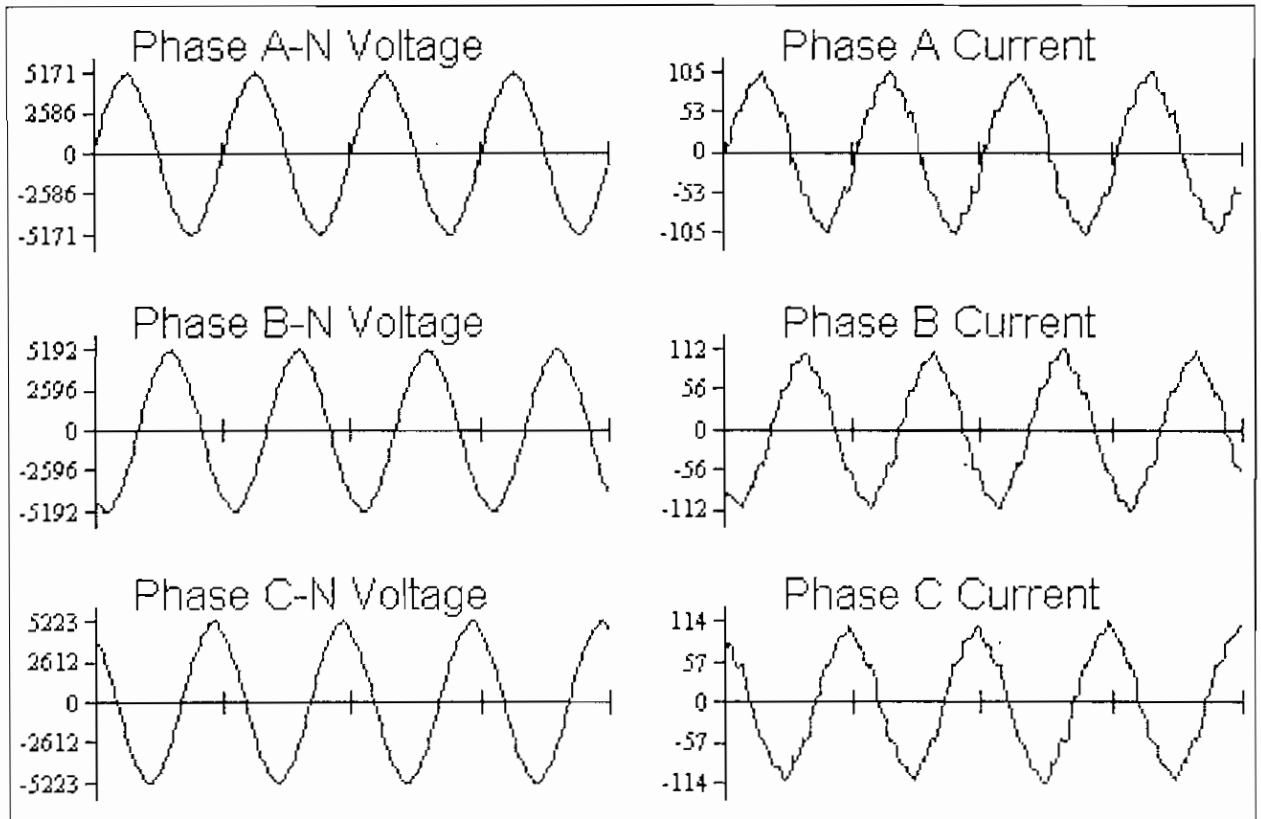


FORMA DE ONDA No. 9

Subestación No 4

Fecha : 23 - 07 - 97

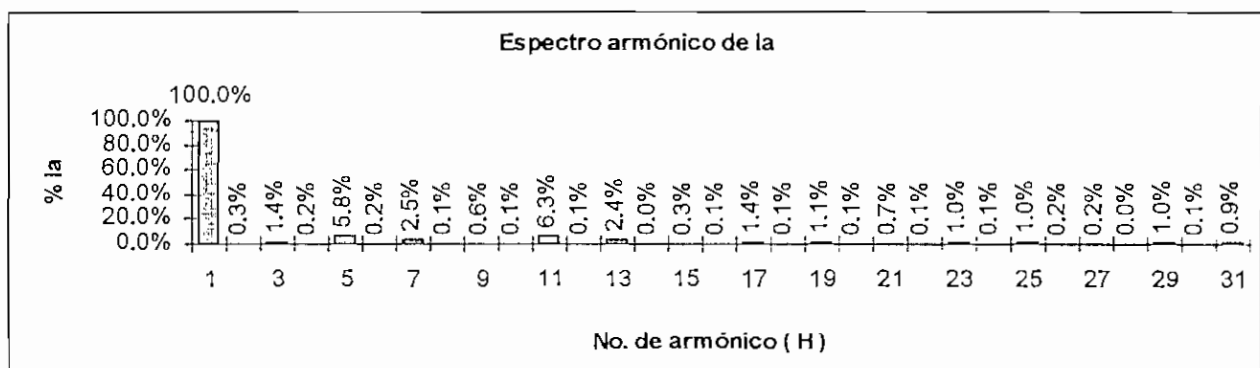
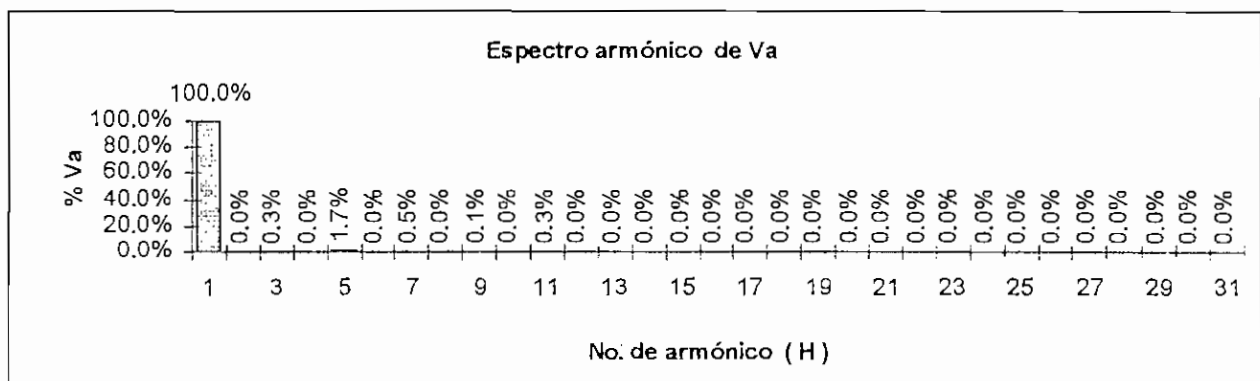
Hora : 07: 52 : 45 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3579.79	3580.42	67.31	5174.26	1.44	3783.14	188
Ia	69.28	69.62	6.91	106.1	1.52	98.91	9.97
Vb	3603.09	3603.55	57.98	5196.78	1.44	3801.29	1.6
Ib	71.53	71.81	6.33	112.77	1.57	96.12	8.85
Vc	3608.68	3609.22	61.92	5226.99	1.44	3799.67	1.81
Ic	71.13	71.4	6.26	114.22	1.58	96.1	8.8

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib (A)	Ib(%)	Vc(V)	Vc(%)	Ic (A)	Ic(%)
1	3579.78	100.0%	69.28	100.0%	3603.09	100.0%	71.53	100.0%	3608.68	100.0%	71.13	100.0%
0	1.29	0.0%	0.21	0.3%	1.00	0.0%	0.11	0.2%	0.35	0.0%	0.17	0.2%
3	10.23	0.3%	0.98	1.4%	7.18	0.2%	0.79	1.1%	12.92	0.4%	0.32	0.4%
4	0.76	0.0%	0.12	0.2%	1.34	0.0%	0.02	0.0%	0.99	0.0%	0.03	0.0%
5	61.98	1.7%	4.05	5.8%	51.63	1.4%	3.54	4.9%	54.33	1.5%	3.75	5.3%
6	0.50	0.0%	0.17	0.2%	0.66	0.0%	0.05	0.1%	0.06	0.0%	0.00	0.0%
7	18.44	0.5%	1.71	2.5%	21.07	0.6%	1.66	2.3%	23.24	0.6%	1.64	2.3%
8	0.70	0.0%	0.08	0.1%	1.23	0.0%	0.04	0.1%	0.91	0.0%	0.05	0.1%
9	2.35	0.1%	0.39	0.6%	0.34	0.0%	0.3	0.4%	1.78	0.0%	0.24	0.3%
10	1.29	0.0%	0.05	0.1%	0.89	0.0%	0.03	0.0%	0.39	0.0%	0.02	0.0%
11	9.66	0.3%	4.33	6.3%	6.92	0.2%	4.1	5.7%	6.30	0.2%	3.84	5.4%
12	0.98	0.0%	0.06	0.1%	1.36	0.0%	0.02	0.0%	0.82	0.0%	0.01	0.0%
13	1.68	0.0%	1.65	2.4%	2.33	0.1%	1.67	2.3%	0.91	0.0%	1.16	1.6%
14	1.06	0.0%	0.03	0.0%	0.95	0.0%	0.05	0.1%	1.03	0.0%	0.04	0.1%
15	1.09	0.0%	0.21	0.3%	1.32	0.0%	0.18	0.3%	0.95	0.0%	0.30	0.4%
16	0.19	0.0%	0.08	0.1%	1.65	0.0%	0.03	0.0%	0.87	0.0%	0.04	0.1%
17	0.92	0.0%	0.97	1.4%	1.67	0.0%	0.55	0.8%	0.73	0.0%	0.74	1.0%
18	0.98	0.0%	0.04	0.1%	0.73	0.0%	0.01	0.0%	1.71	0.0%	0.03	0.0%
19	1.18	0.0%	0.77	1.1%	0.56	0.0%	0.67	0.9%	1.48	0.0%	0.64	0.9%
20	0.43	0.0%	0.06	0.1%	0.84	0.0%	0.04	0.1%	0.44	0.0%	0.04	0.1%
21	0.10	0.0%	0.51	0.7%	0.43	0.0%	0.23	0.3%	0.92	0.0%	0.25	0.4%
22	0.43	0.0%	0.05	0.1%	1.42	0.0%	0.4	0.6%	0.74	0.0%	0.04	0.1%
23	1.12	0.0%	0.72	1.0%	0.77	0.0%	0.63	0.9%	0.62	0.0%	0.17	0.2%
24	0.52	0.0%	0.05	0.1%	0.56	0.0%	0.01	0.0%	0.56	0.0%	0.07	0.1%
25	0.44	0.0%	0.69	1.0%	0.70	0.0%	0.76	1.1%	0.07	0.0%	0.60	0.8%
26	0.89	0.0%	0.11	0.2%	0.70	0.0%	0.02	0.0%	0.54	0.0%	0.03	0.0%
27	0.39	0.0%	0.11	0.2%	0.62	0.0%	0.25	0.3%	0.33	0.0%	0.29	0.4%
28	0.56	0.0%	0.01	0.0%	0.80	0.0%	0.01	0.0%	0.72	0.0%	0.04	0.1%
29	0.67	0.0%	0.69	1.0%	1.34	0.0%	0.43	0.6%	0.73	0.0%	0.28	0.4%
30	0.49	0.0%	0.06	0.1%	0.50	0.0%	0.03	0.0%	0.23	0.0%	0.02	0.0%
31	0.13	0.0%	0.59	0.9%	0.97	0.0%	0.03	0.0%	0.03	0.0%	0.31	0.4%

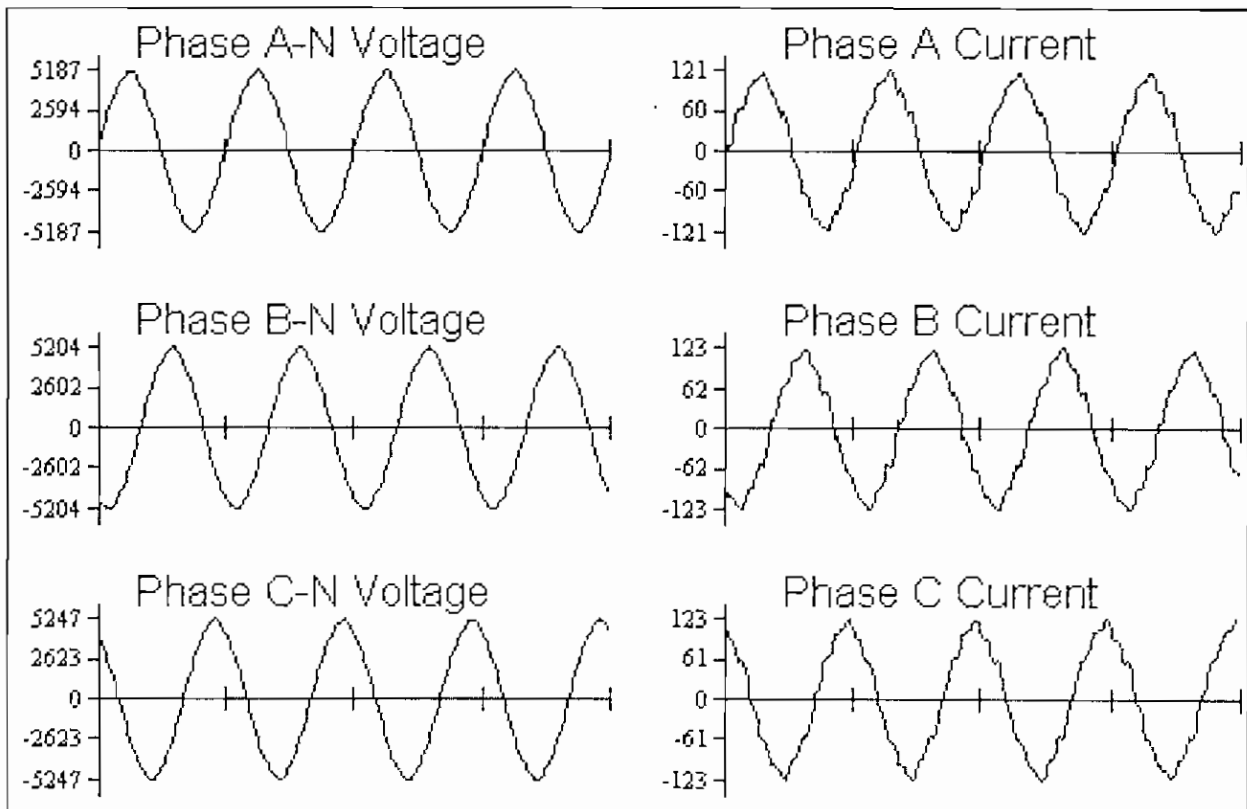


FORMA DE ONDA No. 10

Subestación No 4

Fecha : 22 - 07 - 97

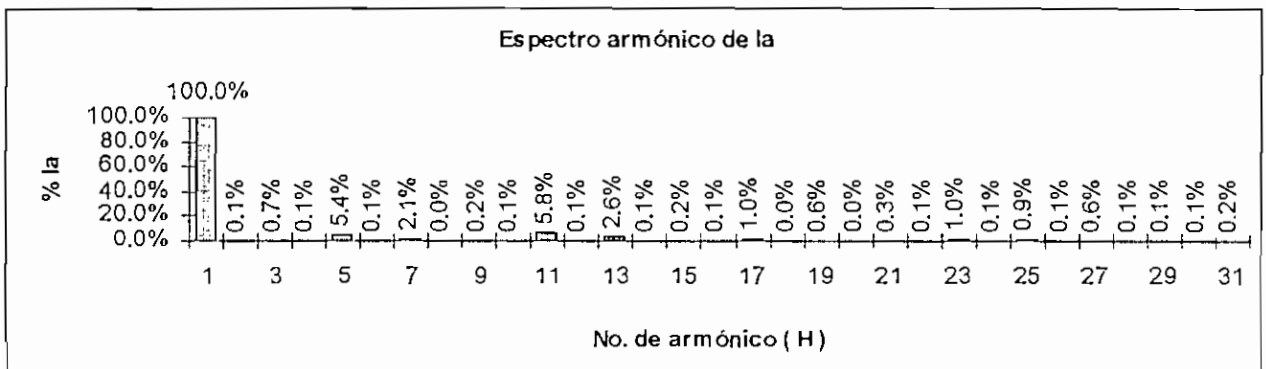
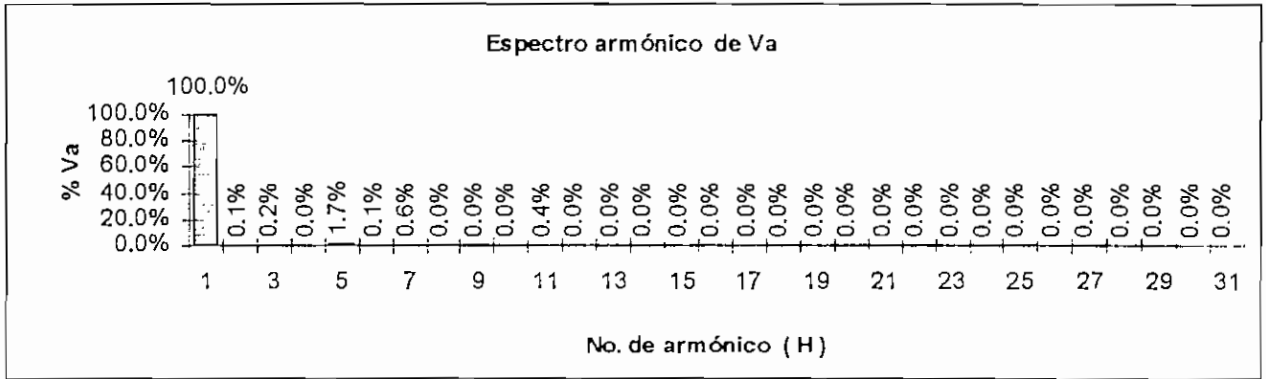
Hora : 11:01 : 07 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3583.79	3584.48	70.35	5190.27	1.44	3813.01	1.96
Ia	79.19	79.51	7.07	120.79	1.51	105.75	8.93
Vb	3608.88	3609.41	61.8	5212.49	1.44	3835.4	1.71
Ib	81.02	81.32	7.02	123.93	1.52	106.63	8.66
Vc	3609.13	3609.71	64.92	5252.85	1.44	3859.51	1.79
Ic	80.47	80.77	6.94	123.1	1.52	104.15	8.62

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib (A)	Ib(%)	Vc (V)	Vc(%)	Ic (A)	Ic (%)
1	3583.79	100.0%	79.19	100.0%	3608.88	100.0%	81.02	100.0%	3609.13	100.0%	80.47	100.0%
0	4.68	0.1%	0.07	0.1%	2.60	0.1%	0.1	0.1%	11.10	0.3%	0.04	0.0%
3	6.71	0.2%	0.53	0.7%	6.70	0.2%	0.8	1.0%	1.50	0.0%	0.20	0.2%
4	1.23	0.0%	0.08	0.1%	1.04	0.0%	0.08	0.1%	54.60	1.5%	0.04	0.0%
5	62.58	1.7%	4.26	5.4%	52.40	1.5%	3.7	4.6%	1.00	0.0%	4.03	5.0%
6	2.06	0.1%	0.04	0.1%	1.40	0.0%	0.1	0.1%	25.50	0.7%	0.07	0.1%
7	23.23	0.6%	1.65	2.1%	24.50	0.7%	1.64	2.0%	2.60	0.1%	1.88	2.3%
8	1.49	0.0%	0.03	0.0%	0.30	0.0%	0.04	0.0%	1.00	0.0%	0.01	0.0%
9	1.52	0.0%	0.12	0.2%	2.10	0.1%	0.27	0.3%	1.00	0.0%	0.22	0.3%
10	1.10	0.0%	0.06	0.1%	1.00	0.0%	0.04	0.0%	10.17	0.3%	0.05	0.1%
11	13.16	0.4%	4.60	5.8%	9.60	0.3%	4.7	5.8%	1.00	0.0%	4.56	5.7%
12	0.45	0.0%	0.07	0.1%	1.00	0.0%	0.02	0.0%	1.51	0.0%	0.04	0.0%
13	1.14	0.0%	2.03	2.6%	2.10	0.1%	2.3	2.8%	1.00	0.0%	1.94	2.4%
14	1.10	0.0%	0.11	0.1%	0.30	0.0%	0.1	0.1%	1.40	0.0%	0.01	0.0%
15	0.37	0.0%	0.12	0.2%	1.10	0.0%	0.2	0.2%	1.05	0.0%	0.24	0.3%
16	0.24	0.0%	0.10	0.1%	0.50	0.0%	0.02	0.0%	1.08	0.0%	0.05	0.1%
17	0.41	0.0%	0.76	1.0%	0.90	0.0%	0.3	0.4%	0.60	0.0%	0.80	1.0%
18	0.42	0.0%	0.00	0.0%	1.20	0.0%	0.03	0.0%	1.20	0.0%	0.05	0.1%
19	1.32	0.0%	0.51	0.6%	1.10	0.0%	0.08	0.1%	0.81	0.0%	0.71	0.9%
20	1.33	0.0%	0.01	0.0%	1.10	0.0%	0.03	0.0%	0.33	0.0%	0.02	0.0%
21	0.56	0.0%	0.24	0.3%	0.61	0.0%	0.34	0.4%	2.00	0.1%	0.15	0.2%
22	0.73	0.0%	0.07	0.1%	0.80	0.0%	0.01	0.0%	1.90	0.1%	0.03	0.0%
23	0.70	0.0%	0.77	1.0%	1.01	0.0%	1	1.2%	0.88	0.0%	0.95	1.2%
24	0.92	0.0%	0.05	0.1%	1.02	0.0%	0.04	0.0%	1.02	0.0%	0.03	0.0%
25	0.53	0.0%	0.70	0.9%	0.80	0.0%	1	1.2%	0.15	0.0%	0.62	0.8%
26	1.00	0.0%	0.04	0.1%	0.60	0.0%	0.1	0.1%	1.04	0.0%	0.03	0.0%
27	0.72	0.0%	0.47	0.6%	0.40	0.0%	0.3	0.4%	0.81	0.0%	0.07	0.1%
28	0.28	0.0%	0.06	0.1%	0.70	0.0%	0.02	0.0%	0.65	0.0%	0.04	0.0%
29	0.56	0.0%	0.10	0.1%	0.35	0.0%	0.05	0.1%	0.42	0.0%	0.53	0.7%
30	1.38	0.0%	0.04	0.1%	0.60	0.0%	0.04	0.0%	0.95	0.0%	0.03	0.0%
31	0.24	0.0%	0.19	0.2%	0.50	0.0%	0.47	0.6%	0.77	0.0%	0.36	0.4%

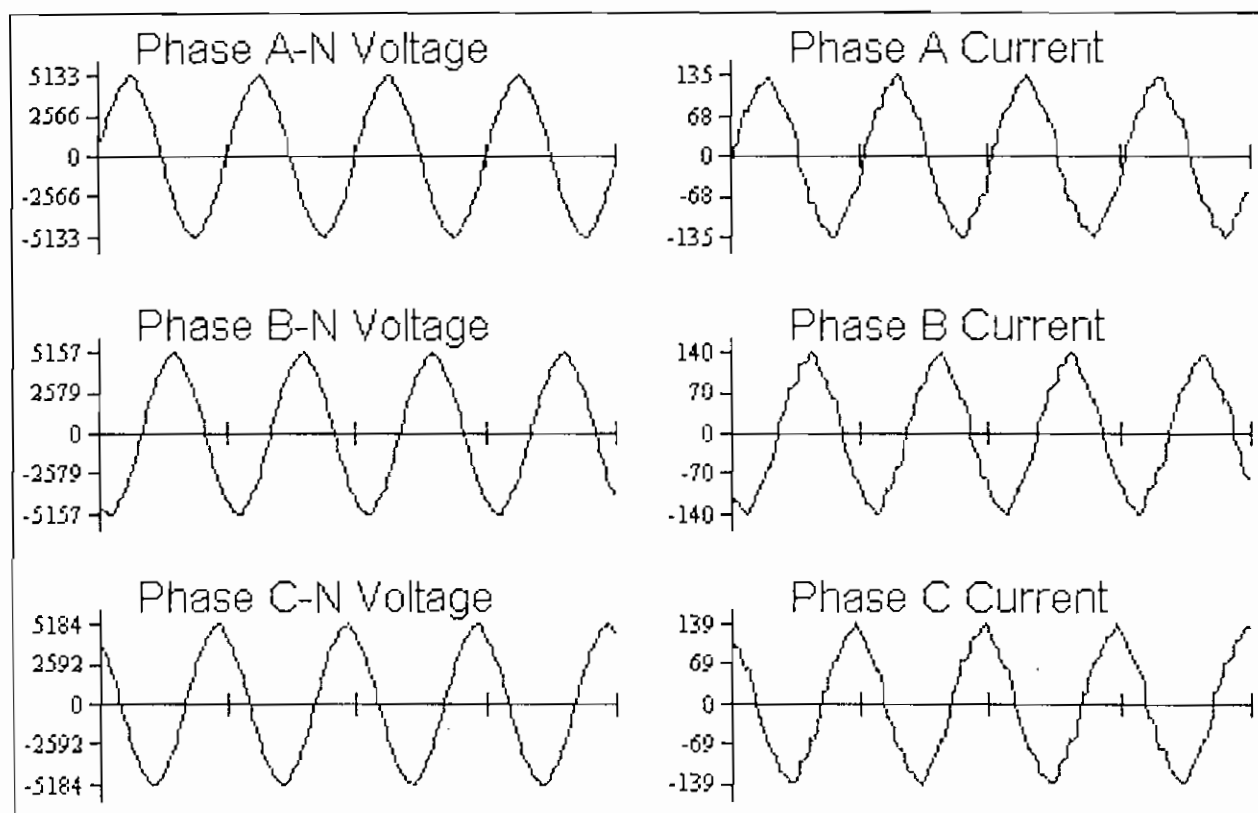


FORMA DE ONDA No. 11

Subestación No 4

Fecha : 22 - 07 - 97

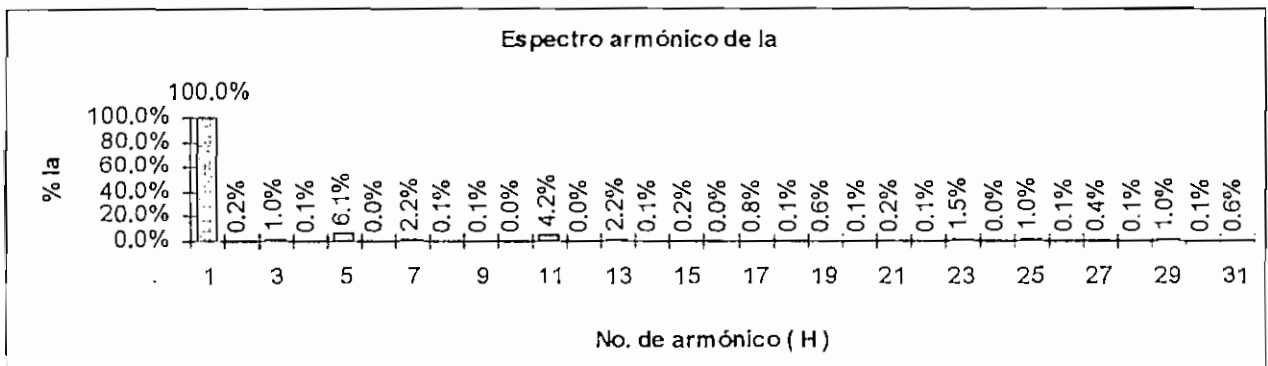
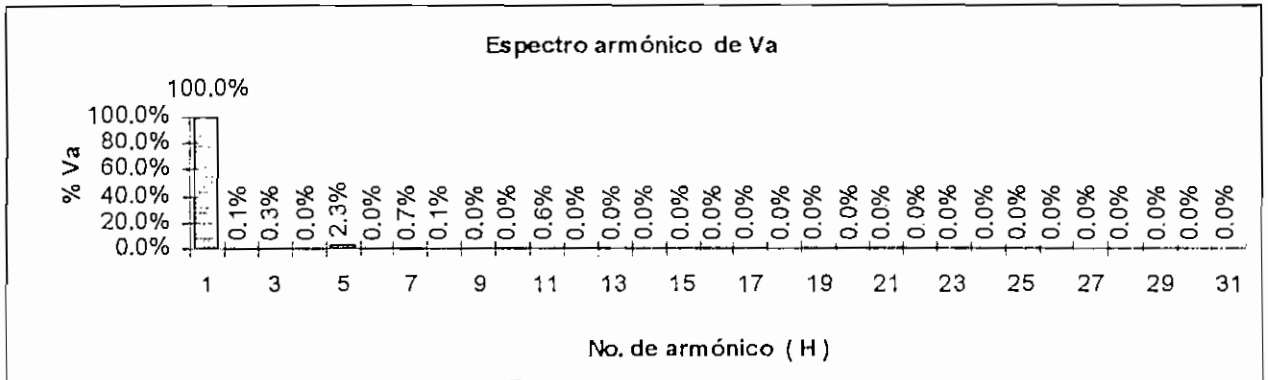
Hora : 02: 27 : 39 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3536.94	3538.05	88.79	5135.73	1.45	3796.26	2.51
Ia	89.87	90.19	7.68	135.85	1.5	118.68	8.55
Vb	3559.46	3560.35	79.78	5160.84	1.44	3808.64	2.24
Ib	91.65	91.92	7.02	139.67	1.51	116.03	7.66
Vc	3561.08	3561.95	78.72	5186.85	1.45	3817.82	2.21
Ic	90.68	91	7.7	139.21	1.52	119.11	8.49

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib(A)	Ib(%)	Vc(V)	Vc(%)	Ic(A)	Ic(%)
1	3536.94	100.0%	89.87	100.0%	3559.46	100.0%	91.65	100.0%	3561.08	100.0%	90.68	100.0%
0	3.80	0.1%	0.17	0.2%	2.75	0.1%	0.12	0.1%	2.67	0.1%	0.22	0.2%
3	10.44	0.3%	0.90	1.0%	7.49	0.2%	0.99	1.1%	14.67	0.4%	0.69	0.8%
4	0.84	0.0%	0.05	0.1%	1.06	0.0%	0.06	0.1%	1.44	0.0%	0.03	0.0%
5	80.55	2.3%	5.48	6.1%	71.21	2.0%	5.09	5.6%	67.18	1.9%	5.31	5.9%
6	1.47	0.0%	0.01	0.0%	1.28	0.0%	0.04	0.0%	0.95	0.0%	0.06	0.1%
7	24.49	0.7%	1.97	2.2%	26.03	0.7%	1.81	2.0%	29.74	0.8%	2.13	2.3%
8	1.80	0.1%	0.09	0.1%	0.29	0.0%	0.12	0.1%	0.71	0.0%	0.04	0.0%
9	1.43	0.0%	0.10	0.1%	1.68	0.0%	0.22	0.2%	2.16	0.1%	0.28	0.3%
10	1.16	0.0%	0.03	0.0%	1.03	0.0%	0.01	0.0%	0.88	0.0%	0.01	0.0%
11	19.64	0.6%	3.81	4.2%	16.53	0.5%	3.42	3.7%	16.15	0.5%	3.71	4.1%
12	0.47	0.0%	0.01	0.0%	0.43	0.0%	0.06	0.1%	1.64	0.0%	0.05	0.1%
13	1.13	0.0%	1.98	2.2%	3.79	0.1%	1.91	2.1%	3.58	0.1%	2.00	2.2%
14	0.71	0.0%	0.07	0.1%	0.21	0.0%	0.03	0.0%	0.48	0.0%	0.03	0.0%
15	1.31	0.0%	0.16	0.2%	1.77	0.0%	0.14	0.2%	0.60	0.0%	0.09	0.1%
16	0.42	0.0%	0.03	0.0%	0.43	0.0%	0.01	0.0%	0.60	0.0%	0.01	0.0%
17	0.59	0.0%	0.71	0.8%	1.30	0.0%	0.44	0.5%	0.21	0.0%	0.75	0.8%
18	0.17	0.0%	0.08	0.1%	0.40	0.0%	0.03	0.0%	0.97	0.0%	0.04	0.0%
19	0.90	0.0%	0.50	0.6%	0.33	0.0%	0.43	0.5%	0.36	0.0%	0.75	0.8%
20	1.30	0.0%	0.07	0.1%	0.37	0.0%	0.04	0.0%	0.67	0.0%	0.02	0.0%
21	0.36	0.0%	0.15	0.2%	0.87	0.0%	0.33	0.4%	1.02	0.0%	0.53	0.6%
22	1.44	0.0%	0.08	0.1%	1.03	0.0%	0.06	0.1%	0.61	0.0%	0.00	0.0%
23	0.27	0.0%	1.32	1.5%	1.03	0.0%	0.86	0.9%	0.34	0.0%	1.57	1.7%
24	0.35	0.0%	0.04	0.0%	0.15	0.0%	0.7	0.8%	0.90	0.0%	0.10	0.1%
25	0.55	0.0%	0.94	1.0%	0.59	0.0%	1.12	1.2%	1.96	0.1%	1.05	1.2%
26	0.61	0.0%	0.06	0.1%	0.21	0.0%	0.02	0.0%	0.39	0.0%	0.01	0.0%
27	1.10	0.0%	0.37	0.4%	1.62	0.0%	0.56	0.6%	0.38	0.0%	0.58	0.6%
28	0.28	0.0%	0.06	0.1%	1.19	0.0%	0.04	0.0%	1.70	0.0%	0.02	0.0%
29	0.86	0.0%	0.92	1.0%	1.73	0.0%	0.11	0.1%	0.64	0.0%	0.99	1.1%
30	0.99	0.0%	0.07	0.1%	0.42	0.0%	0	0.0%	0.71	0.0%	0.06	0.1%
31	0.45	0.0%	0.51	0.6%	1.97	0.1%	0.4	0.4%	0.85	0.0%	0.61	0.7%

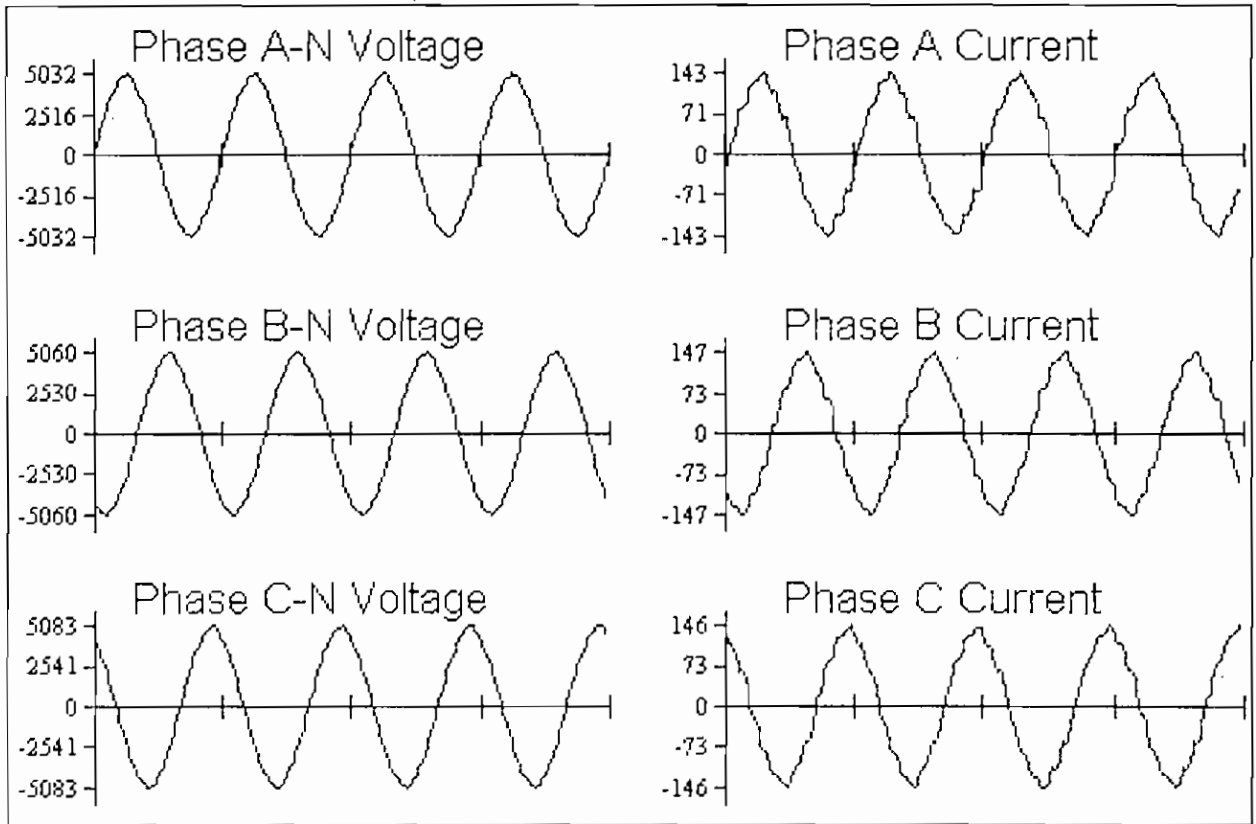


FORMA DE ONDA No. 12

Subestación No 4

Fecha : 23 - 07 - 97

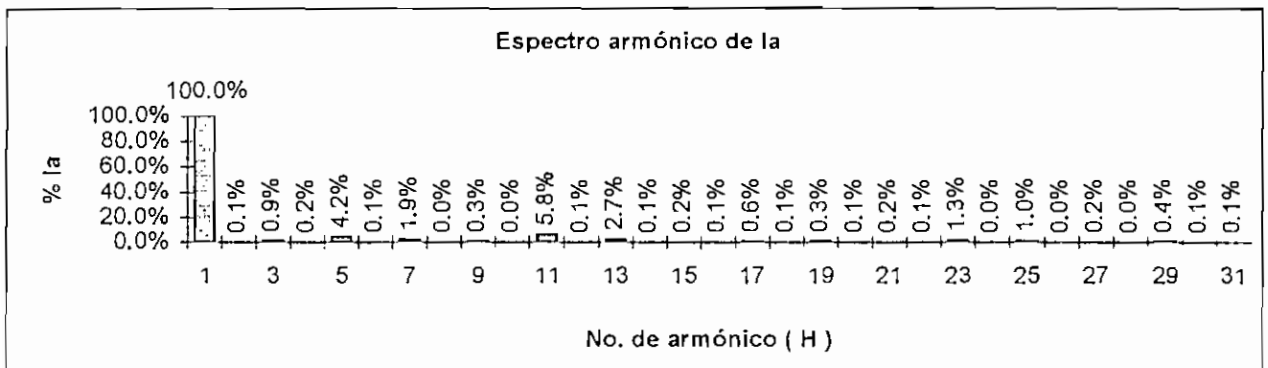
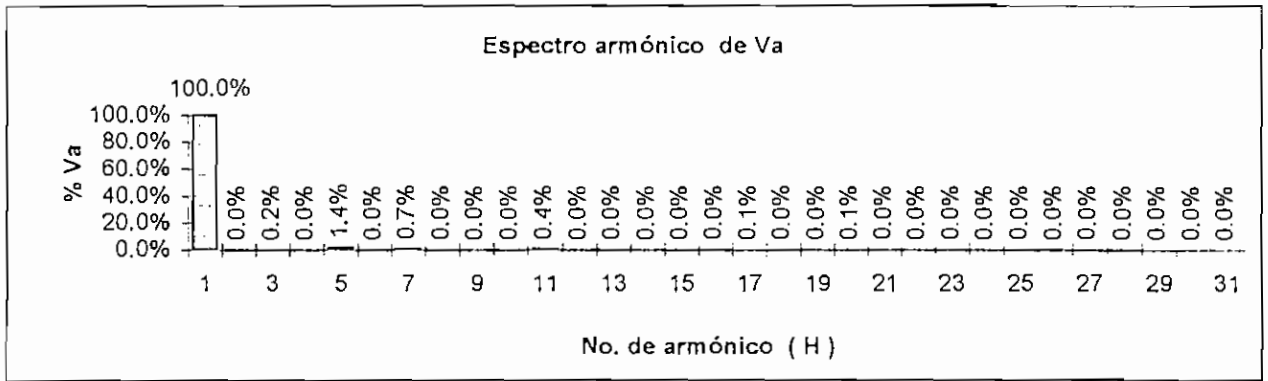
Hora : 10: 28 : 00 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3482.61	3483.08	57.56	5042.49	1.44	3673.89	1.65
Ia	95.87	96.19	7.74	143.03	1.48	122.56	8.07
Vb	3508.44	3508.82	52	5061.64	1.44	3679.76	1.48
Ib	98.44	98.68	6.88	147.05	1.49	121.07	6.99
Vc	3515.29	3515.7	53.29	5084.23	1.44	3716.49	1.51
Ic	97.43	97.67	6.9	146.2	1.49	119.96	7.08

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib(A)	Ib(%)	Vc(V)	Vc(%)	Ic(A)	Ic(%)
1	3482.61	100.0%	95.87	100.0%	3508.44	100.0%	98.44	100.0%	3515.29	100.0%	97.43	100.0%
0	0.71	0.0%	0.14	0.1%	1.02	0.0%	0.07	0.1%	1.31	0.0%	0.11	0.1%
3	7.03	0.2%	0.87	0.9%	6.51	0.2%	0.92	0.9%	9.68	0.3%	0.10	0.1%
4	1.47	0.0%	0.15	0.2%	0.94	0.0%	0.02	0.0%	0.55	0.0%	0.08	0.1%
5	48.61	1.4%	3.98	4.2%	42.42	1.2%	3.05	3.1%	41.30	1.2%	3.52	3.6%
6	1.04	0.0%	0.05	0.1%	0.65	0.0%	0.07	0.1%	0.47	0.0%	0.04	0.0%
7	23.52	0.7%	1.80	1.9%	24.88	0.7%	1.38	1.4%	27.23	0.8%	1.46	1.5%
8	0.45	0.0%	0.04	0.0%	0.92	0.0%	0.02	0.0%	0.34	0.0%	0.02	0.0%
9	0.34	0.0%	0.26	0.3%	1.29	0.0%	0.38	0.4%	3.50	0.1%	0.55	0.6%
10	0.85	0.0%	0.04	0.0%	0.85	0.0%	0.04	0.0%	1.59	0.0%	0.05	0.1%
11	15.49	0.4%	5.57	5.8%	12.42	0.4%	4.98	5.1%	12.15	0.3%	4.89	5.0%
12	0.37	0.0%	0.08	0.1%	0.56	0.0%	0.02	0.0%	0.96	0.0%	0.04	0.0%
13	1.02	0.0%	2.61	2.7%	0.81	0.0%	2.6	2.6%	0.53	0.0%	2.43	2.5%
14	1.07	0.0%	0.10	0.1%	0.20	0.0%	0.05	0.1%	0.59	0.0%	0.01	0.0%
15	0.77	0.0%	0.17	0.2%	0.79	0.0%	0.22	0.2%	0.93	0.0%	0.28	0.3%
16	0.51	0.0%	0.08	0.1%	0.55	0.0%	0.02	0.0%	1.12	0.0%	0.08	0.1%
17	1.78	0.1%	0.60	0.6%	0.80	0.0%	0.44	0.4%	1.23	0.0%	0.55	0.6%
18	0.60	0.0%	0.11	0.1%	0.46	0.0%	0.05	0.1%	0.78	0.0%	0.04	0.0%
19	0.42	0.0%	0.30	0.3%	1.25	0.0%	0.49	0.5%	1.05	0.0%	0.46	0.5%
20	2.05	0.1%	0.06	0.1%	0.70	0.0%	0.04	0.0%	0.44	0.0%	0.03	0.0%
21	0.76	0.0%	0.18	0.2%	0.37	0.0%	0.22	0.2%	0.63	0.0%	0.36	0.4%
22	1.14	0.0%	0.12	0.1%	2.00	0.1%	0.01	0.0%	0.88	0.0%	0.09	0.1%
23	0.80	0.0%	1.29	1.3%	0.42	0.0%	1.07	1.1%	0.85	0.0%	0.88	0.9%
24	1.13	0.0%	0.04	0.0%	1.04	0.0%	0.03	0.0%	0.52	0.0%	0.09	0.1%
25	1.23	0.0%	0.96	1.0%	0.84	0.0%	1.08	1.1%	1.13	0.0%	0.81	0.8%
26	0.96	0.0%	0.04	0.0%	0.37	0.0%	0.02	0.0%	0.39	0.0%	0.06	0.1%
27	0.17	0.0%	0.21	0.2%	0.85	0.0%	0.28	0.3%	0.53	0.0%	0.08	0.1%
28	0.45	0.0%	0.04	0.0%	0.10	0.0%	0.05	0.1%	0.92	0.0%	0.02	0.0%
29	0.26	0.0%	0.39	0.4%	1.23	0.0%	0.42	0.4%	1.16	0.0%	0.15	0.2%
30	0.73	0.0%	0.05	0.1%	1.14	0.0%	0.04	0.0%	1.33	0.0%	0.04	0.0%
31	0.21	0.0%	0.09	0.1%	0.74	0.0%	0.18	0.2%	1.54	0.0%	0.22	0.2%

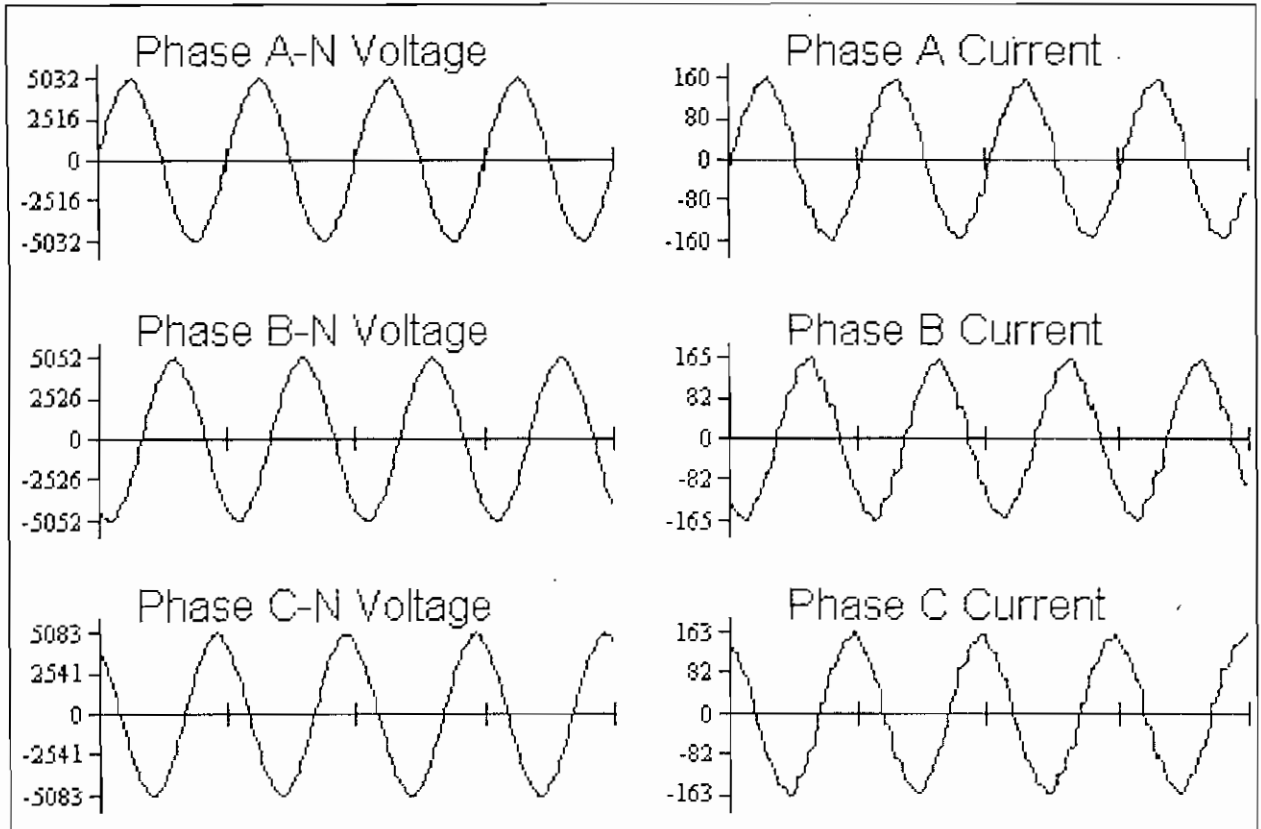


FORMA DE ONDA No. 13

Subestación No 4

Fecha : 23 - 07 - 97

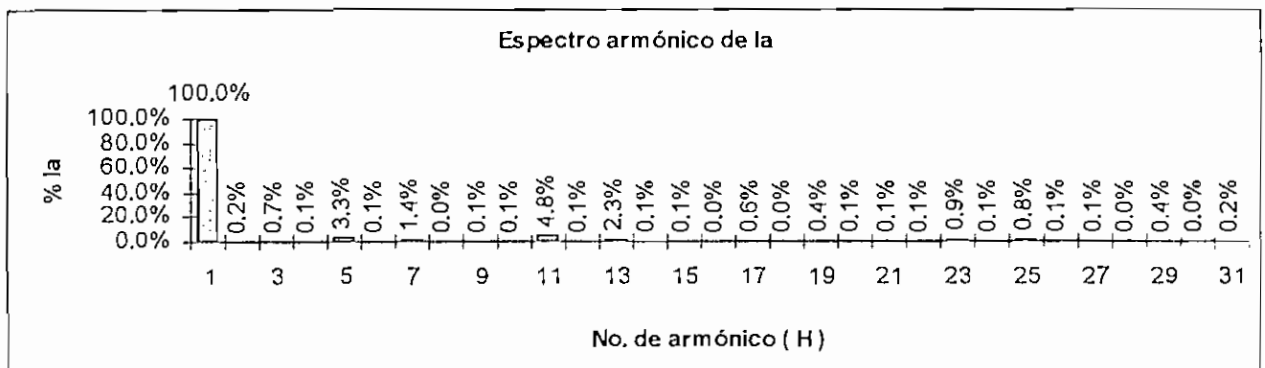
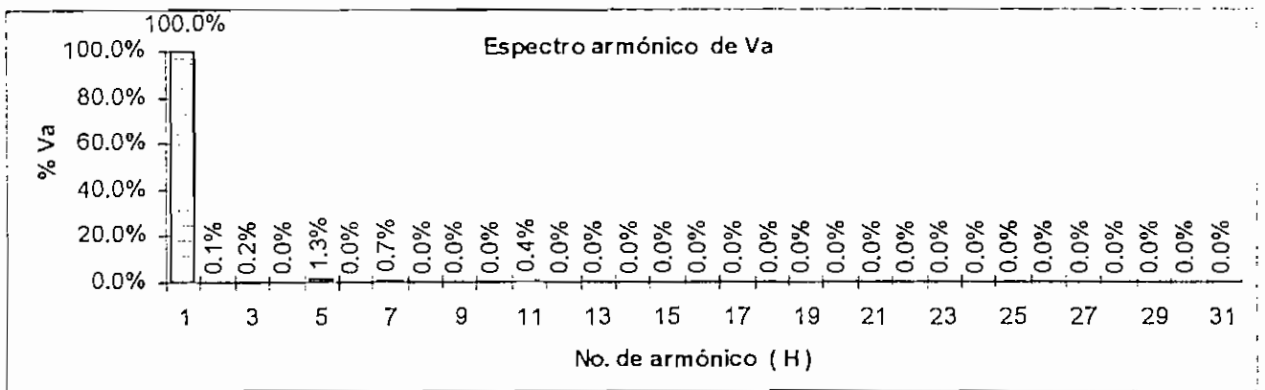
Hora : 10: 44 : 27 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3490.88	3491.34	56.59	5035.55	1.44	3682.33	1.62
Ia	108.06	108.3	7.27	160.46	1.48	135.37	6.73
Vb	3514.34	3514.71	51.33	5055.98	1.43	3719.39	1.46
Ib	109.36	109.62	7.47	164.85	1.5	135.97	6.83
Vc	3517.8	3518.17	50.94	5083.65	1.44	3719.94	1.44
Ic	109.23	109.53	7.9	164.07	1.49	138.4	7.23

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib(A)	Ib(%)	Vc(V)	Vc(%)	Ic(A)	Ic(%)
1	3490.88	100.0%	108.06	100.0%	3514.34	100.0%	109.4	100.0%	3517.80	100.0%	109.23	100.0%
0	1.81	0.1%	0.27	0.2%	0.65	0.0%	0.3	0.3%	1.55	0.0%	0.34	0.3%
3	7.10	0.2%	0.79	0.7%	9.04	0.3%	1.18	1.1%	11.46	0.3%	0.67	0.6%
4	0.85	0.0%	0.09	0.1%	1.40	0.0%	0.07	0.1%	0.75	0.0%	0.11	0.1%
5	46.66	1.3%	3.56	3.3%	40.46	1.2%	3.38	3.1%	37.08	1.1%	3.72	3.4%
6	1.11	0.0%	0.07	0.1%	1.62	0.0%	0.04	0.0%	1.55	0.0%	0.00	0.0%
7	24.21	0.7%	1.50	1.4%	23.75	0.7%	0.23	0.2%	27.18	0.8%	1.42	1.3%
8	1.21	0.0%	0.02	0.0%	0.14	0.0%	0.05	0.0%	0.96	0.0%	0.06	0.1%
9	0.40	0.0%	0.13	0.1%	1.53	0.0%	0.31	0.3%	1.70	0.0%	0.36	0.3%
10	0.83	0.0%	0.07	0.1%	1.28	0.0%	0.02	0.0%	1.12	0.0%	0.06	0.1%
11	15.42	0.4%	5.16	4.8%	12.19	0.3%	5.4	4.9%	12.71	0.4%	5.47	5.0%
12	0.42	0.0%	0.14	0.1%	0.53	0.0%	0.07	0.1%	0.46	0.0%	0.07	0.1%
13	0.85	0.0%	2.52	2.3%	2.71	0.1%	2.71	2.5%	1.90	0.1%	3.08	2.8%
14	0.35	0.0%	0.11	0.1%	0.88	0.0%	0.05	0.0%	1.24	0.0%	0.01	0.0%
15	1.25	0.0%	0.09	0.1%	0.86	0.0%	0.48	0.4%	1.13	0.0%	0.54	0.5%
16	1.01	0.0%	0.04	0.0%	0.30	0.0%	0.03	0.0%	0.54	0.0%	0.00	0.0%
17	0.47	0.0%	0.60	0.6%	0.61	0.0%	0.35	0.3%	0.65	0.0%	0.80	0.7%
18	0.95	0.0%	0.04	0.0%	0.42	0.0%	0.08	0.1%	0.21	0.0%	0.05	0.0%
19	0.89	0.0%	0.40	0.4%	0.19	0.0%	0.4	0.4%	1.80	0.1%	0.39	0.4%
20	0.79	0.0%	0.08	0.1%	1.02	0.0%	0.04	0.0%	0.95	0.0%	0.04	0.0%
21	0.41	0.0%	0.14	0.1%	0.43	0.0%	0.21	0.2%	1.10	0.0%	0.16	0.1%
22	0.42	0.0%	0.08	0.1%	1.09	0.0%	0.02	0.0%	0.42	0.0%	0.04	0.0%
23	1.35	0.0%	1.01	0.9%	1.06	0.0%	1.04	1.0%	0.19	0.0%	1.23	1.1%
24	0.21	0.0%	0.09	0.1%	0.91	0.0%	0	0.0%	0.88	0.0%	0.06	0.1%
25	1.00	0.0%	0.86	0.8%	1.59	0.0%	1.14	1.0%	1.55	0.0%	1.27	1.2%
26	0.68	0.0%	0.14	0.1%	1.42	0.0%	0.02	0.0%	0.42	0.0%	0.07	0.1%
27	0.83	0.0%	0.11	0.1%	0.68	0.0%	0.44	0.4%	0.89	0.0%	0.41	0.4%
28	0.80	0.0%	0.03	0.0%	0.94	0.0%	0.01	0.0%	0.31	0.0%	0.00	0.0%
29	0.82	0.0%	0.45	0.4%	0.25	0.0%	0.19	0.2%	0.88	0.0%	0.51	0.5%
30	0.07	0.0%	0.03	0.0%	1.05	0.0%	0.02	0.0%	0.66	0.0%	0.01	0.0%
31	0.20	0.0%	0.20	0.2%	0.40	0.0%	0.15	0.1%	0.79	0.0%	0.15	0.1%



ANEXO 1B

FECHA : 22 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN No. 4 CON BANCO DE CAPACITORES

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
07:00 AM	6168	3556	37	1.9	13.1	398	-91	408	59.91	-0.975	-0.982	99.3
07:15 AM	6240	3597	61	2.1	9.7	654	-156	672	59.93	-0.973	-0.977	99.6
07:30 AM	6237	3593	42	2.2	12.2	454	-107	467	59.92	-0.973	-0.979	99.4
07:45 AM	6236	3593	40	2.1	11	436	-102	448	59.9	-0.974	-0.979	99.5
08:00 AM	6233	3593	41	2.1	10.1	442	-105	454	59.9	-0.973	-0.977	99.6
08:15 AM	6195	3569	42	1.8	12.2	447	-103	459	60.14	-0.975	-0.981	99.4
08:30 AM	6151	3543	16	2	17.7	169	-41	174	59.96	-0.972	-0.983	98.9
08:45 AM	6161	3547	51	1.9	10.6	540	-131	556	59.97	-0.972	-0.977	99.5
09:00 AM	6138	3535	42	1.9	11.6	445	-103	457	59.98	-0.974	-0.979	99.5
09:15 AM	6139	3537	35	1.9	11.3	369	-83	379	60.05	-0.976	-0.981	99.5
09:30 AM	6146	3537	2	2	61.8	2	-5	6	60.04	-0.36	N/D	N/D
09:45 AM	6129	3532	2	1.9	86.1	7	-10	12	60.03	-0.585	N/D	N/D
10:00 AM	6102	3514	58	1.9	10.2	611	-149	629	60.02	-0.972	-0.976	99.6
10:15 AM	6125	3526	0	1.9	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
10:30 AM	6111	3519	69	1.8	8.2	730	-164	749	60.09	-0.976	-0.979	99.7
10:45 AM	6206	3574	82	1.9	9	866	-208	891	60.04	-0.972	-0.976	99.6
11:00 AM	6225	3583	46	1.9	11.6	491	-117	504	60.02	-0.973	-0.979	99.4
11:15 AM	6243	3594	10	2.1	22.8	105	-28	108	60.04	-0.965	-0.988	97.7
11:30 AM	6219	3580	63	2	10.2	670	-154	688	59.99	-0.975	-0.979	99.6
11:45 AM	6234	3590	19	2.1	17.3	208	-48	213	60.02	-0.974	-0.986	98.8
12:00 PM	6240	3592	18	2.2	17.7	194	-46	199	59.98	-0.973	-0.986	98.7
12:15 PM	6248	3596	84	2.1	10	894	-220	921	60.02	-0.971	-0.975	99.6
12:30 PM	6270	3608	15	2.2	23.2	165	-47	172	60.01	-0.961	-0.985	97.6
12:45 PM	6246	3596	52	2.3	10.9	554	-133	570	60.02	-0.972	-0.977	99.5
01:00 PM	6271	3610	18	2.3	20.2	193	-47	199	60.04	-0.971	-0.988	98.3
01:15 PM	6180	3559	22	2.2	16.2	241	-55	247	60.01	-0.975	-0.986	98.9
01:30 PM	6183	3561	16	2.3	24.4	168	-46	175	60.04	-0.964	-0.987	97.7
01:45 PM	6169	3554	6	2.4	36.6	62	-25	67	59.97	-0.93	-0.982	94.7
02:00 PM	6161	3550	47	2.5	10.1	493	-116	507	60.01	-0.973	-0.977	99.6
02:15 PM	6165	3550	68	2.5	10.6	723	-172	743	59.98	-0.973	-0.978	99.5
02:30 PM	6151	3544	59	2.7	10.4	626	-153	644	59.93	-0.971	-0.976	99.5
02:45 PM	6147	3542	52	2.4	11.3	552	-133	568	60.02	-0.972	-0.977	99.5
03:00 PM	6160	3548	29	2.5	16	312	-72	321	59.98	-0.974	-0.984	99
03:15 PM	6149	3541	49	2.6	11.3	521	-125	536	60.01	-0.973	-0.978	99.5
03:30 PM	6162	3550	18	2.6	19.3	190	-45	195	60.03	-0.973	-0.988	98.5
03:45 PM	6183	3561	2	2.5	81.7	13	-16	21	60.01	-0.626	-0.805	77.8

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
04:00 PM	6175	3555	56	2.3	10.6	587	-134	602	60.02	-0.975	-0.979	99.6
04:30 PM	6209	3574	14	2.4	22.8	146	-40	152	60.02	-0.965	-0.988	97.7
04:45 PM	6186	3564	2	2.4	61.3	7	-10	13	60.06	-0.573	N/D	N/D
05:00 PM	6190	3564	8	2.5	28.1	83	-26	87	60.05	-0.952	-0.981	97
05:15 PM	6222	3582	55	2.5	10.3	581	-139	597	59.98	-0.973	-0.978	99.5
05:30 PM	6239	3592	2	2.7	71.1	19	-18	26	59.98	-0.724	-0.849	85.3
05:45 PM	6242	3595	6	2.7	39.5	66	-26	71	60	-0.93	-0.979	95
06:00 PM	6266	3607	2	3	74	6	-10	12	59.99	-0.48	N/D	N/D
06:15 PM	6225	3587	14	2.8	24	152	-41	158	59.94	-0.965	-0.986	97.9
06:30 PM	6188	3561	13	3.1	28.4	140	-42	146	60	-0.957	-0.988	96.9
06:45 PM	6184	3557	8	3.4	41.8	85	-33	91	59.96	-0.933	-0.981	95.1
07:00 PM	6314	3632	21	3.4	18.9	233	-58	240	60.02	-0.971	-0.984	98.7
07:15 PM	6271	3608	13	3.4	29.5	141	-45	148	60.07	-0.954	-0.987	96.7
07:30 PM	6256	3599	25	3.4	20.8	277	-71	286	60.03	-0.969	-0.984	98.5
07:45 PM	6257	3599	43	3.4	14.6	472	-115	486	60.05	-0.971	-0.978	99.3
08:00 PM	6375	3668	16	3.9	26.9	178	-53	186	60.03	-0.959	-0.983	97.6
08:15 PM	6375	3671	25	4	17.3	281	-70	289	60	-0.97	-0.98	99
08:30 PM	6434	3703	46	4	12	506	-120	520	59.99	-0.973	-0.978	99.5
08:45 PM	6346	3651	8	4	35.9	89	-36	96	59.97	-0.929	-0.97	95.8
09:00 PM	6384	3676	41	4.1	14.3	451	-113	465	60.05	-0.97	-0.977	99.3
09:15 PM	6434	3703	23	4.3	23.1	253	-71	263	60.06	-0.963	-0.982	98.1
09:30 PM	6441	3708	3	4.5	97.2	23	-28	37	59.95	-0.638	-0.781	81.7
09:45 PM	6279	3614	7	4.1	38.6	76	-32	82	59.96	-0.922	-0.978	94.3
10:00 PM	6191	3564	17	3.8	19.6	184	-45	190	60.05	-0.972	-0.988	98.4
10:15 PM	6201	3569	10	3.9	26.6	108	-32	113	60	-0.958	-0.987	97.1
10:30 PM	6199	3567	2	3.8	68.9	16	-18	24	60.05	-0.666	-0.803	82.9
10:45 PM	6156	3541	4	3.7	49.8	41	-23	47	60	-0.871	-0.976	89.2
11:00 PM	6195	3563	2	3.8	67.2	7	-10	12	59.88	-0.542	N/D	N/D
11:15 PM	6130	3525	0	3.4	N/D	0	0	0	59.95	1	N/D	N/D
11:30 PM	6153	3537	2	3	82.4	12	-15	19	60.01	-0.644	-0.785	82
11:45 PM	6000	3451	8	2.6	31	82	-23	86	60.02	-0.962	-0.993	96.9
FECHA : 23 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN No. 4 CON BANCO DE CAPACITORES												
12:00 AM	6030	3468	12	2.4	18.8	127	-29	130	60.08	-0.976	-0.992	98.4
12:15 AM	6037	3472	2	2.1	80.6	7	-9	11	60.03	-0.65	N/D	N/D
12:30 AM	6043	3475	12	1.8	17.6	120	-26	123	60.05	-0.976	-0.991	98.5
12:45 AM	6021	3462	0	1.8	N/D	0	0	0	59.93	1	N/D	N/D
01:00 AM	6028	3467	0	1.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
01:15 AM	6037	3472	0	1.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
01:30 AM	6047	3478	0	1.6	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
01:45 AM	6048	3479	0	1.5	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
02:00 AM	6062	3488	0	1.5	N/D	0	0	0	59.95	1	N/D	N/D
02:15 AM	6073	3492	0	1.5	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
02:30 AM	6072	3492	0	1.4	N/D	0	0	0	59.95	1	N/D	N/D
02:45 AM	6083	3497	2	1.5	91	2	-5	5	60.03	-0.428	N/D	N/D
03:00 AM	6078	3495	1	1.4	101.3	2	-5	5	60.02	-0.379	N/D	N/D
03:15 AM	6078	3497	1	1.4	88.1	2	-5	5	59.99	-0.398	N/D	N/D
03:30 AM	6073	3494	1	1.4	82	2	-5	5	59.98	-0.419	N/D	N/D
03:45 AM	6071	3493	2	1.4	99.3	3	-5	5	60	-0.465	N/D	N/D
04:00 AM	6073	3494	1	1.4	84.3	3	-5	5	59.96	-0.501	N/D	N/D
04:15 AM	6065	3489	1	1.3	82.5	3	-5	5	59.99	-0.486	N/D	N/D
04:30 AM	6063	3488	0	1.3	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
04:45 AM	6054	3483	0	1.4	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
05:00 AM	6046	3476	0	1.4	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
05:15 AM	6045	3477	6	1.4	27.4	63	-20	66	60	-0.955	-0.988	96.7
05:30 AM	6028	3467	0	1.4	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
05:45 AM	6020	3463	0	1.5	N/D	0	0	0	60.06	1	N/D	N/D
06:00 AM	6015	3463	0	1.5	N/D	0	0	0	60.06	1	N/D	N/D
06:15 AM	6024	3471	6	1.5	32.2	60	-20	63	60.07	-0.948	-0.991	95.7
06:30 AM	6101	3517	22	1.7	17.6	239	-52	244	60.1	-0.977	-0.988	98.9
06:45 AM	6061	3495	0	1.8	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
07:00 AM	6137	3536	15	2	18.8	158	-36	162	60.05	-0.975	-0.987	98.8
07:15 AM	6095	3512	19	2.2	20.2	210	-49	215	60.01	-0.974	-0.989	98.5
07:30 AM	6229	3590	36	2	11.9	391	-89	401	59.98	-0.975	-0.981	99.4
07:45 AM	6225	3586	83	1.8	7.6	882	-203	905	59.99	-0.975	-0.978	99.7
08:00 AM	6223	3586	63	1.8	9.9	674	-158	693	59.95	-0.974	-0.978	99.6
08:15 AM	6164	3554	10	1.9	24.5	111	-30	115	60.01	-0.964	-0.989	97.5
08:30 AM	6137	3537	66	1.8	8.8	700	-157	717	59.99	-0.976	-0.979	99.7
08:45 AM	6137	3539	55	1.8	9.3	582	-133	597	60.01	-0.975	-0.979	99.6
09:00 AM	6132	3535	80	1.7	7	842	-186	863	59.96	-0.976	-0.978	99.8
09:15 AM	6109	3519	0	1.9	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
09:30 AM	6087	3508	19	1.8	18.9	197	-45	202	59.97	-0.976	-0.991	98.5
09:45 AM	6087	3509	5	1.8	39.4	54	-23	59	59.99	-0.921	-0.987	93.3
10:00 AM	6088	3509	33	1.7	13.2	345	-76	354	60.03	-0.977	-0.985	99.2
10:15 AM	6095	3511	39	1.8	11.6	408	-91	418	60.02	-0.976	-0.982	99.4

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
10:30 AM	6073	3500	27	1.7	13.9	281	-61	287	59.98	-0.977	-0.986	99.1
10:45 AM	6046	3483	96	1.6	7.9	998	-231	1025	59.99	-0.974	-0.977	99.7
11:00 AM	6102	3516	1	1.7	113	2	-5	5	60.02	-0.391	N/D	N/D
11:15 AM	6060	3493	37	1.6	10.5	383	-85	392	60.03	-0.976	-0.981	99.5
11:30 AM	6072	3500	40	1.8	9.8	420	-95	431	60.03	-0.976	-0.98	99.6
11:45 AM	6065	3493	34	1.8	11.2	356	-78	365	60.04	-0.977	-0.983	99.4
12:00 PM	6084	3505	34	1.7	12.2	361	-80	370	60.04	-0.976	-0.983	99.3
12:15 PM	6128	3531	23	1.8	15.9	250	-56	256	60.06	-0.975	-0.986	98.9
12:30 PM	6181	3563	2	2.1	80.3	19	-19	27	60.11	-0.72	-0.897	80.3
12:45 PM	6206	3574	21	2.1	17.2	220	-49	225	60.09	-0.976	-0.988	98.8
01:00 PM	6196	3570	51	2.2	10.4	547	-132	562	60.05	-0.972	-0.977	99.5
01:15 PM	6221	3584	18	2.3	15.5	198	-43	202	60.08	-0.977	-0.988	98.9
01:30 PM	6233	3587	19	2.4	19.7	204	-49	210	60.07	-0.972	-0.986	98.6
01:45 PM	6152	3573	49	2.4	10.7	518	-120	532	59.97	-0.974	-0.979	99.5
02:00 PM	6243	3597	19	2.6	17.5	202	-50	209	59.93	-0.971	-0.984	98.7
02:15 PM	6211	3580	20	2.5	17.2	212	-49	217	59.95	-0.974	-0.985	98.9
02:30 PM	6192	3567	21	2.4	12.2	216	-53	223	59.98	-0.972	-0.979	99.3
02:45 PM	6227	3590	2	2.1	83.5	6	-10	11	60.03	-0.512	N/D	N/D
03:00 PM	6166	3555	22	2.2	15	230	-50	235	60	-0.977	-0.987	99
03:15 PM	6127	3532	51	2.1	10.8	542	-128	557	60	-0.973	-0.977	99.6
03:30 PM	6124	3529	19	2.2	16.9	209	-51	215	59.99	-0.972	-0.983	98.9
03:45 PM	6198	3572	28	2.2	16.4	303	-71	311	60.04	-0.974	-0.985	98.9
04:00 PM	6216	3581	2	2.2	85.5	6	-9	11	60.04	-0.54	N/D	N/D
04:15 PM	6185	3562	14	2.1	20.2	155	-38	159	59.99	-0.971	-0.989	98.2
04:30 PM	6202	3575	34	2.2	11.9	359	-82	368	60.03	-0.975	-0.982	99.3
04:45 PM	6218	3582	46	2	9.8	491	-113	504	60.06	-0.974	-0.978	99.6
05:00 PM	6245	3600	2	2.5	68.8	6	-10	12	60.01	-0.513	N/D	N/D
05:15 PM	6226	3587	54	2.4	11.5	580	-136	596	60.02	-0.974	-0.979	99.5
05:30 PM	6245	3597	6	2.5	35.1	64	-30	70	60.04	-0.907	-0.983	92.3
05:45 PM	6249	3601	11	2.5	25.6	117	-35	122	60.03	-0.957	-0.984	97.3
06:00 PM	6136	3537	10	2.6	29.7	105	-34	110	59.99	-0.953	-0.983	96.9
06:15 PM	6147	3541	2	2.4	82.3	2	-5	6	60.02	-0.431	N/D	N/D
06:30 PM	6199	3573	2	3	76.4	6	-10	11	59.98	-0.494	N/D	N/D
06:45 PM	6188	3562	7	3.3	47.6	77	-35	85	59.95	-0.911	-0.983	92.7
07:00 PM	6298	3628	44	3.3	11.6	482	-114	495	59.99	-0.973	-0.978	99.5
07:15 PM	6278	3614	4	3.4	71.8	46	-33	56	60.03	-0.812	-0.949	85.6
07:30 PM	6298	3624	6	3.5	50.3	66	-32	74	60.01	-0.899	-0.966	93.1

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
07:45 PM	6281	3612	15	3.5	21.6	168	-48	175	60.03	-0.961	-0.978	98.3
08:00 PM	6278	3611	48	3.5	11.8	518	-121	532	60.03	-0.974	-0.979	99.5
08:15 PM	6284	3616	2	3.7	71	14	-19	24	59.98	-0.592	-0.71	83.4
08:30 PM	6255	3601	3	3.7	95.9	24	-25	34	59.97	-0.7	-0.874	80.1
08:45 PM	6305	3628	10	3.8	34.9	111	-43	119	60.01	-0.934	-0.982	95.1
09:00 PM	6368	3666	11	4.1	36.6	119	-46	127	60.04	-0.931	-0.981	94.9
09:15 PM	6410	3687	20	4.2	21.4	221	-58	229	60	-0.967	-0.982	98.5
09:30 PM	6336	3646	15	4.1	27.6	163	-51	171	60.04	-0.955	-0.984	97.1
09:45 PM	6291	3617	15	4	20.3	164	-42	169	59.98	-0.969	-0.986	98.3
10:00 PM	6239	3585	20	4	16.3	218	-50	223	60.05	-0.975	-0.985	99
10:15 PM	6200	3564	4	4	58.5	44	-24	50	60.06	-0.878	-0.967	90.8
10:30 PM	6159	3539	12	3.9	24.3	132	-34	136	60.02	-0.969	-0.989	98
10:45 PM	6232	3579	11	3.7	27.2	115	-33	120	60.02	-0.961	-0.987	97.4
11:00 PM	6198	3560	8	3.6	38	83	-29	88	60.06	-0.942	-0.984	95.7
11:15 PM	6100	3504	33	3.4	11.5	347	-76	355	59.99	-0.977	-0.983	99.4
11:30 PM	6142	3527	6	3	40.3	60	-24	64	60.02	-0.93	-0.982	94.7
11:45 PM	6061	3480	0	2.8	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D

FECHA : 24 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN No. 4 CON BANCO DE CAPACITORES

12:00 AM	6086	3493	9	2.6	25.9	94	-25	97	60.06	-0.965	-0.993	97.2
12:15 AM	6054	3476	7	2.4	25.9	72	-20	75	60.07	-0.963	-0.992	97.1
12:30 AM	6067	3484	10	2.2	24.5	101	-25	104	60.04	-0.971	-0.994	97.7
12:45 AM	6079	3490	1	2.1	65.5	2	-5	5	59.97	-0.458	N/D	N/D
01:00 AM	6091	3496	0	1.9	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
01:15 AM	6095	3499	0	1.9	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
01:30 AM	6104	3505	1	1.8	89.8	2	-5	5	59.99	-0.407	N/D	N/D
01:45 AM	6017	3455	0	1.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
02:00 AM	6022	3460	0	1.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
02:15 AM	6061	3481	0	1.5	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
02:30 AM	6019	3459	0	1.5	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
02:45 AM	6030	3465	0	1.5	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
03:00 AM	6033	3467	1	1.5	84.6	2	-5	5	60.05	-0.397	N/D	N/D
03:15 AM	6035	3469	0	1.5	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
03:30 AM	6035	3469	0	1.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
03:45 AM	6032	3467	0	1.5	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
04:00 AM	6032	3466	0	1.5	N/D	0	0	0	60.07	1	N/D	N/D
04:15 AM	6020	3458	0	1.5	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
04:30 AM	6015	3456	0	1.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
04:45 AM	6015	3457	0	1.4	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
05:00 AM	6007	3451	6	1.4	29.3	69	-19	71	60.07	-0.962	-0.991	97.1
05:15 AM	5978	3435	7	1.5	30.6	72	-21	75	60.01	-0.961	-0.995	96.6
05:30 AM	5955	3421	3	1.5	61.4	29	-15	33	59.94	-0.892	-0.983	90.7
05:45 AM	6026	3463	14	1.6	16.8	149	-31	152	59.97	-0.98	-0.992	98.8
06:00 AM	6004	3449	0	1.5	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
06:15 AM	5988	3445	2	1.4	72.8	20	-13	24	60.05	-0.844	-0.96	87.9
06:30 AM	6104	3510	2	1.5	71.1	13	-15	20	59.98	-0.676	-0.829	81.5
06:45 AM	6094	3507	23	1.8	14.5	241	-51	246	60.05	-0.978	-0.988	99
07:00 AM	6063	3492	24	1.9	13.5	257	-56	263	60.01	-0.977	-0.984	99.3
07:15 AM	6076	3494	5	2	46.6	59	-27	64	59.96	-0.911	-0.989	92.1
07:30 AM	6089	3510	16	2.3	18.9	171	-42	176	60.03	-0.971	-0.988	98.3
07:45 AM	6154	3548	36	2.3	12.7	382	-87	392	60.01	-0.975	-0.982	99.3
08:00 AM	6137	3536	34	2.1	14.8	356	-81	365	60.02	-0.975	-0.984	99.1
08:15 AM	6118	3521	19	2.1	21.3	205	-51	212	59.99	-0.97	-0.988	98.2
08:30 AM	6068	3497	3	2.1	62	28	-18	34	59.98	-0.841	-0.968	86.9
08:45 AM	6078	3500	41	1.8	11.2	425	-97	436	60.01	-0.975	-0.981	99.4
09:00 AM	6093	3509	69	1.8	9.2	721	-162	739	60.03	-0.976	-0.979	99.7
09:15 AM	6090	3509	18	1.7	18.9	195	-44	200	60	-0.975	-0.989	98.6
09:30 AM	6082	3501	56	1.6	9.2	586	-137	602	60.01	-0.974	-0.978	99.6
09:45 AM	6063	3494	68	1.7	8.4	704	-164	723	59.93	-0.974	-0.977	99.7
10:00 AM	6072	3497	13	1.7	21.2	136	-33	140	60	-0.972	-0.991	98.1
10:15 AM	6075	3496	2	1.6	92.8	14	-15	20	60	-0.704	-0.866	81.3
10:30 AM	6061	3492	71	1.6	9	736	-179	757	60.02	-0.972	-0.976	99.6
10:45 AM	6074	3499	41	1.6	10.6	425	-96	436	60.05	-0.976	-0.981	99.5
11:00 AM	6170	3554	21	1.8	17.3	230	-52	236	59.94	-0.975	-0.988	98.7
11:15 AM	6169	3553	38	1.8	10.7	406	-94	417	60.02	-0.974	-0.979	99.5
11:30 AM	6244	3595	56	1.7	9.7	596	-146	613	60.03	-0.971	-0.975	99.6
11:45 AM	6268	3612	13	1.8	22.9	139	-38	144	60.05	-0.965	-0.984	98.1
12:00 PM	6259	3606	50	1.8	10.4	536	-130	552	60.02	-0.972	-0.977	99.5
12:15 PM	6285	3622	83	1.9	8.5	893	-211	917	60.04	-0.973	-0.976	99.7
12:30 PM	6251	3600	76	1.9	9.2	807	-198	830	60.08	-0.971	-0.976	99.5
12:45 PM	6286	3623	41	2.2	11.2	441	-103	453	60.05	-0.974	-0.979	99.5
01:00 PM	6218	3581	52	2	10.2	560	-132	576	60.05	-0.973	-0.977	99.6
01:15 PM	6196	3569	2	2.2	68.9	13	-16	21	60.02	-0.626	-0.72	86.9
01:30 PM	6165	3552	15	2.3	20.9	167	-40	172	60.04	-0.972	-0.99	98.2
01:45 PM	6170	3553	4	2.4	63.6	43	-26	50	60	-0.853	-0.966	88.3

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
02:00 PM	6181	3561	25	2.4	16.3	273	-62	279	60.03	-0.975	-0.984	99.1
02:15 PM	6149	3547	52	2.5	11.1	551	-124	565	60.05	-0.976	-0.98	99.6
02:30 PM	6130	3531	50	2.4	11.3	530	-123	544	60.03	-0.974	-0.979	99.5
02:45 PM	6141	3538	5	2.3	59.9	50	-28	58	60	-0.874	-0.977	89.5
03:00 PM	6162	3552	5	2.3	39.9	56	-26	62	60	-0.908	-0.981	92.6
03:15 PM	6138	3538	27	2.4	12.9	283	-61	290	59.99	-0.977	-0.985	99.2
03:30 PM	6155	3548	22	2.5	13.8	236	-52	242	60.04	-0.976	-0.983	99.3
03:45 PM	6151	3541	0	2.3	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
04:00 PM	6150	3542	39	2.2	10.9	418	-97	429	60	-0.974	-0.979	99.5
04:15 PM	6160	3547	25	2.2	15.9	272	-61	278	60.04	-0.976	-0.986	99
04:30 PM	6192	3567	20	2.3	19.5	212	-51	218	59.99	-0.972	-0.986	98.6
04:45 PM	6173	3556	58	2.3	9.4	615	-143	631	60.01	-0.974	-0.978	99.6
05:00 PM	6190	3565	85	2.3	9.3	901	-213	926	60	-0.973	-0.977	99.6
05:15 PM	6235	3593	66	2.4	10.3	700	-168	720	60	-0.972	-0.977	99.5
05:30 PM	6249	3603	31	2.5	14.3	338	-79	347	59.99	-0.974	-0.983	99.1
05:45 PM	6239	3595	20	2.6	20	217	-56	224	59.94	-0.968	-0.983	98.5
06:00 PM	6252	3604	34	2.7	13.9	361	-85	371	59.98	-0.973	-0.981	99.2
06:15 PM	6234	3593	53	2.9	11.4	568	-137	584	59.95	-0.972	-0.978	99.4
06:30 PM	6215	3581	29	3.1	15	307	-71	316	60.03	-0.974	-0.983	99.1
06:45 PM	6177	3556	29	3.3	17.5	311	-75	320	59.99	-0.972	-0.983	98.9
07:00 PM	6224	3583	45	3.3	12.5	487	-116	501	59.99	-0.973	-0.978	99.5
07:15 PM	6263	3601	69	3.1	12.2	746	-180	767	60.01	-0.972	-0.977	99.5
07:30 PM	6261	3597	22	3.5	17.8	237	-57	244	60.03	-0.972	-0.984	98.8
07:45 PM	6259	3597	52	3.4	12.1	557	-135	573	60.02	-0.972	-0.978	99.4
08:00 PM	6285	3614	63	3.5	11.1	674	-161	693	60.02	-0.973	-0.977	99.5
08:15 PM	6331	3642	2	3.8	58.4	6	-12	13	60.04	-0.448	N/D	N/D
08:30 PM	6368	3660	17	3.9	25.8	190	-56	198	60.04	-0.959	-0.983	97.6
08:45 PM	6405	3684	2	4.2	59.2	10	-18	21	60.03	-0.483	-0.56	86.2
09:00 PM	6462	3716	2	4.4	57.1	9	-19	21	60.05	-0.438	-0.507	86.4
09:15 PM	6396	3678	11	4.3	25.4	126	-40	132	60.01	-0.954	-0.981	97.3
09:30 PM	6391	3674	8	4.3	43.8	88	-40	97	60.02	-0.913	-0.971	94
09:45 PM	6418	3691	3	4.2	77.2	17	-22	28	60.06	-0.608	-0.717	84.8
10:00 PM	6406	3684	44	4.1	13.8	483	-120	497	60.02	-0.97	-0.978	99.3
10:15 PM	6393	3673	12	4	21.3	127	-35	132	60	-0.964	-0.983	98.1
10:30 PM	6391	3673	46	4.1	11.4	499	-118	513	60.05	-0.973	-0.978	99.5
10:45 PM	6217	3572	17	3.5	18.4	187	-44	192	60.08	-0.974	-0.987	98.7
11:00 PM	6113	3513	15	3.3	20.7	164	-39	168	59.93	-0.973	-0.99	98.4

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
11:15 PM	6000	3451	8	2.6	31	82	-23	86	60.02	-0.962	-0.993	96.9
11:30 PM	6030	3468	12	2.4	18.8	127	-29	130	60.08	-0.976	-0.992	98.4
11:45 PM	6037	3472	2	2.1	80.6	7	-9	11	60.03	-0.65	N/D	N/D
FECHA : 25 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN No. 4 CON BANCO DE CAPACITORES												
12:00 AM	6043	3475	12	1.8	17.6	120	-26	123	60.05	-0.976	-0.991	98.5
12:15 AM	6021	3462	0	1.8	N/D	0	0	0	59.93	1	N/D	N/D
12:30 AM	6028	3467	0	1.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
12:45 AM	6037	3472	0	1.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
01:00 AM	6047	3478	0	1.6	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
01:15 AM	6048	3479	0	1.5	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
01:30 AM	6062	3488	0	1.5	N/D	0	0	0	59.95	1	N/D	N/D
01:45 AM	6073	3492	0	1.5	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
02:00 AM	6072	3492	0	1.4	N/D	0	0	0	59.95	1	N/D	N/D
02:15 AM	6083	3497	2	1.5	91	2	-5	5	60.03	-0.428	N/D	N/D
02:30 AM	6078	3495	1	1.4	101.3	2	-5	5	60.02	-0.379	N/D	N/D
02:45 AM	6078	3497	1	1.4	88.1	2	-5	5	59.99	-0.398	N/D	N/D
03:00 AM	6073	3494	1	1.4	82	2	-5	5	59.98	-0.419	N/D	N/D
03:15 AM	6071	3493	2	1.4	99.3	3	-5	5	60	-0.465	N/D	N/D
03:30 AM	6073	3494	1	1.4	84.3	3	-5	5	59.96	-0.501	N/D	N/D
03:45 AM	6065	3489	1	1.3	82.5	3	-5	5	59.99	-0.486	N/D	N/D
04:00 AM	6063	3488	0	1.3	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
04:15 AM	6054	3483	0	1.4	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
04:30 AM	6046	3476	0	1.4	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
04:45 AM	6045	3477	6	1.4	27.4	63	-20	66	60	-0.955	-0.988	96.7
05:00 AM	6028	3467	0	1.4	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
05:15 AM	6020	3463	0	1.5	N/D	0	0	0	60.06	1	N/D	N/D
05:30 AM	6015	3463	0	1.5	N/D	0	0	0	60.06	1	N/D	N/D
05:45 AM	6024	3471	6	1.5	32.2	60	-20	63	60.07	-0.948	-0.991	95.7
06:00 AM	6101	3517	22	1.7	17.6	239	-52	244	60.1	-0.977	-0.988	98.9
06:15 AM	6084	3506	37	2.3	11.2	396	-89	406	60.05	-0.976	-0.981	99.5
06:30 AM	6061	3495	0	1.8	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
06:45 AM	6205	3575	20	1.6	13.3	215	-47	220	60.02	-0.977	-0.984	99.3
07:00 AM	6221	3584	13	1.7	17.3	139	-30	143	60.03	-0.978	-0.989	98.9
07:15 AM	6190	3566	31	1.9	9.2	324	-78	333	59.99	-0.972	-0.976	99.6
07:30 AM	6193	3567	22	1.9	12.1	233	-52	238	60.01	-0.976	-0.983	99.3
07:45 AM	6185	3561	11	1.9	18.1	119	-27	121	60.01	-0.976	-0.991	98.5
08:00 AM	6180	3559	33	2	11.1	346	-83	356	60.04	-0.973	-0.977	99.5

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
08:15 AM	6175	3556	60	1.9	9.5	630	-144	646	59.98	-0.975	-0.979	99.6
08:30 AM	6195	3568	12	1.9	16	130	-28	133	60.01	-0.977	-0.99	98.7
08:45 AM	6189	3564	10	2	21.6	105	-25	108	60.02	-0.974	-0.992	98.2
09:00 AM	6185	3563	19	2	13.6	204	-45	209	60.06	-0.977	-0.984	99.3
09:15 AM	6170	3553	26	1.9	12.8	274	-63	281	60.01	-0.975	-0.981	99.4
09:30 AM	6180	3559	3	2	60.8	32	-15	36	60.01	-0.901	-0.994	90.6
09:45 AM	6159	3546	29	1.8	10.6	308	-73	317	60.02	-0.973	-0.977	99.5
10:00 AM	6155	3541	27	1.8	11	284	-66	292	60	-0.974	-0.979	99.4
10:15 AM	6144	3536	26	1.8	10.2	277	-63	284	60	-0.975	-0.98	99.5
10:30 AM	6142	3536	3	1.9	56.2	28	-12	30	60.01	-0.916	-0.993	92.2
10:45 AM	6247	3593	43	2	11.1	460	-109	472	60.02	-0.973	-0.978	99.5
11:00 AM	6237	3590	24	2.1	11.6	260	-60	267	60.03	-0.974	-0.981	99.3
11:15 AM	6237	3590	27	2.2	10.5	289	-68	297	60.02	-0.973	-0.978	99.5
11:30 AM	6271	3608	8	2.3	28.8	84	-24	87	60	-0.96	-0.984	97.6
11:45 AM	6267	3606	39	2.2	12.5	419	-94	429	60	-0.975	-0.982	99.3
12:00 PM	6295	3622	50	2.2	9.9	544	-125	558	60.05	-0.975	-0.979	99.6
12:15 PM	6276	3611	64	2.2	10.8	685	-156	703	60	-0.975	-0.979	99.6
12:30 PM	6333	3647	63	2.4	10.3	685	-159	703	60.01	-0.974	-0.978	99.6
12:45 PM	6377	3673	2	2.7	69.1	6	-12	14	60.04	-0.461	N/D	N/D
01:00 PM	6338	3646	48	2.7	11	521	-120	534	60.03	-0.975	-0.979	99.5
01:15 PM	6328	3641	52	2.7	10.9	568	-129	583	59.99	-0.975	-0.98	99.5
01:30 PM	6341	3650	63	2.7	11.1	681	-155	698	59.99	-0.975	-0.979	99.6
01:45 PM	6325	3641	32	2.8	16.1	351	-83	360	60.01	-0.973	-0.983	99
02:00 PM	6319	3639	35	2.9	13.9	385	-89	395	60.04	-0.975	-0.982	99.3
02:15 PM	6322	3639	51	2.6	10.4	554	-124	568	60.01	-0.976	-0.98	99.6
02:30 PM	6344	3652	6	2.7	47.5	67	-32	74	59.98	-0.903	-0.97	93.1
02:45 PM	6321	3639	46	2.6	10.6	500	-115	513	60.03	-0.975	-0.98	99.5
03:00 PM	6328	3641	11	2.8	27.3	117	-35	122	60.02	-0.957	-0.985	97.2
03:15 PM	6330	3639	63	2.6	10.6	686	-158	704	60.08	-0.975	-0.979	99.6
03:30 PM	6203	3569	39	2.5	13	421	-95	432	59.99	-0.975	-0.981	99.4
03:45 PM	6242	3592	3	2.6	65.7	28	-25	37	60.01	-0.742	-0.952	78
04:00 PM	6244	3590	36	2.5	13.5	394	-88	403	60.01	-0.976	-0.983	99.3
04:15 PM	6233	3585	2	2	71.4	6	-10	11	60.08	-0.51	N/D	N/D
04:30 PM	6217	3577	31	2.6	13.1	337	-78	346	60	-0.974	-0.982	99.2
04:45 PM	6216	3581	2	2.2	85.5	6	-9	11	60.04	-0.54	N/D	N/D
05:00 PM	6185	3562	14	2.1	20.2	155	-38	159	59.99	-0.971	-0.989	98.2
05:15 PM	6202	3575	34	2.2	11.9	359	-82	368	60.03	-0.975	-0.982	99.3

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
05:30 PM	6218	3582	46	2	9.8	491	-113	504	60.06	-0.974	-0.978	99.6
05:45 PM	6245	3600	2	2.5	68.8	6	-10	12	60.01	-0.513	N/D	N/D
06:00 PM	6226	3587	54	2.4	11.5	580	-136	596	60.02	-0.974	-0.979	99.5
06:15 PM	6245	3597	6	2.5	35.1	64	-30	70	60.04	-0.907	-0.983	92.3
06:30 PM	6249	3601	11	2.5	25.6	117	-35	122	60.03	-0.957	-0.984	97.3
06:45 PM	6136	3537	10	2.6	29.7	105	-34	110	59.99	-0.953	-0.983	96.9
07:00 PM	6147	3541	2	2.4	82.3	2	-5	6	60.02	-0.431	N/D	N/D
07:15 PM	6199	3573	2	3	76.4	6	-10	11	59.98	-0.494	N/D	N/D
07:30 PM	6188	3562	7	3.3	47.6	77	-35	85	59.95	-0.911	-0.983	92.7
07:45 PM	6298	3628	44	3.3	11.6	482	-114	495	59.99	-0.973	-0.978	99.5
08:00 PM	6278	3614	4	3.4	71.8	46	-33	56	60.03	-0.812	-0.949	85.6
08:15 PM	6298	3624	6	3.5	50.3	66	-32	74	60.01	-0.899	-0.966	93.1
08:30 PM	6281	3612	15	3.5	21.6	168	-48	175	60.03	-0.961	-0.978	98.3
08:45 PM	6278	3611	48	3.5	11.8	518	-121	532	60.03	-0.974	-0.979	99.5
09:00 PM	6284	3616	2	3.7	71	14	-19	24	59.98	-0.592	-0.71	83.4
09:15 PM	6255	3601	3	3.7	95.9	24	-25	34	59.97	-0.7	-0.874	80.1
09:30 PM	6305	3628	10	3.8	34.9	111	-43	119	60.01	-0.934	-0.982	95.1
09:45 PM	6368	3666	11	4.1	36.6	119	-46	127	60.04	-0.931	-0.981	94.9
10:00 PM	6434	3703	23	4.3	23.1	253	-71	263	60.06	-0.963	-0.982	98.1
10:15 PM	6441	3708	3	4.5	97.2	23	-28	37	59.95	-0.638	-0.781	81.7
10:30 PM	6279	3614	7	4.1	38.6	76	-32	82	59.96	-0.922	-0.978	94.3
10:45 PM	6191	3564	17	3.8	19.6	184	-45	190	60.05	-0.972	-0.988	98.4
11:00 PM	6159	3539	12	3.9	24.3	132	-34	136	60.02	-0.969	-0.989	98
11:15 PM	6232	3579	11	3.7	27.2	115	-33	120	60.02	-0.961	-0.987	97.4
11:30 PM	6198	3560	8	3.6	38	83	-29	88	60.06	-0.942	-0.984	95.7
11:45 PM	6100	3504	33	3.4	11.5	347	-76	355	59.99	-0.977	-0.983	99.4
FECHA : 26 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN No. 4 CON BANCO DE CAPACITORES												
12:00 AM	6142	3527	6	3	40.3	60	-24	64	60.02	-0.93	-0.982	94.7
12:15 AM	6061	3480	0	2.8	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
12:30 AM	6086	3493	9	2.6	25.9	94	-25	97	60.06	-0.965	-0.993	97.2
12:45 AM	6054	3476	7	2.4	25.9	72	-20	75	60.07	-0.963	-0.992	97.1
01:00 AM	6067	3484	10	2.2	24.5	101	-25	104	60.04	-0.971	-0.994	97.7
01:15 AM	6079	3490	1	2.1	65.5	2	-5	5	59.97	-0.458	N/D	N/D
01:30 AM	6091	3496	0	1.9	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
01:45 AM	6095	3499	0	1.9	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
02:00 AM	6104	3505	1	1.8	89.8	2	-5	5	59.99	-0.407	N/D	N/D
02:15 AM	6017	3455	0	1.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
02:30 AM	6022	3460	0	1.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
02:45 AM	6061	3481	0	1.5	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
03:00 AM	6019	3459	0	1.5	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
03:15 AM	6030	3465	0	1.5	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
03:30 AM	6033	3467	1	1.5	84.6	2	-5	5	60.05	-0.397	N/D	N/D
03:45 AM	6035	3469	0	1.5	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
04:00 AM	6035	3469	0	1.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
04:15 AM	6032	3467	0	1.5	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
04:30 AM	6032	3466	0	1.5	N/D	0	0	0	60.07	1	N/D	N/D
04:45 AM	6020	3458	0	1.5	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
05:00 AM	6015	3456	0	1.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
05:15 AM	6015	3457	0	1.4	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
05:30 AM	6007	3451	6	1.4	29.3	69	-19	71	60.07	-0.962	-0.991	97.1
05:45 AM	5978	3435	7	1.5	30.6	72	-21	75	60.01	-0.961	-0.995	96.6
06:00 AM	5955	3421	3	1.5	61.4	29	-15	33	59.94	-0.892	-0.983	90.7
06:15 AM	6026	3463	14	1.6	16.8	149	-31	152	59.97	-0.98	-0.992	98.8
06:30 AM	6004	3449	0	1.5	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
06:45 AM	5988	3445	2	1.4	72.8	20	-13	24	60.05	-0.844	-0.96	87.9
07:00 AM	6097	3507	27	2.5	16.1	292	-66	299	60.03	-0.975	-0.987	98.8
07:15 AM	6078	3496	55	2.4	10.6	571	-135	587	59.99	-0.973	-0.978	99.5
07:30 AM	6080	3499	33	2.5	10.6	352	-79	361	60.03	-0.976	-0.981	99.4
07:45 AM	6084	3501	20	2.5	19.3	214	-48	220	60.02	-0.976	-0.989	98.7
08:00 AM	6078	3498	27	2.5	15.7	290	-63	297	60.04	-0.977	-0.986	99.1
08:15 AM	6061	3484	0	2.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
08:30 AM	6049	3478	67	2.4	9.8	698	-168	718	60	-0.972	-0.976	99.6
08:45 AM	6042	3476	80	2.5	9.4	825	-198	848	60.02	-0.972	-0.977	99.6
09:00 AM	6041	3476	57	2.6	10.9	598	-137	614	60.01	-0.975	-0.979	99.6
09:15 AM	6126	3523	56	2.7	10.4	585	-132	599	60.01	-0.976	-0.98	99.6
09:30 AM	6106	3513	37	2.7	13.1	386	-87	396	59.96	-0.975	-0.982	99.3
09:45 AM	6092	3506	73	2.6	8.7	762	-169	781	59.97	-0.976	-0.98	99.7
10:00 AM	6119	3522	1	2.9	87.5	2	-5	5	59.98	-0.376	N/D	N/D
10:15 AM	6110	3512	47	2.7	11.5	492	-115	505	60.04	-0.974	-0.979	99.5
10:30 AM	6082	3497	72	2.8	8.6	750	-167	769	59.97	-0.976	-0.979	99.7
10:45 AM	6098	3506	4	2.9	58.2	34	-20	39	59.97	-0.86	-0.976	88.2
11:00 AM	6085	3498	88	2.7	8.9	920	-207	943	60.02	-0.976	-0.978	99.7
11:15 AM	6095	3507	2	2.8	88.7	8	-10	13	60	-0.599	N/D	N/D
11:30 AM	6096	3506	37	2.7	12.6	388	-88	398	60	-0.975	-0.981	99.4

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
11:45 AM	6080	3496	##	2.6	6.8	1046	-230	1071	60.01	-0.977	-0.979	99.8
12:00 PM	6119	3519	40	2.7	11.6	416	-96	427	59.97	-0.974	-0.981	99.3
12:15 PM	6121	3519	44	2.7	10.2	458	-105	470	60.02	-0.975	-0.979	99.6
12:30 PM	6128	3523	45	2.6	12.1	474	-111	487	60	-0.974	-0.979	99.4
12:45 PM	6129	3524	22	2.7	17.7	233	-57	240	60	-0.971	-0.985	98.6
01:00 PM	6139	3533	2	2.8	73.9	2	-5	6	60.01	-0.434	N/D	N/D
01:15 PM	6135	3528	22	2.7	17.2	231	-52	237	60.02	-0.976	-0.988	98.8
01:30 PM	6137	3533	26	2.8	16.1	282	-64	289	60	-0.975	-0.986	98.9
01:45 PM	6145	3532	70	2.8	8.9	737	-166	755	60.01	-0.976	-0.979	99.6
02:00 PM	6176	3552	12	3	23.7	133	-35	137	60.06	-0.967	-0.99	97.6
02:15 PM	6176	3549	5	3	69.5	46	-28	54	60.02	-0.855	-0.959	89.1
02:30 PM	6173	3551	41	3.1	12.4	432	-102	444	60.02	-0.973	-0.979	99.4
02:45 PM	6179	3555	19	3	16.6	199	-46	204	60.06	-0.974	-0.987	98.6
03:00 PM	6172	3550	34	3	14.5	361	-83	371	60.01	-0.974	-0.982	99.2
03:15 PM	6197	3561	2	3.2	91.4	2	-5	6	59.98	-0.346	N/D	N/D
03:30 PM	6227	3580	4	3.1	81.9	38	-27	47	60.07	-0.82	-0.955	85.9
03:45 PM	6103	3512	66	2.9	10.1	686	-152	703	60.03	-0.976	-0.98	99.6
04:00 PM	6090	3503	27	3	15.7	278	-62	285	59.99	-0.976	-0.985	99
04:15 PM	6081	3499	5	3	42.6	46	-20	51	60.03	-0.919	-0.986	93.2
04:30 PM	6084	3498	28	3	16.4	301	-70	309	60.03	-0.974	-0.986	98.8
04:45 PM	6069	3491	26	2.8	15.2	270	-60	277	60.03	-0.976	-0.985	99.1
05:00 PM	6077	3495	0	3	N/D	0	0	0	60.04	1	N/D	N/D
05:15 PM	6078	3498	23	2.9	18.8	246	-58	252	60.04	-0.973	-0.988	98.5
05:30 PM	6057	3484	46	3	11.8	483	-112	496	59.99	-0.974	-0.979	99.5
05:45 PM	6162	3545	57	2.8	10.4	601	-139	617	60.01	-0.974	-0.978	99.6
06:00 PM	6182	3557	22	2.9	20.1	232	-57	239	59.99	-0.971	-0.987	98.3
06:15 PM	6158	3544	2	3	67.4	13	-15	20	59.99	-0.658	-0.819	80.3
06:30 PM	6130	3527	15	2.9	22.2	158	-41	163	59.91	-0.969	-0.988	98.1
06:45 PM	6153	3539	11	3.3	30.2	125	-38	131	59.99	-0.958	-0.987	97
07:00 PM	6209	3571	18	3.3	22.6	203	-53	210	59.99	-0.967	-0.987	98.1
07:15 PM	6244	3591	15	3.5	24.3	166	-45	171	59.97	-0.966	-0.987	97.9
07:30 PM	6245	3592	31	3.6	15	338	-80	347	59.97	-0.973	-0.981	99.2
07:45 PM	6254	3596	5	3.7	88.9	49	-37	61	59.96	-0.801	-0.957	83.8
08:00 PM	6257	3599	41	3.7	12.4	450	-109	463	59.94	-0.972	-0.978	99.4
08:15 PM	6265	3604	8	3.8	37.4	94	-36	101	59.94	-0.933	-0.986	94.7
08:30 PM	6313	3630	2	4.1	74.6	11	-17	20	60.02	-0.534	-0.677	78.9
08:45 PM	6348	3652	23	4.2	18.2	252	-60	259	60.02	-0.973	-0.984	98.8

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
09:00 PM	6294	3619	5	4.1	51.3	53	-27	60	60.06	-0.895	-0.967	92.6
09:15 PM	6273	3607	76	3.8	12	823	-198	846	60.01	-0.972	-0.977	99.5
09:30 PM	6291	3618	14	4.1	21.4	157	-41	162	60.01	-0.968	-0.986	98.2
09:45 PM	6279	3609	49	4	12.3	525	-122	539	59.96	-0.974	-0.979	99.5
10:00 PM	6199	3561	12	3.8	25	130	-35	134	60.02	-0.966	-0.989	97.7
10:15 PM	6222	3576	46	3.7	11.5	491	-115	505	60.05	-0.973	-0.979	99.5
10:30 PM	6154	3537	2	3.7	87.3	13	-14	19	60	-0.694	-0.857	81
10:45 PM	6166	3542	1	3.4	74.9	2	-5	5	60.09	-0.399	N/D	N/D
11:00 PM	6175	3549	2	3.3	56.1	2	-5	5	60.02	-0.462	N/D	N/D
11:15 PM	6090	3500	0	3	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
11:30 PM	6140	3527	2	2.7	105.6	2	-5	5	60.03	-0.397	N/D	N/D
11:45 PM	6084	3495	0	2.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
FECHA : 27 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN No. 4 CON BANCO DE CAPACITORES												
12:00 AM	6089	3497	2	2.4	65	2	-5	5	60.04	-0.442	N/D	N/D
12:15 AM	6085	3496	1	2.2	79.8	2	-5	5	60	-0.446	N/D	N/D
12:30 AM	6091	3500	2	2.1	88.3	2	-5	5	59.98	-0.401	N/D	N/D
12:45 AM	6105	3505	0	2.1	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
01:00 AM	6099	3503	0	2	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
01:15 AM	6097	3501	0	1.9	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
01:30 AM	6107	3507	1	1.7	91.6	2	-5	5	60.01	-0.461	N/D	N/D
01:45 AM	6013	3453	0	1.5	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
02:00 AM	6023	3460	0	1.4	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
02:15 AM	6040	3469	0	1.4	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
02:30 AM	6041	3470	0	1.4	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
02:45 AM	6044	3472	0	1.4	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
03:00 AM	6057	3478	2	1.4	95.2	2	-5	5	60.04	-0.409	N/D	N/D
03:15 AM	6058	3479	2	1.4	135.8	2	-5	5	60.04	-0.406	N/D	N/D
03:30 AM	6067	3485	0	1.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
03:45 AM	6068	3485	0	1.4	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
04:00 AM	6071	3485	0	1.4	N/D	0	0	0	60.08	1	N/D	N/D
04:15 AM	6070	3486	0	1.4	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
04:30 AM	6087	3498	0	1.5	N/D	0	0	0	60.06	1	N/D	N/D
04:45 AM	6077	3493	0	1.4	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
05:00 AM	6088	3497	0	1.4	N/D	0	0	0	60.09	1	N/D	N/D
05:15 AM	6050	3476	0	1.4	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
05:30 AM	6050	3475	0	1.4	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
05:45 AM	6040	3470	0	1.4	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D

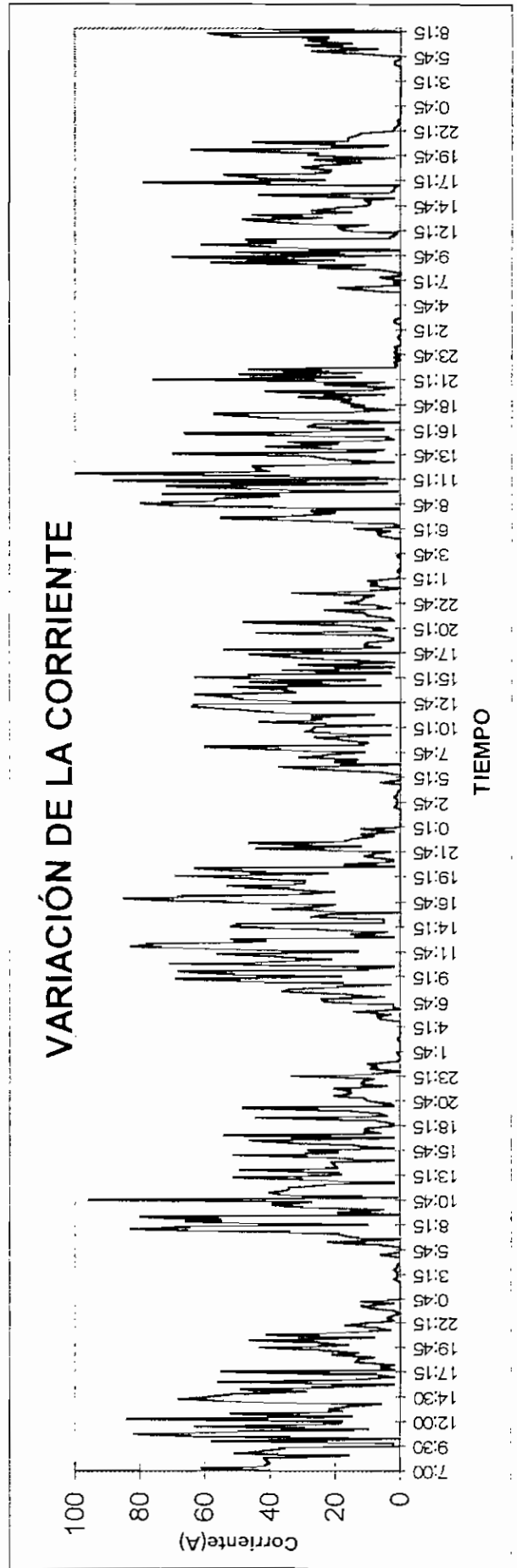
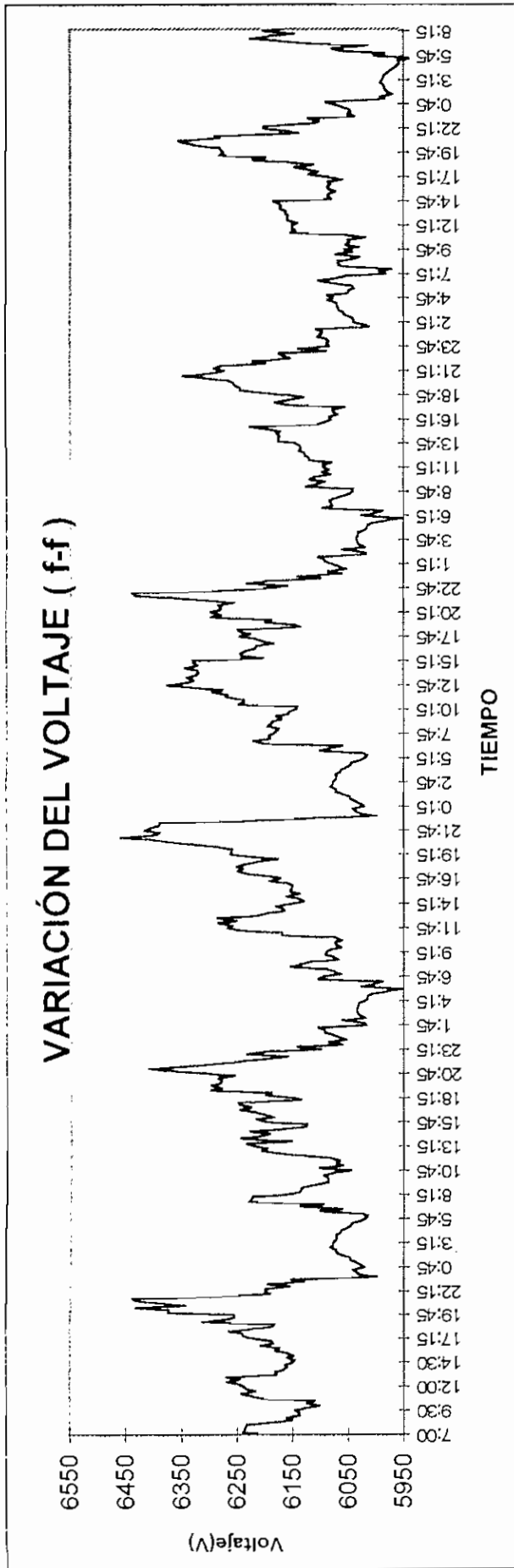
TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
06:00 AM	6044	3473	0	1.4	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
06:15 AM	6073	3491	12	1.6	20.8	122	-28	125	60.03	-0.975	-0.993	98.2
06:30 AM	6103	3509	19	1.6	16.1	204	-43	209	59.99	-0.979	-0.99	98.8
06:45 AM	6076	3497	0	1.5	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
07:00 AM	6055	3484	2	1.6	86.8	20	-15	25	59.99	-0.808	-0.944	85.6
07:15 AM	5982	3442	0	1.6	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
07:30 AM	5994	3446	6	1.7	33.7	67	-22	71	59.99	-0.951	-0.993	95.7
07:45 AM	5972	3434	0	1.7	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
08:00 AM	6061	3485	0	2	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
08:15 AM	6068	3493	6	2.2	27.9	58	-19	62	59.95	-0.95	-0.987	96.2
08:30 AM	6068	3486	25	2.2	13.9	258	-53	264	60.03	-0.979	-0.988	99.2
08:45 AM	6043	3476	11	2.3	20.8	121	-28	124	60.01	-0.975	-0.992	98.2
09:00 AM	6029	3468	58	2.4	10.1	597	-139	613	60.01	-0.974	-0.978	99.6
09:15 AM	6072	3489	20	2.4	16.3	212	-46	217	60.02	-0.977	-0.988	98.9
09:30 AM	6043	3480	70	2.3	8.8	733	-162	751	60	-0.976	-0.979	99.7
09:45 AM	6057	3487	3	2.5	71.3	29	-19	35	59.96	-0.845	-0.969	87.2
10:00 AM	6030	3469	50	2.4	11.6	516	-121	530	59.92	-0.973	-0.978	99.5
10:15 AM	6055	3483	0	2.5	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
10:30 AM	6048	3477	31	2.5	13.7	322	-70	329	59.97	-0.977	-0.986	99.1
10:45 AM	6051	3480	61	2.4	9.2	625	-153	644	60.02	-0.971	-0.975	99.6
11:00 AM	6019	3462	38	2.3	10.3	393	-88	403	60	-0.976	-0.98	99.6
11:15 AM	6054	3481	47	2.3	10.9	486	-113	499	59.97	-0.974	-0.979	99.5
11:30 AM	6153	3539	4	2.5	59.3	39	-22	45	60.02	-0.869	-0.972	89.4
11:45 AM	6144	3534	2	2.4	76.6	20	-17	26	60.08	-0.77	-0.892	86.3
12:00 PM	6151	3538	1	2.4	71.9	2	-5	5	60.02	-0.454	N/D	N/D
12:15 PM	6150	3537	17	2.4	20.2	182	-45	187	60	-0.971	-0.989	98.2
12:30 PM	6142	3532	19	2.5	16.2	202	-46	207	60.01	-0.975	-0.988	98.7
12:45 PM	6158	3538	10	2.5	26.6	109	-33	114	59.98	-0.957	-0.987	96.9
01:00 PM	6160	3545	37	2.5	11	394	-87	404	60.05	-0.976	-0.981	99.6
01:15 PM	6157	3541	48	2.5	10.6	512	-115	525	60.04	-0.976	-0.98	99.6
01:30 PM	6163	3546	24	2.5	16.8	260	-58	267	60.05	-0.976	-0.987	98.9
01:45 PM	6162	3545	45	2.6	11.4	481	-112	494	60	-0.974	-0.98	99.4
02:00 PM	6173	3551	15	2.6	21	165	-42	170	59.97	-0.97	-0.988	98.2
02:15 PM	6170	3550	27	2.6	13.9	290	-64	297	60.05	-0.977	-0.984	99.2
02:30 PM	6174	3553	19	2.7	18.3	201	-44	206	60.01	-0.977	-0.989	98.7
02:45 PM	6185	3559	10	2.8	28.6	111	-34	116	59.97	-0.957	-0.99	96.7
03:00 PM	6080	3496	9	2.6	20.2	98	-26	102	59.99	-0.967	-0.986	98

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
03:15 PM	6087	3500	11	2.7	22.5	112	-28	115	60	-0.971	-0.99	98
03:30 PM	6086	3500	2	2.7	93.6	13	-14	19	60	-0.67	-0.855	78.3
03:45 PM	6073	3493	43	2.6	11	455	-106	467	59.99	-0.974	-0.979	99.5
04:00 PM	6084	3500	4	2.8	47.9	45	-19	49	60.02	-0.92	-0.982	93.8
04:15 PM	6088	3502	2	2.7	89	7	-8	11	59.99	-0.66	N/D	N/D
04:30 PM	6082	3498	2	2.7	93.6	2	-5	5	60.03	-0.396	N/D	N/D
04:45 PM	6087	3501	1	2.8	73.2	2	-5	5	60.05	-0.439	N/D	N/D
05:00 PM	6060	3485	79	2.8	8	825	-179	844	60.02	-0.977	-0.98	99.7
05:15 PM	6088	3504	23	2.9	16.6	242	-55	248	60.02	-0.976	-0.987	98.8
05:30 PM	6121	3520	44	3.3	12.6	466	-110	479	59.98	-0.973	-0.979	99.4
05:45 PM	6103	3512	54	3.4	11.3	571	-129	586	59.97	-0.975	-0.98	99.5
06:00 PM	6124	3523	22	3.4	17.2	235	-54	241	59.98	-0.975	-0.987	98.8
06:15 PM	6146	3534	21	3.6	23.3	230	-60	238	60.01	-0.968	-0.987	98
06:30 PM	6112	3515	30	3.4	14.6	319	-72	327	60.06	-0.975	-0.984	99.1
06:45 PM	6158	3538	24	3.6	19.7	269	-67	277	60.02	-0.97	-0.985	98.5
07:00 PM	6222	3577	12	3.9	31.4	129	-44	136	59.99	-0.947	-0.986	96
07:15 PM	6198	3564	26	3.8	17.5	280	-65	287	59.99	-0.974	-0.985	98.9
07:30 PM	6281	3614	2	4.1	66.7	7	-12	14	60.01	-0.525	N/D	N/D
07:45 PM	6273	3611	28	4.1	16.7	305	-75	314	59.98	-0.971	-0.983	98.8
08:00 PM	6278	3614	25	4.1	17.1	275	-66	283	60.03	-0.972	-0.983	98.9
08:15 PM	6280	3613	64	4.2	13.1	699	-173	720	59.98	-0.971	-0.977	99.4
08:30 PM	6321	3635	16	4.5	28.8	181	-55	189	59.97	-0.956	-0.985	97.1
08:45 PM	6343	3647	4	4.6	83.5	40	-37	55	59.96	-0.734	-0.917	80
09:00 PM	6356	3656	45	4.6	13.1	501	-121	515	60.05	-0.972	-0.978	99.4
09:15 PM	6280	3610	16	4.5	23.3	182	-48	188	60.05	-0.967	-0.986	98
09:30 PM	6290	3616	16	4.6	22	174	-45	180	59.99	-0.968	-0.985	98.2
09:45 PM	6140	3526	13	4.3	21.6	142	-36	147	59.96	-0.969	-0.985	98.3
10:00 PM	6160	3538	12	4.1	22.2	134	-34	139	59.95	-0.97	-0.988	98.2
10:15 PM	6202	3560	2	4.3	83.2	7	-10	12	60.05	-0.566	N/D	N/D
10:30 PM	6201	3561	2	4.2	62.4	3	-5	6	60.06	-0.442	N/D	N/D
10:45 PM	6111	3511	1	3.8	84.1	2	-5	5	59.99	-0.434	N/D	N/D
11:00 PM	6102	3502	0	3.5	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
11:15 PM	6122	3515	1	3.1	79.5	2	-5	5	60.01	-0.478	N/D	N/D
11:30 PM	6039	3466	0	2.7	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
11:45 PM	6051	3475	0	2.5	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
FECHA : 28 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN No. 4 CON BANCO DE CAPACITORES												
12:00 AM	6046	3470	0	2.1	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D

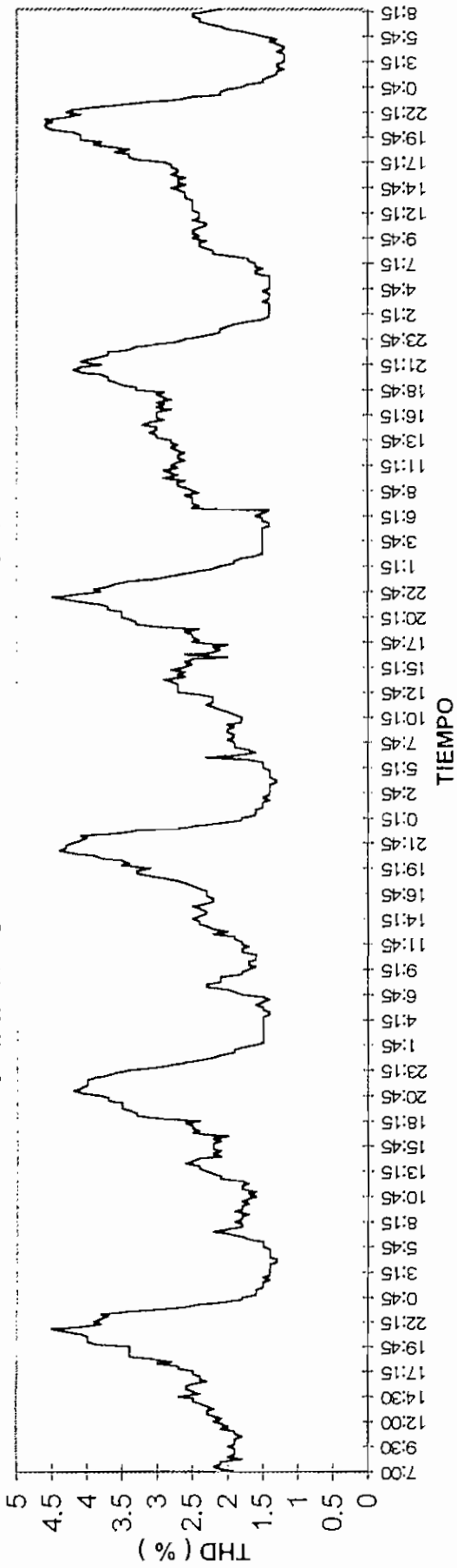
TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
12:15 AM	6051	3472	0	2.1	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
12:30 AM	6063	3481	0	2	N/D	0	0	0	60.06	1	N/D	N/D
12:45 AM	6078	3487	0	1.8	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
01:00 AM	6091	3496	0	1.7	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
01:15 AM	5984	3436	0	1.5	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
01:30 AM	5993	3439	0	1.5	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
01:45 AM	5971	3428	0	1.4	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
02:00 AM	5979	3430	0	1.3	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
02:15 AM	5984	3435	0	1.3	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
02:30 AM	5985	3436	0	1.2	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
02:45 AM	5987	3437	0	1.3	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
03:00 AM	5993	3440	0	1.3	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
03:15 AM	5989	3437	0	1.2	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
03:30 AM	5987	3439	0	1.2	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
03:45 AM	5986	3436	0	1.2	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
04:00 AM	5979	3433	0	1.2	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
04:15 AM	5974	3430	0	1.3	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
04:30 AM	5969	3427	0	1.2	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
04:45 AM	5962	3424	0	1.2	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
05:00 AM	5959	3419	2	1.3	84.4	20	-13	24	60.01	-0.847	-0.97	87.3
05:15 AM	5961	3422	2	1.4	66.1	17	-11	20	59.97	-0.844	-0.954	88.5
05:30 AM	5928	3402	0	1.3	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
05:45 AM	6004	3446	0	1.5	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
06:00 AM	5985	3435	12	1.6	19.2	127	-28	130	60.14	-0.977	-0.994	98.3
06:15 AM	6066	3484	27	1.8	13	291	-60	297	60.02	-0.979	-0.986	99.3
06:30 AM	6079	3499	7	2	39.4	82	-29	87	60.05	-0.944	-0.992	95.2
06:45 AM	6015	3461	29	2.1	13.1	304	-64	310	60.03	-0.978	-0.986	99.3
07:00 AM	6125	3521	15	2.3	22.1	163	-41	168	59.99	-0.97	-0.988	98.2
07:15 AM	6179	3551	28	2.4	16.1	304	-69	312	60.01	-0.975	-0.986	98.9
07:30 AM	6226	3584	22	2.4	18.5	240	-58	247	59.99	-0.972	-0.985	98.7
07:45 AM	6189	3560	52	2.5	10.7	557	-128	571	59.97	-0.974	-0.979	99.6
08:00 AM	6147	3537	59	2.5	11.1	627	-154	645	59.98	-0.971	-0.976	99.5
08:15 AM	6202	3571	2	2.3	80.1	6	-9	11	60.03	-0.527	N/D	N/D
08:30 AM	6168	3550	43	2.1	10.8	462	-105	474	60	-0.975	-0.98	99.5

NOTA : N/D significa valor No Disponible por el aparato de medición , debido a divisiones por cero proceso de cálculo .

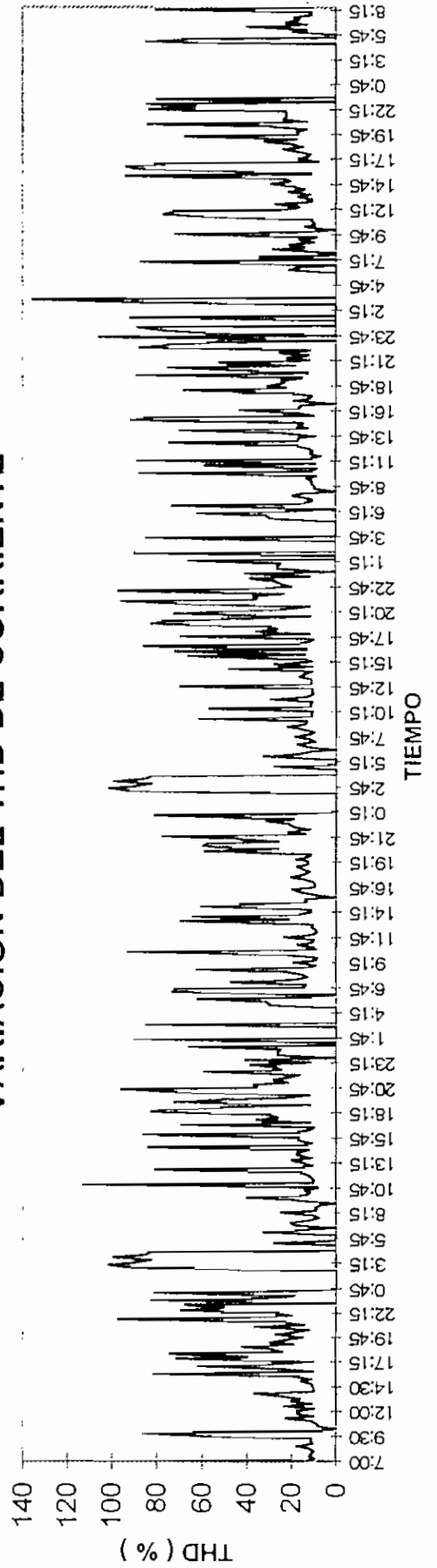
ANEXO 1C

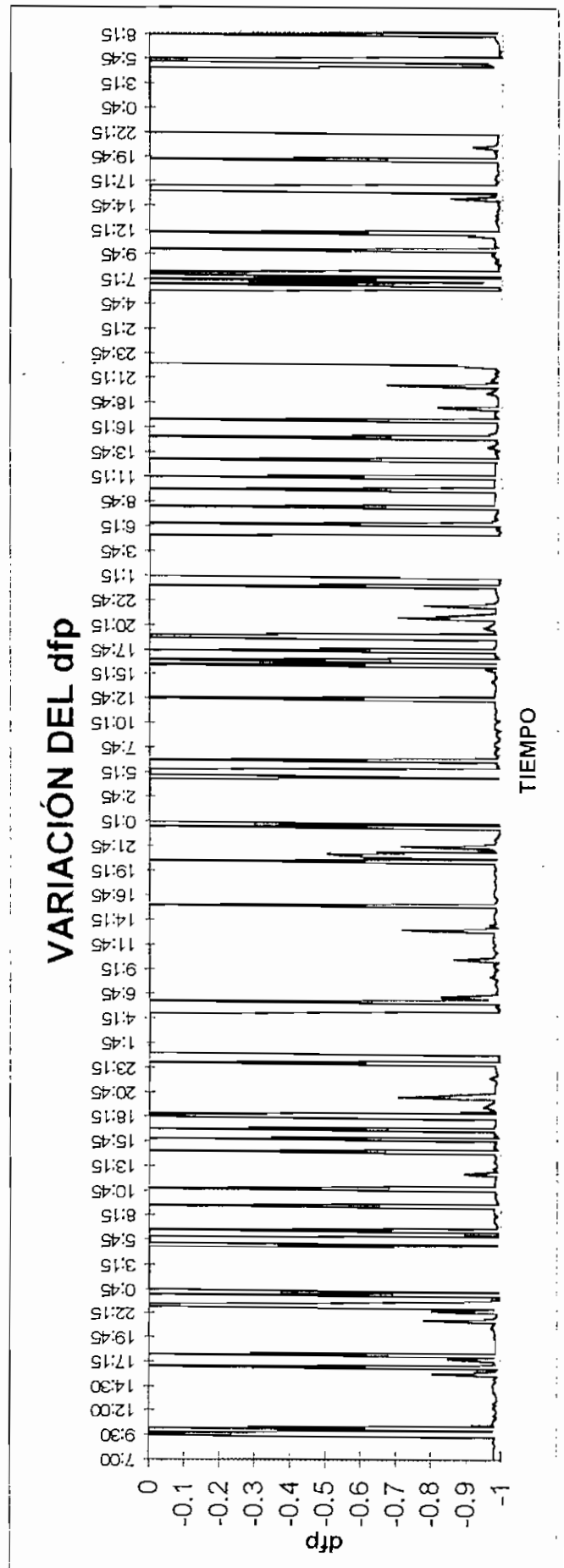
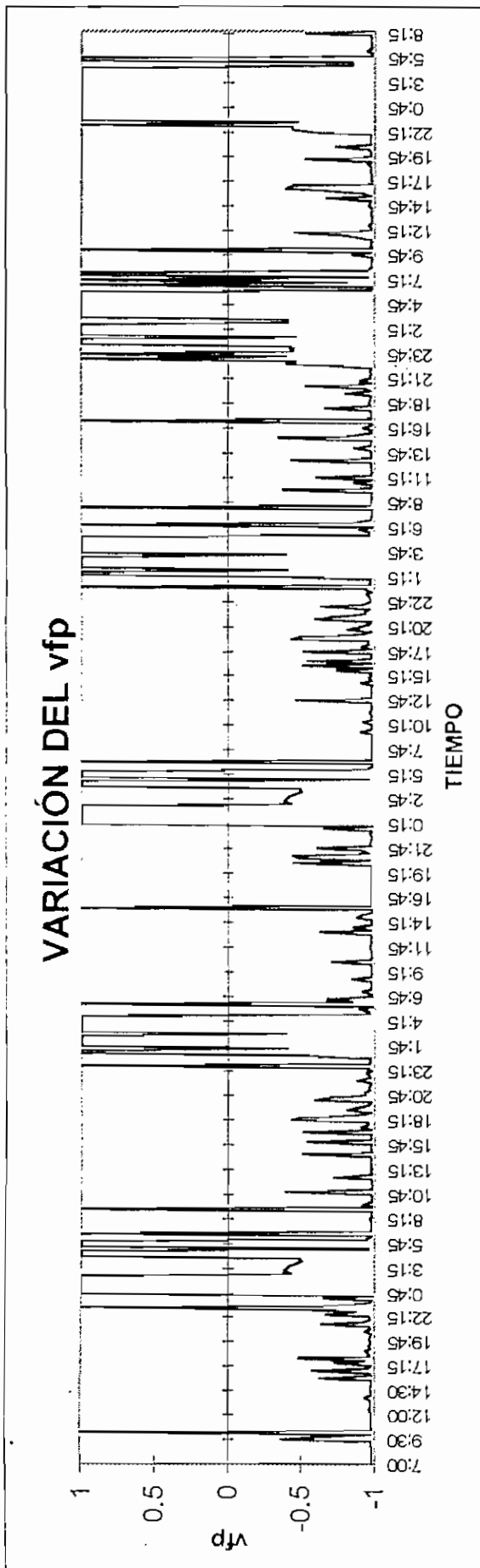


VARIACIÓN DEL THD DE VOLTAJE

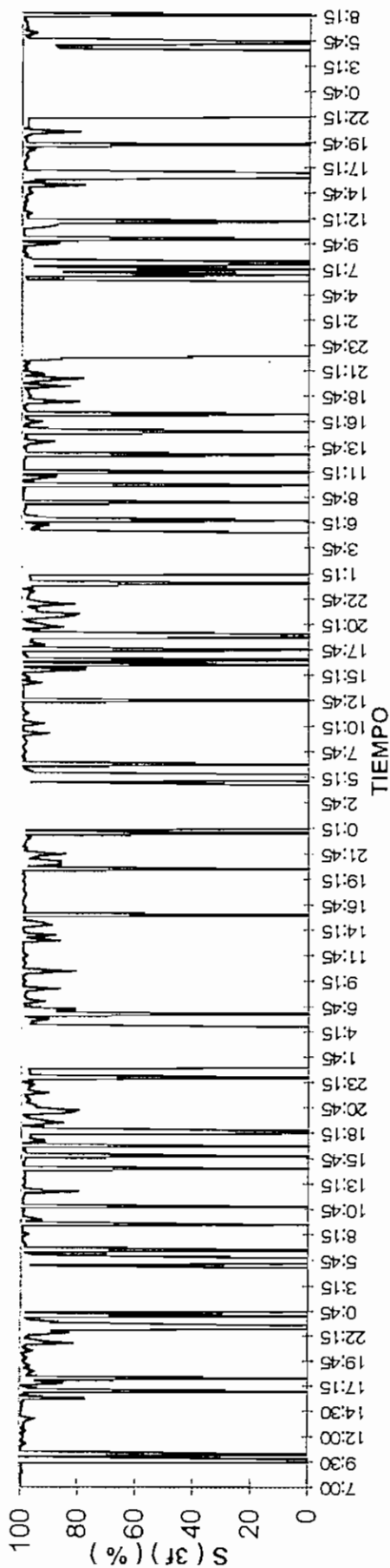


VARIACIÓN DEL THD DE CORRIENTE

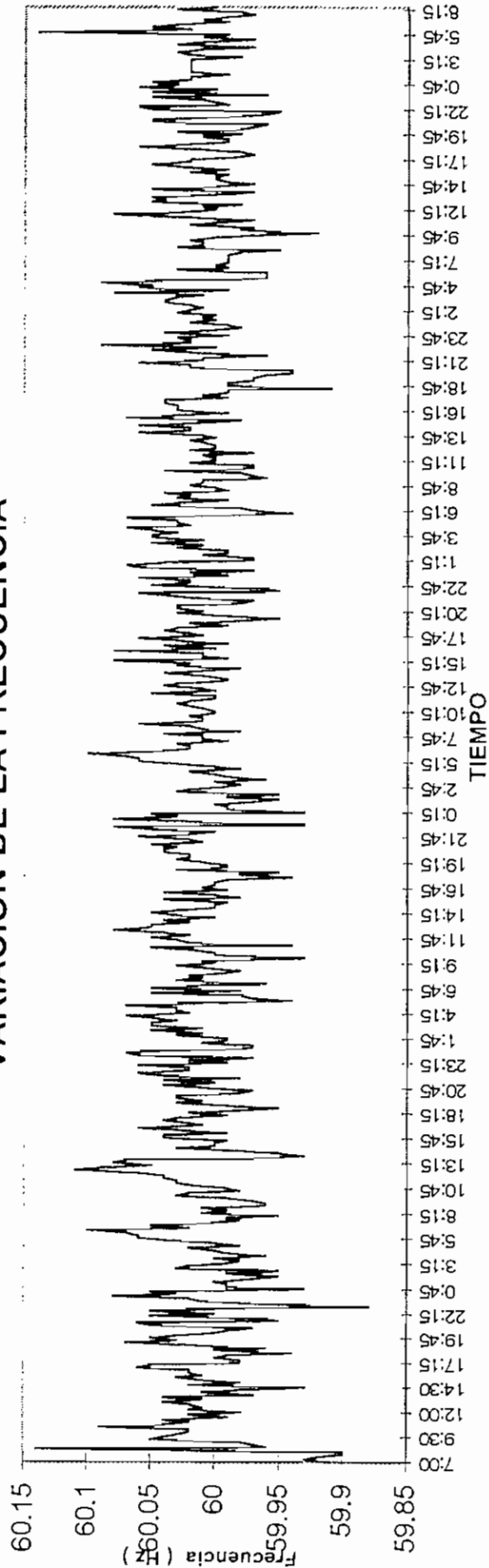




VARIACIÓN DE S(3f) F



VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA



ANEXO 2A

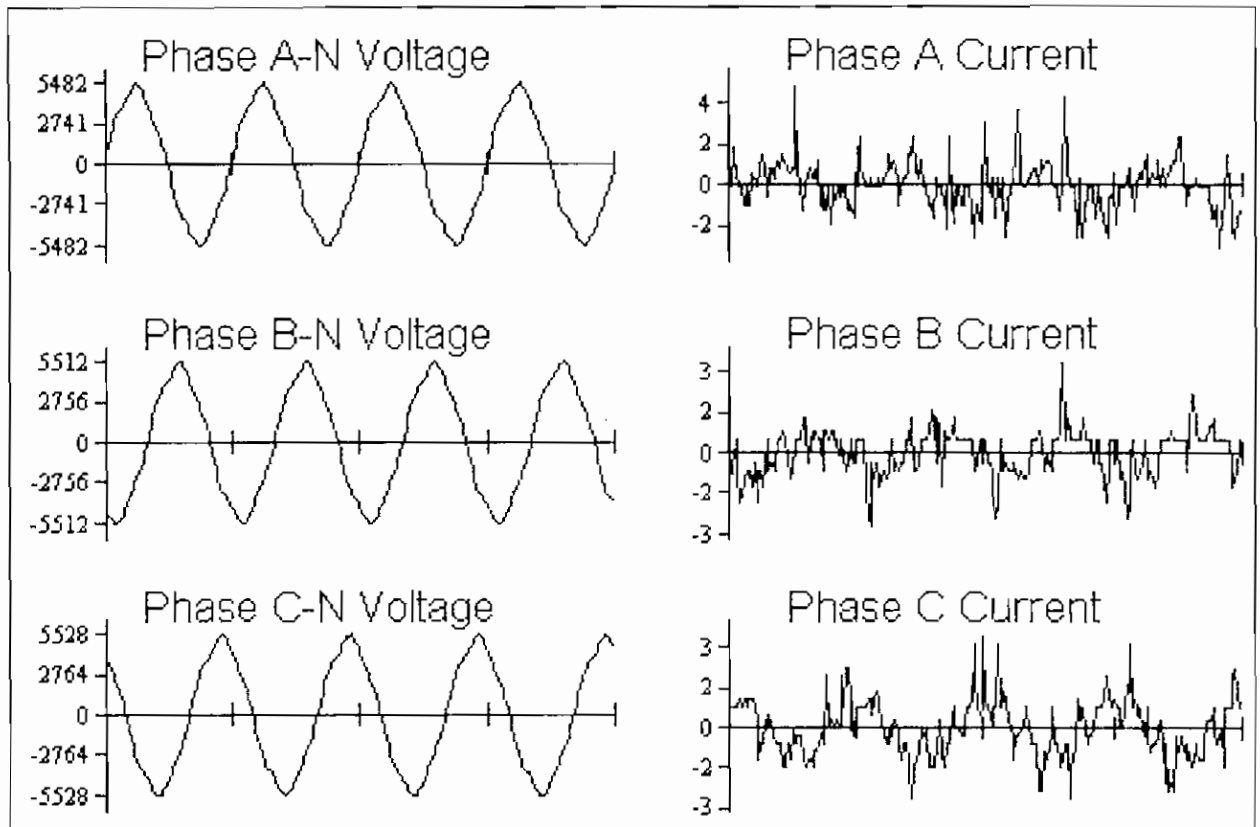
FORMA DE ONDA No. 1

(CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación : Pérez Guerrero

Fecha : 28 - 07 - 97

Hora : 2: 44 : 58 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

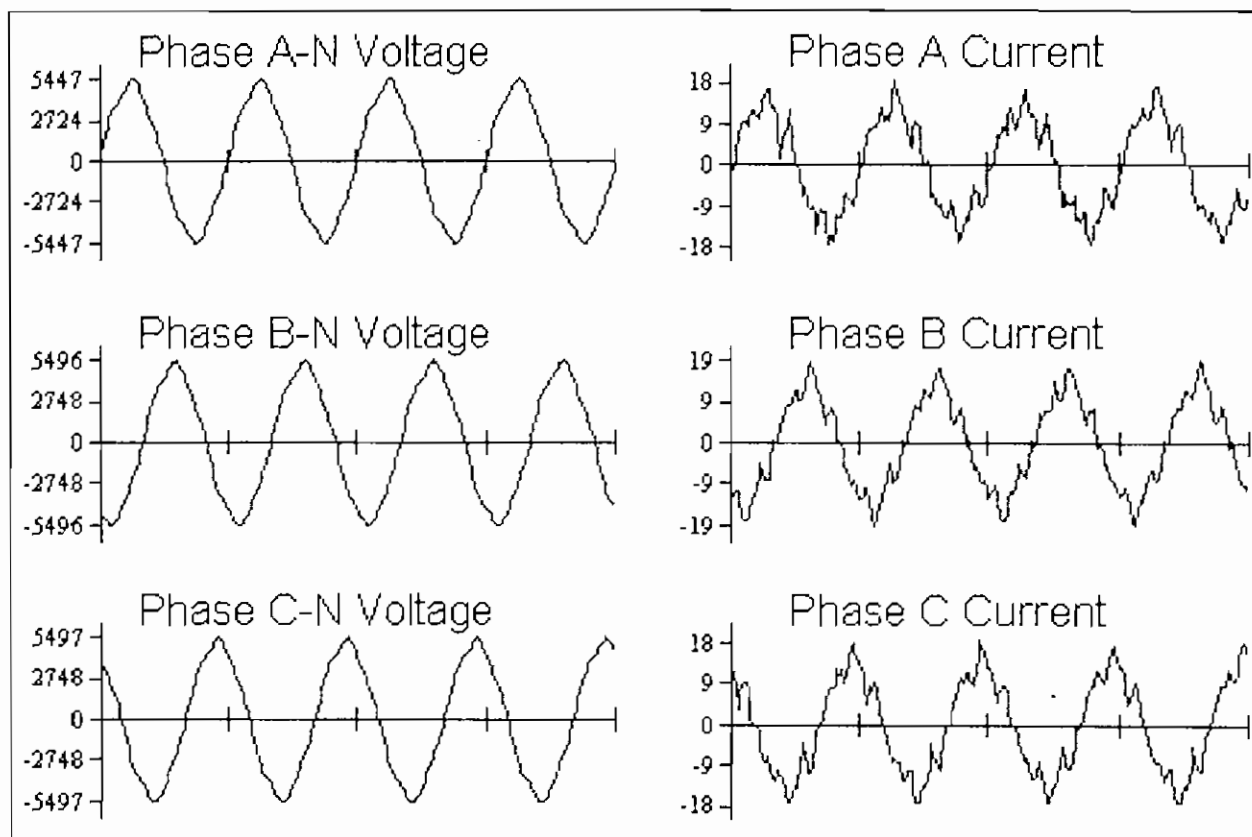
	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3678.5	3684.8	215.38	5486.34	1.48	4057.46	5.85
Ia	0.61	1.16	0.98	5.1	4.38	9.74	161.4
Vb	3712.37	3718.07	205.66	5512.69	1.48	4088.61	5.53
Ib	0.61	0.94	0.71	3.76	3.99	6.42	114.8
Vc	3700.77	3706.34	205	5530.35	1.49	4082.9	5.53
Ic	0.89	1.17	0.76	3.82	3.24	7.15	85.33

FORMA DE ONDA No. 2 (CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31- 07 - 97

Hora : 8:01 : 00 am



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3687.53	3692.63	193.91	5451.64	1.47	4025.65	5.25
Ia	9.5	9.81	2.44	18.5	1.88	22.98	25.68
Vb	3722.83	3727.21	180.63	5499.64	1.47	4058.82	4.85
Ib	9.94	10.17	2.15	18.64	1.83	19.84	21.67
Vc	3710.27	3714.85	184.39	5498.82	1.48	4065.04	4.96
Ic	9.95	10.19	2.23	18.86	1.84	19.94	22.45

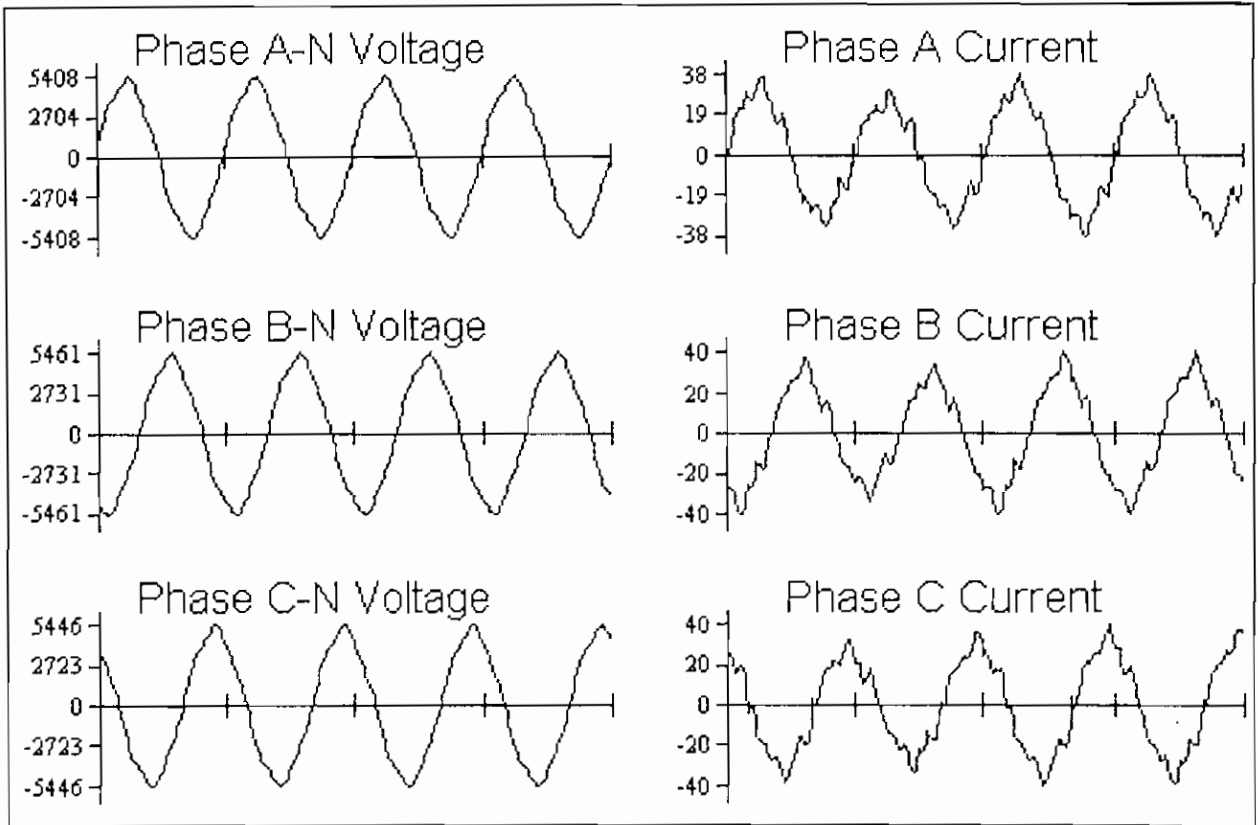
FORMA DE ONDA No. 3.

(CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

Hora : 08: 13 : 22 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3660.15	3664.64	181.33	5414.94	1.47	4004.46	4.95
Ia	21.66	22.02	3.93	37.81	1.71	40.66	18.17
Vb	3696.75	3700.66	170.23	5475.35	1.47	4035.73	4.6
Ib	22.39	22.71	3.81	40.12	1.76	39.5	17.01
Vc	3683.44	3687.6	174.98	5451.67	1.47	4029.4	4.75
Ic	22.1	22.47	4.06	39.9	1.77	41.23	18.39

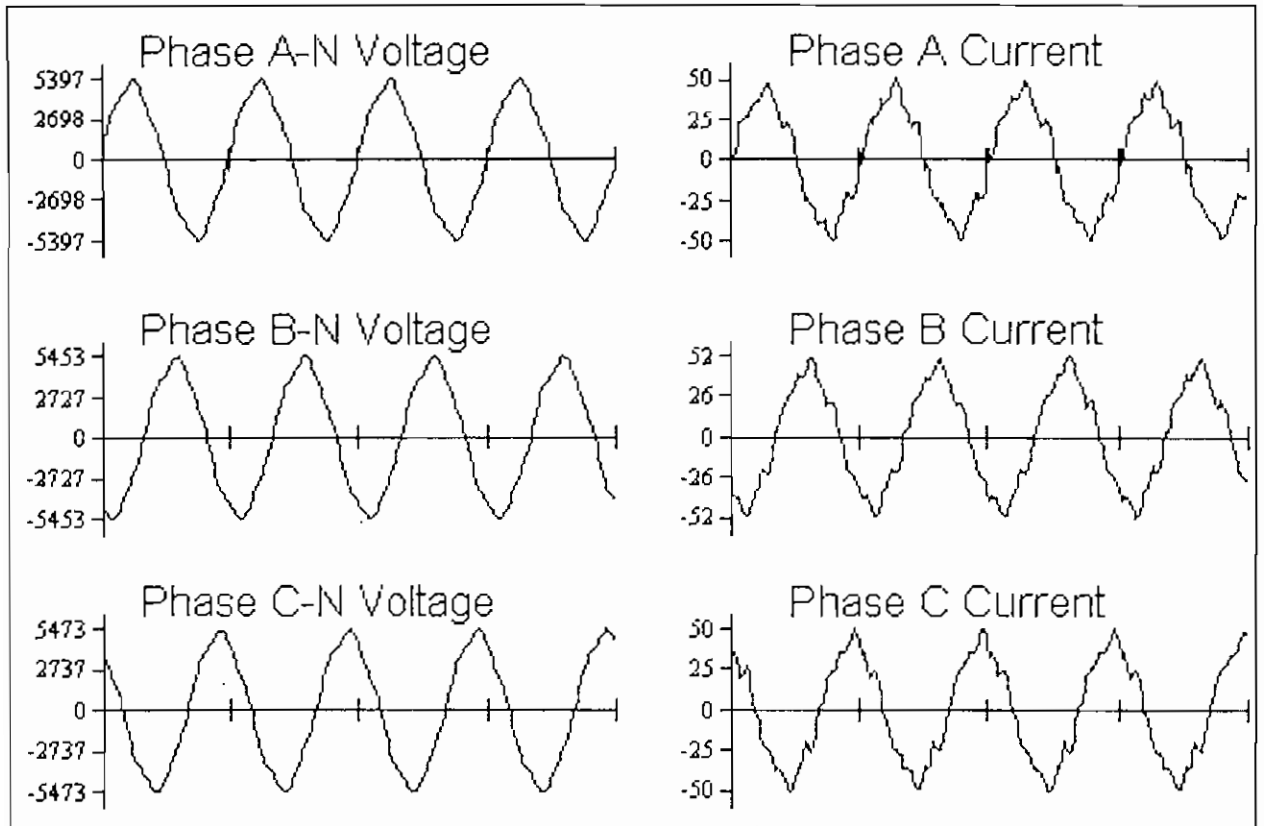
FORMA DE ONDA No. 4

(CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 28 - 07 - 97

Hora : 07: 03 : 23 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3654.5	3660.18	203.75	5399.8	1.47	4016.05	5.57
Ia	30.27	30.6	4.5	50.11	1.63	50.36	14.86
Vb	3696.05	3701.1	193.3	5465.71	1.47	4050	5.22
Ib	31.32	31.58	4.05	52.23	1.65	46.95	12.96
Vc	3682.06	3687.2	194.58	5483.39	1.48	4062.74	5.28
Ic	30.79	31.09	4.3	50.56	1.62	47.42	13.97

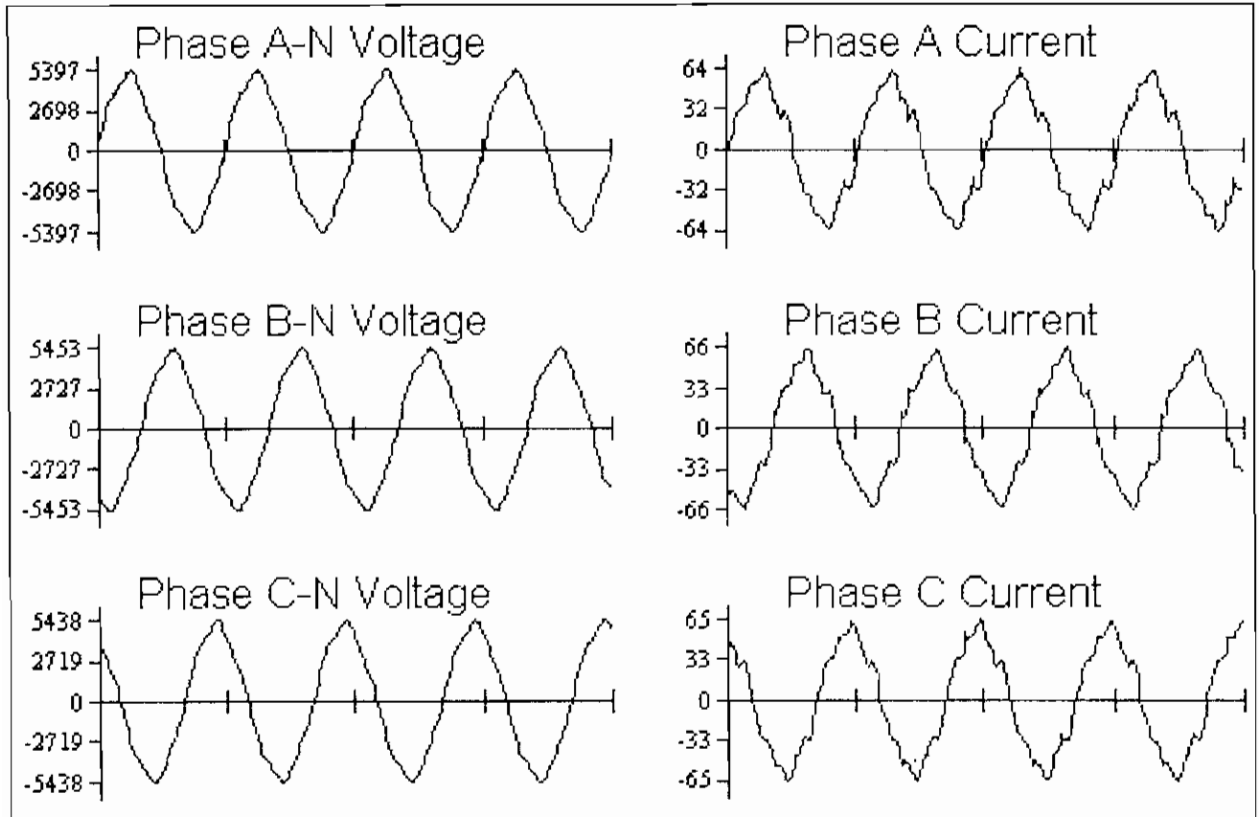
FORMA DE ONDA No. 5

(CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 28 - 07 - 97

Hora : 07: 06 : 56 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

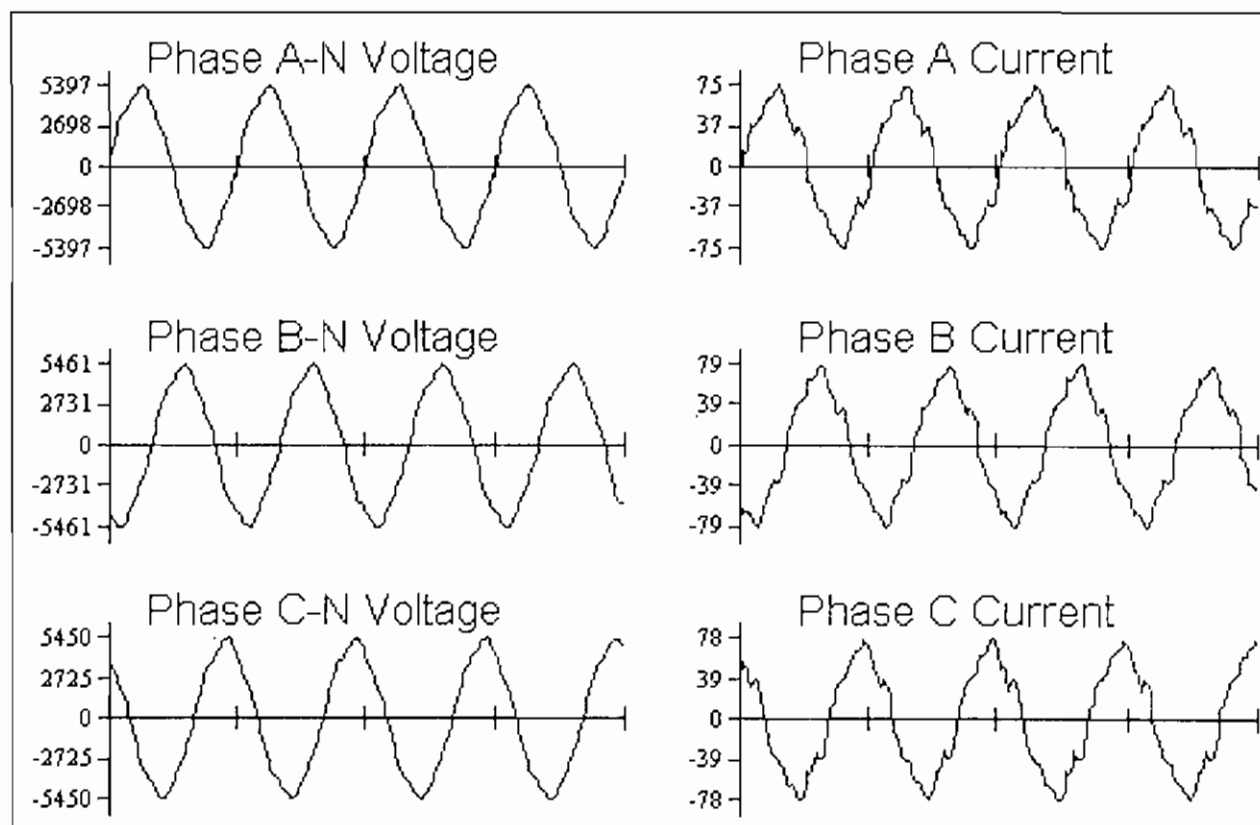
	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3651.75	3657.07	197.29	5399.77	1.47	4029.74	5.4
Ia	39.89	40.27	5.52	63.81	1.58	61.97	13.83
Vb	3693.35	3697.95	184.35	5464.64	1.47	4065.76	4.99
Ib	41.16	41.53	5.57	66.08	1.59	62.64	13.54
Vc	3675.11	3679.81	186.04	5445.45	1.47	4055.02	5.06
Ic	40.94	41.25	5.09	65.63	1.59	59.72	12.45

FORMA DE ONDA No. 6
(CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 28 - 07 - 97

Hora : 07: 05 : 22 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3653.3	3658.58	196.46	5400.44	1.47	3972.55	5.37
Ia	47.95	48.52	7.43	74.94	1.54	75.73	14.49
Vb	3695.36	3699.99	185.15	5462.39	1.47	4013.89	5.01
Ib	49.6	50.06	6.72	78.78	1.57	71.72	13.55
Vc	3681.71	3686.43	186.47	5467.34	1.48	4020.11	5.06
Ic	48.81	49.28	6.84	77.92	1.58	71.51	14.02

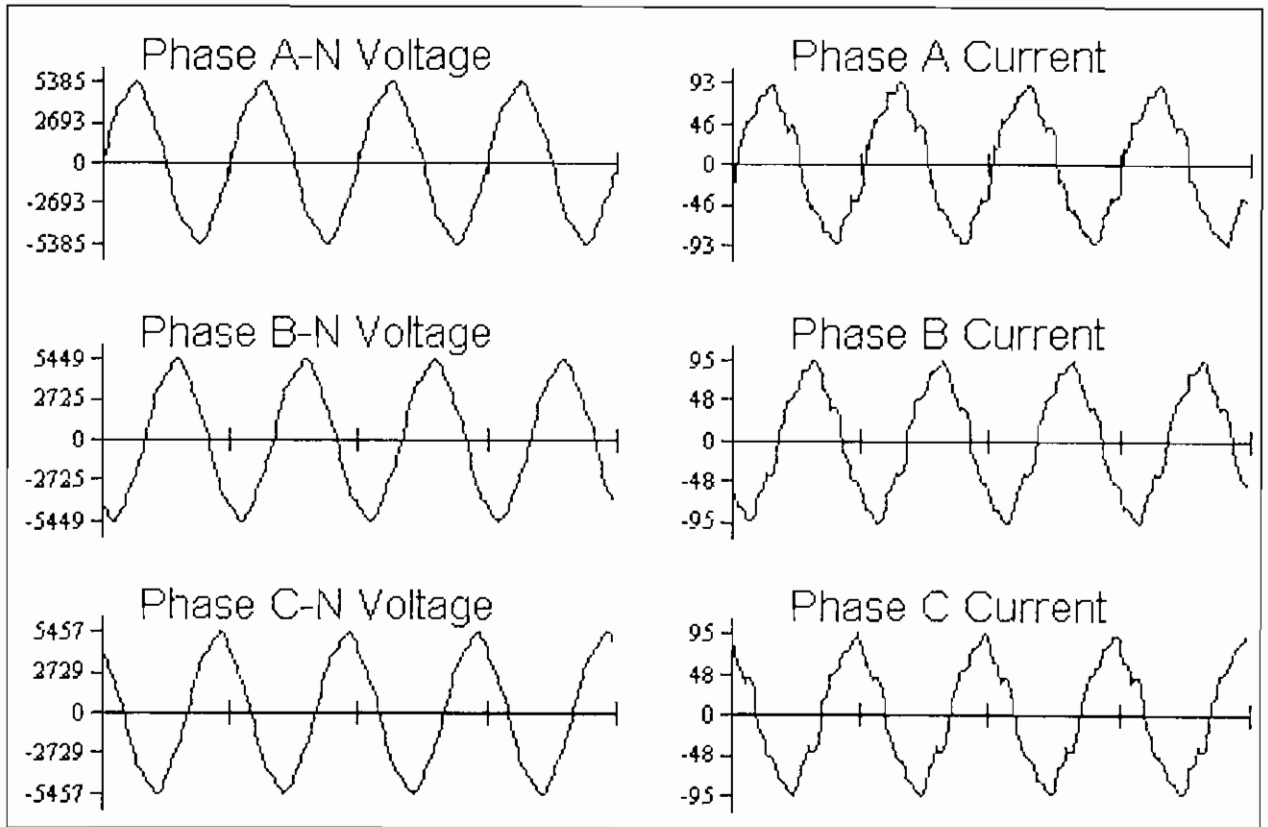
FORMA DE ONDA No. 7

(CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 28 - 07 - 97

Hora : 07: 02 : 03 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3651.83	3657	184.23	5392.71	1.47	4017.31	5.31
Ia	59.94	60.56	8.65	92.95	1.53	92.39	14.43
Vb	3696.33	3700.9	183.96	5450.37	1.47	4057.33	4.97
Ib	61.47	61.95	7.68	95.84	1.54	87.19	12.5
Vc	3680.73	3685.28	183.12	5461.73	1.48	4053.81	4.97
Ic	60.68	61.22	8.07	95.23	1.55	87.02	13.29

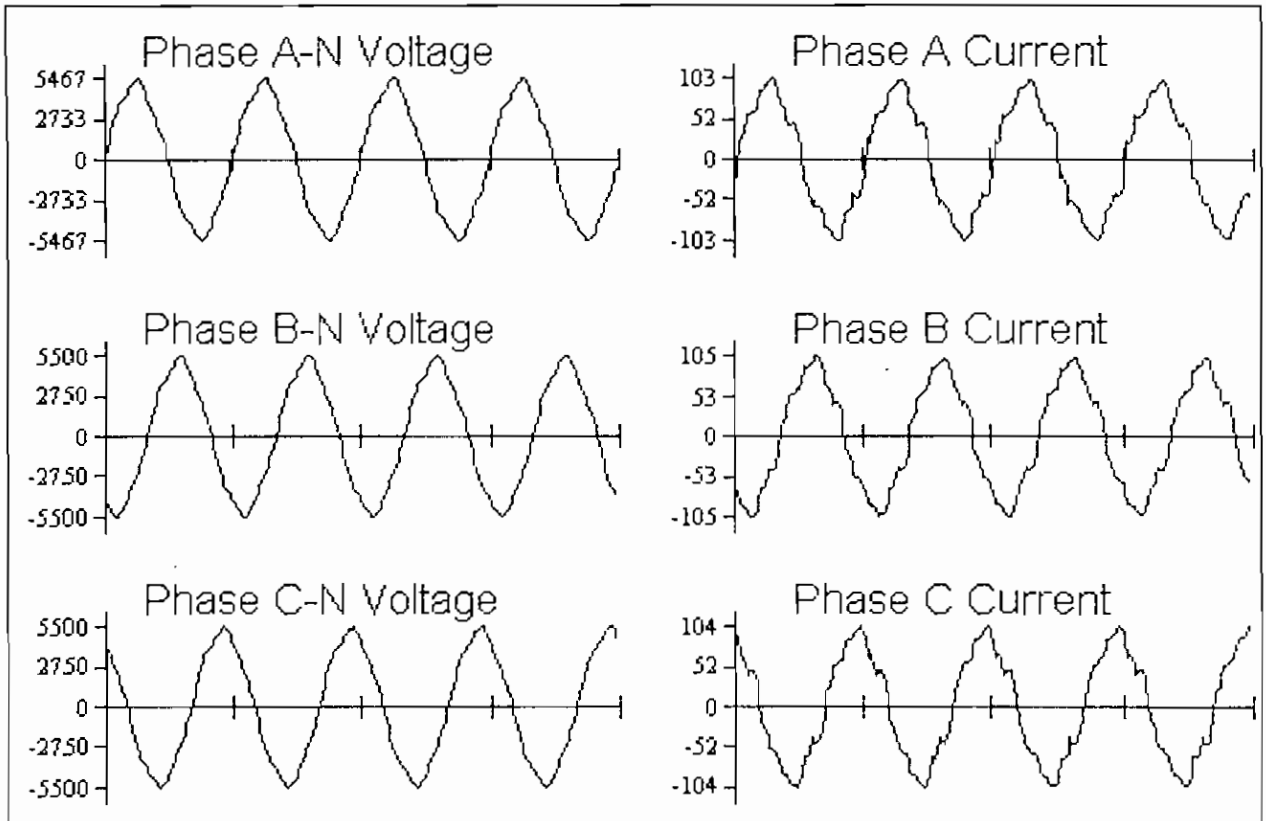
FORMA DE ONDA No. 8

(CON BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 28 - 07 - 97

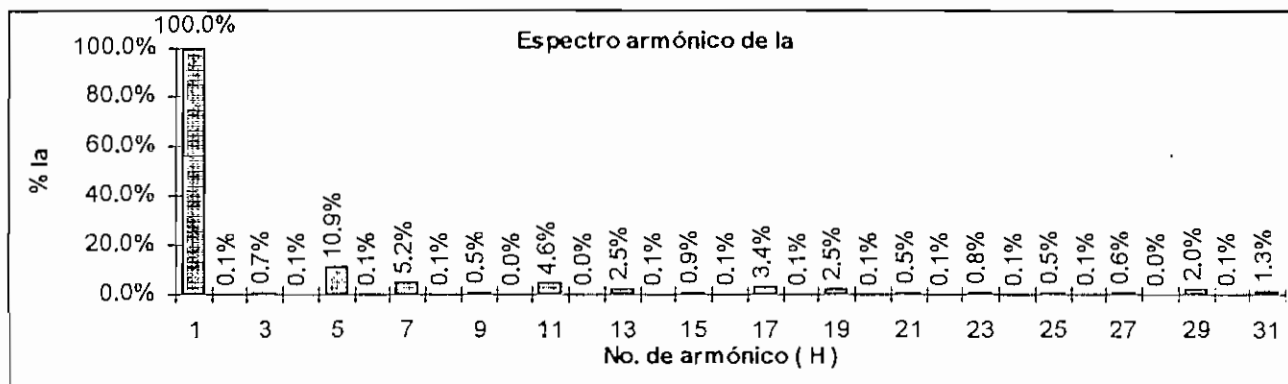
Hora : 05: 14 : 19 pm.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3690.04	3695	192.21	5477.51	1.48	4052.62	5.2
Ia	66.77	67.44	9.48	103.22	1.53	99.53	14.2
Vb	3724.18	3728.49	179.25	5503.41	1.47	4072.86	4.81
Ib	67.88	68.42	8.54	105.59	1.54	95.91	12.58
Vc	3705.64	3710.18	183.52	5501.38	1.48	4091.84	4.95
Ic	67.42	68.02	9.05	104.55	1.53	96.02	13.42

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	la (A)	la(%)	Vb (V)	Vb(%)	lb (A)	lb(%)	Vc(V)	Vc(%)	lc (A)	lc(%)
1	3690.04	100.0%	66.77	100.0%	3724.18	100.0%	67.88	100.0%	3705.64	100.0%	67.42	100.0%
0	2.39	0.1%	0.05	0.1%	2.15	0.1%	0.09	0.1%	1.19	0.0%	0.06	0.1%
3	3.87	0.1%	0.44	0.7%	4.33	0.1%	0.71	1.0%	12.86	0.3%	0.49	0.7%
4	1.90	0.1%	0.10	0.1%	1.58	0.0%	0.03	0.0%	0.89	0.0%	0.03	0.0%
5	189.09	5.1%	7.27	10.9%	174.54	4.7%	6.5	9.6%	178.12	4.8%	7.09	10.5%
6	1.39	0.0%	0.05	0.1%	0.27	0.0%	0	0.0%	0.40	0.0%	0.08	0.1%
7	27.34	0.7%	3.44	5.2%	35.30	0.9%	3.57	5.3%	36.14	1.0%	3.46	5.1%
8	1.97	0.1%	0.10	0.1%	2.86	0.1%	0.14	0.2%	3.55	0.1%	0.10	0.1%
9	4.89	0.1%	0.34	0.5%	3.49	0.1%	0.21	0.3%	3.62	0.1%	0.24	0.4%
10	0.74	0.0%	0.01	0.0%	1.25	0.0%	0.04	0.1%	1.92	0.1%	0.05	0.1%
11	11.36	0.3%	3.07	4.6%	10.45	0.3%	2.78	4.1%	11.34	0.3%	2.96	4.4%
12	0.95	0.0%	0.01	0.0%	0.39	0.0%	0.02	0.0%	1.17	0.0%	0.03	0.0%
13	3.57	0.1%	1.65	2.5%	4.75	0.1%	1.62	2.4%	2.50	0.1%	1.42	2.1%
14	1.41	0.0%	0.05	0.1%	0.45	0.0%	0.03	0.0%	0.61	0.0%	0.06	0.1%
15	0.88	0.0%	0.59	0.9%	0.36	0.0%	0.36	0.5%	1.62	0.0%	0.64	0.9%
16	0.64	0.0%	0.08	0.1%	1.12	0.0%	0.01	0.0%	1.04	0.0%	0.03	0.0%
17	1.51	0.0%	2.28	3.4%	1.32	0.0%	1.4	2.1%	1.59	0.0%	1.88	2.8%
18	0.84	0.0%	0.04	0.1%	0.13	0.0%	0.05	0.1%	0.65	0.0%	0.00	0.0%
19	0.62	0.0%	1.69	2.5%	1.80	0.0%	1.58	2.3%	0.96	0.0%	1.55	2.3%
20	0.59	0.0%	0.05	0.1%	1.09	0.0%	0.01	0.0%	1.03	0.0%	0.02	0.0%
21	0.11	0.0%	0.35	0.5%	0.33	0.0%	0.15	0.2%	1.18	0.0%	0.26	0.4%
22	1.05	0.0%	0.06	0.1%	1.55	0.0%	0.02	0.0%	0.67	0.0%	0.01	0.0%
23	1.36	0.0%	0.54	0.8%	0.99	0.0%	0.64	0.9%	1.36	0.0%	0.12	0.2%
24	0.64	0.0%	0.05	0.1%	0.37	0.0%	0	0.0%	0.51	0.0%	0.02	0.0%
25	0.67	0.0%	0.32	0.5%	1.25	0.0%	0.63	0.9%	0.79	0.0%	0.27	0.4%
26	0.74	0.0%	0.08	0.1%	0.73	0.0%	0.02	0.0%	0.44	0.0%	0.10	0.1%
27	1.43	0.0%	0.42	0.6%	0.62	0.0%	0.45	0.7%	1.31	0.0%	0.43	0.6%
28	0.53	0.0%	0.03	0.0%	0.64	0.0%	0	0.0%	0.75	0.0%	0.05	0.1%
29	1.14	0.0%	1.34	2.0%	0.73	0.0%	0.71	1.0%	0.29	0.0%	0.81	1.2%
30	0.65	0.0%	0.09	0.1%	0.16	0.0%	0.04	0.1%	0.20	0.0%	0.04	0.1%
31	1.30	0.0%	0.85	1.3%	0.75	0.0%	0.71	1.0%	1.07	0.0%	0.75	1.1%



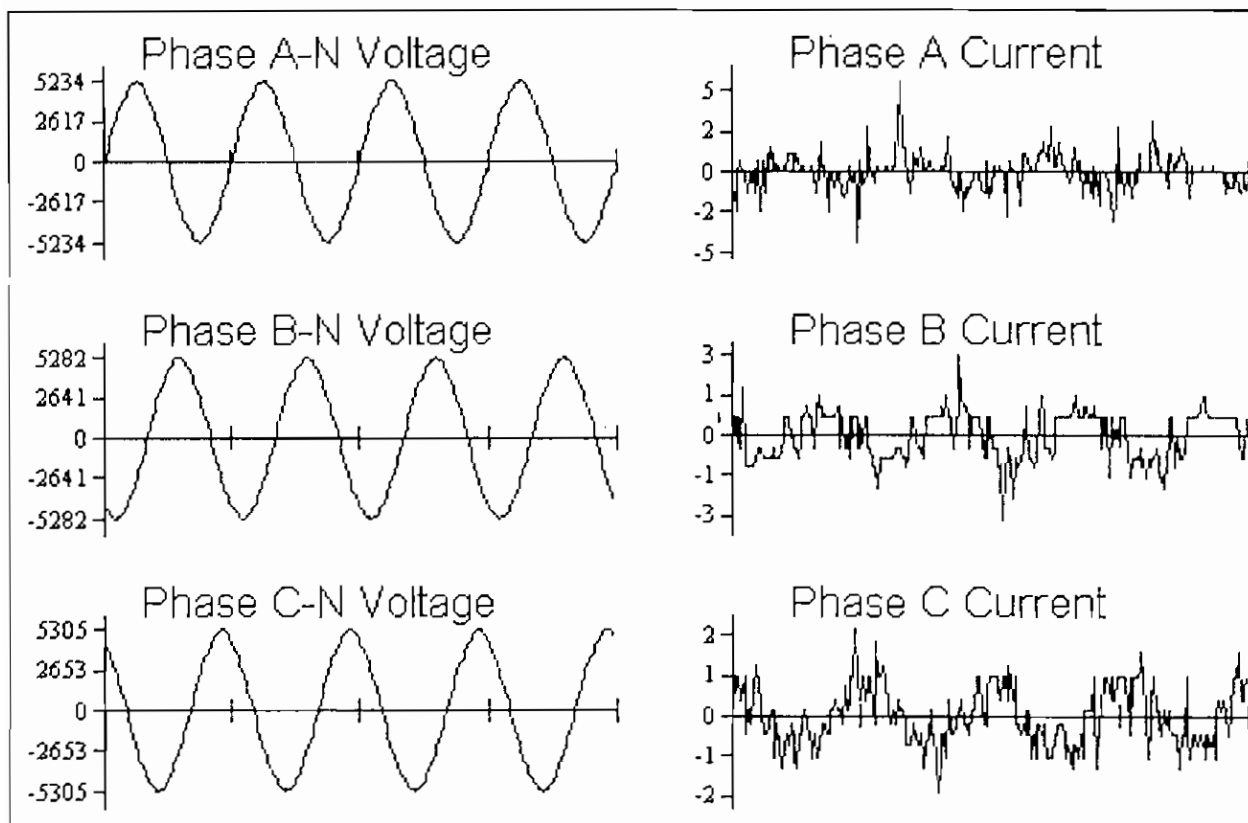
FORMA DE ONDA No. 9

(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

Hora : 06: 34 : 02 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3644.75	3645.47	72.52	5235.19	1.43	3843.19	1.98
Ia	0.5	0.99	0.86	5.17	5.17	8.77	169.9
Vb	3684.46	3685.15	71.14	5282.45	1.43	3889.04	1.93
Ib	0.53	0.74	0.51	2.63	3.56	5.22	96.21
Vc	3666.49	3667.21	72.42	5312	1.44	3883.05	1.97
Ic	0.61	0.8	0.52	2.36	2.94	5.39	85.31

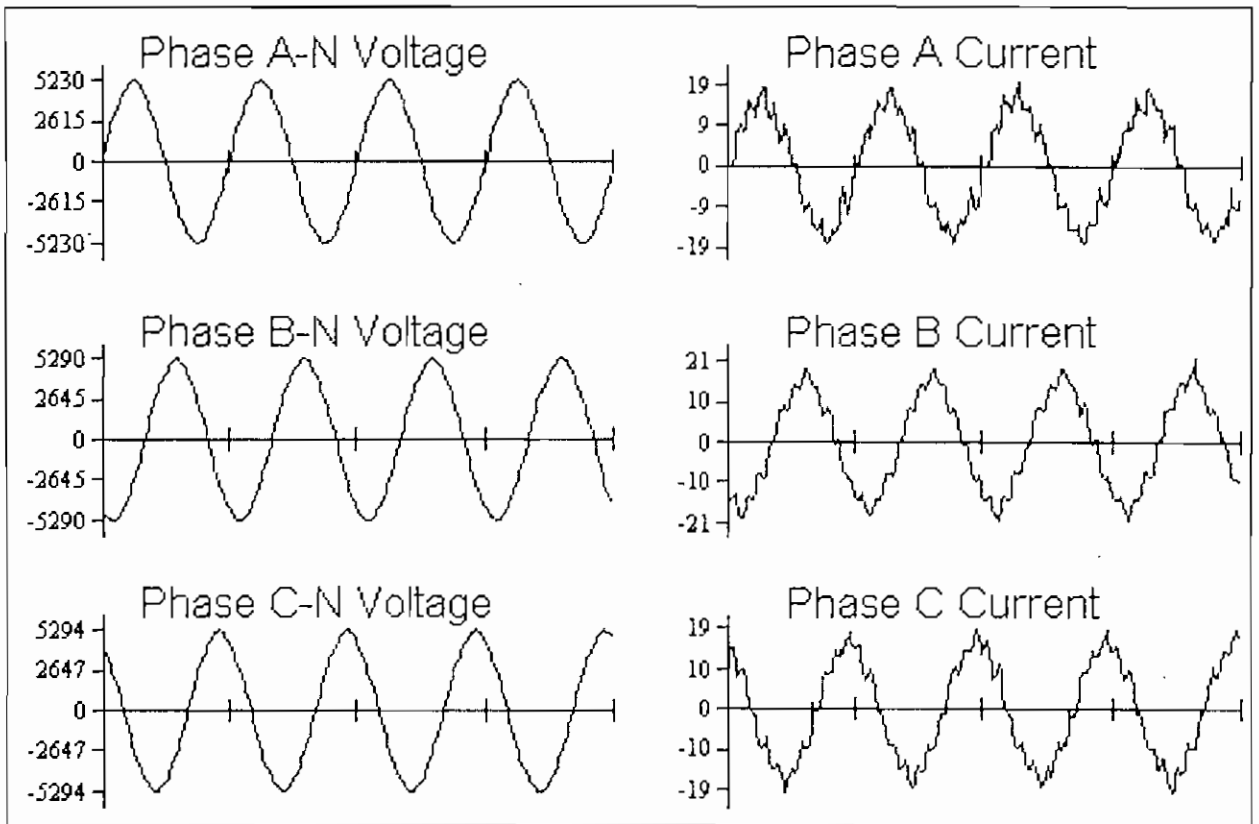
FORMA DE ONDA No. 10

(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

Hora : 06: 37 : 03 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3649.4	3650.18	75.28	5231.67	1.43	3846.42	2.06
Ia	11.08	11.26	1.99	19.69	1.74	23.09	18
Vb	3685.83	3686.55	72.69	5297.27	1.43	3885.35	1.97
Ib	11.71	11.83	1.69	21.25	1.79	20.06	14.44
Vc	3670.16	3670.92	74.47	5296.25	1.44	3877.18	2.02
Ic	11.39	11.53	1.74	19.66	1.7	20.7	15.3

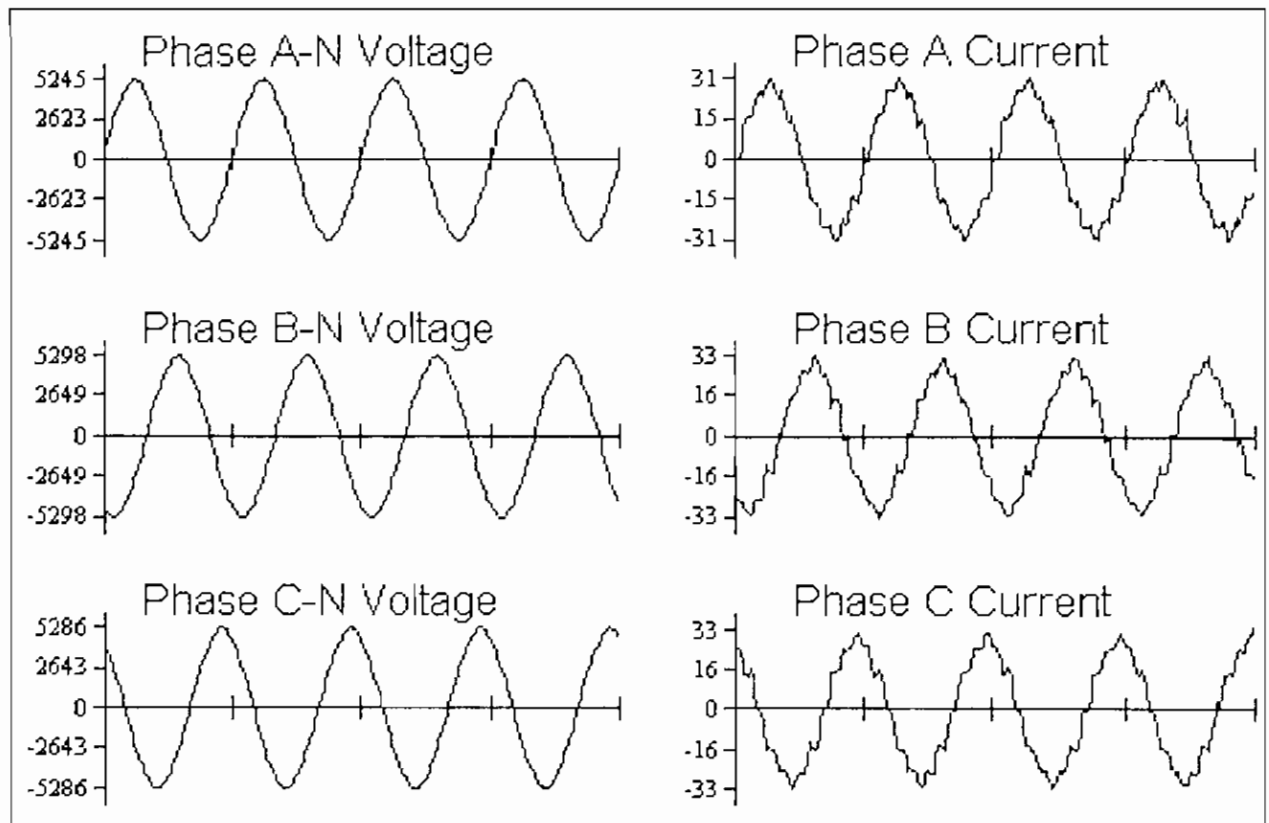
FORMA DE ONDA No. 11

(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

Hora : 06: 28 : 39 am.



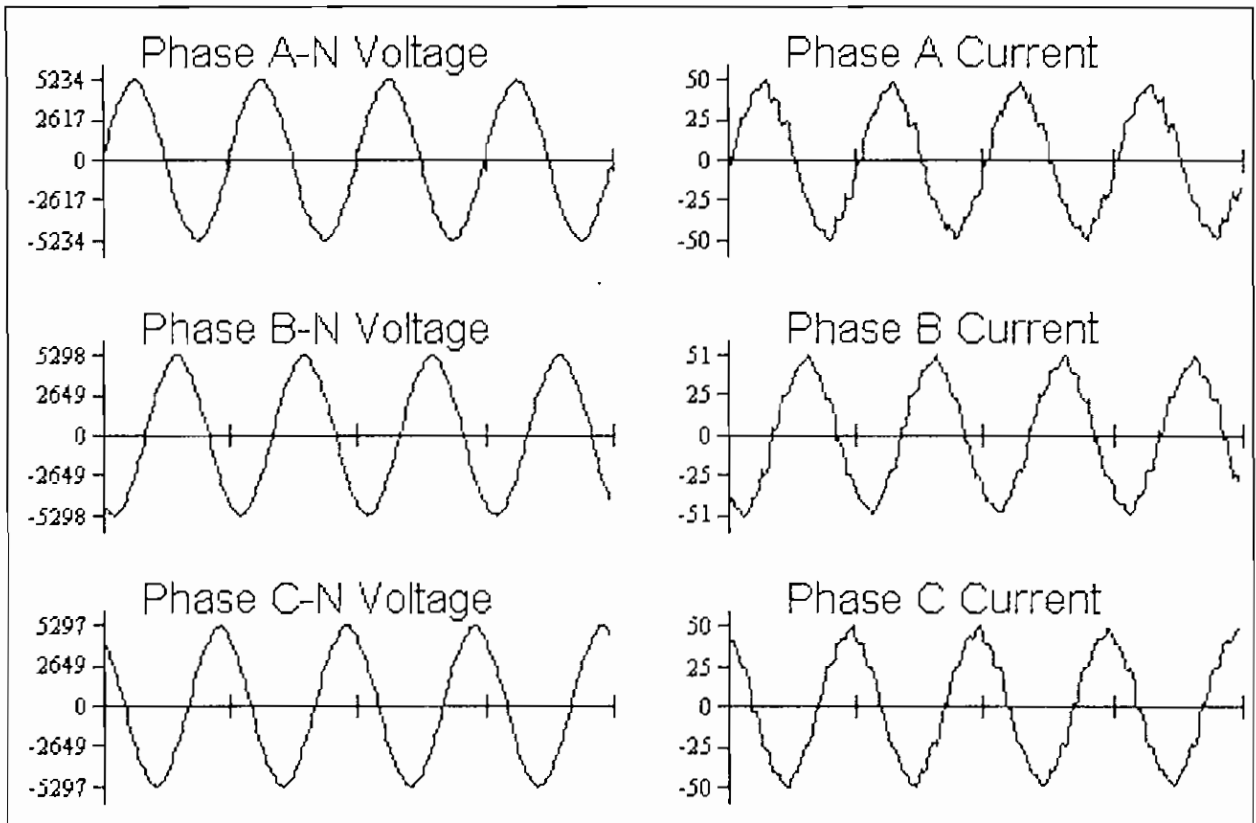
CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3651.19	3651.93	73.8	5252.18	1.43	3870.49	2.02
Ia	20.04	20.18	2.31	31.01	1.53	32.65	11.54
Vb	3684.58	3685.28	71.83	5314.28	1.44	3896.63	1.94
Ib	20.5	20.63	2.28	32.8	1.58	30.28	11.13
Vc	3668.67	3669.4	72.99	5288.63	1.44	3900.39	1.98
Ic	20.36	20.5	2.44	33.37	1.62	31.85	12.02

FORMA DE ONDA No. 12

(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero
 Fecha : 31 - 07 - 97
 Hora : 06: 34 : 58 am.

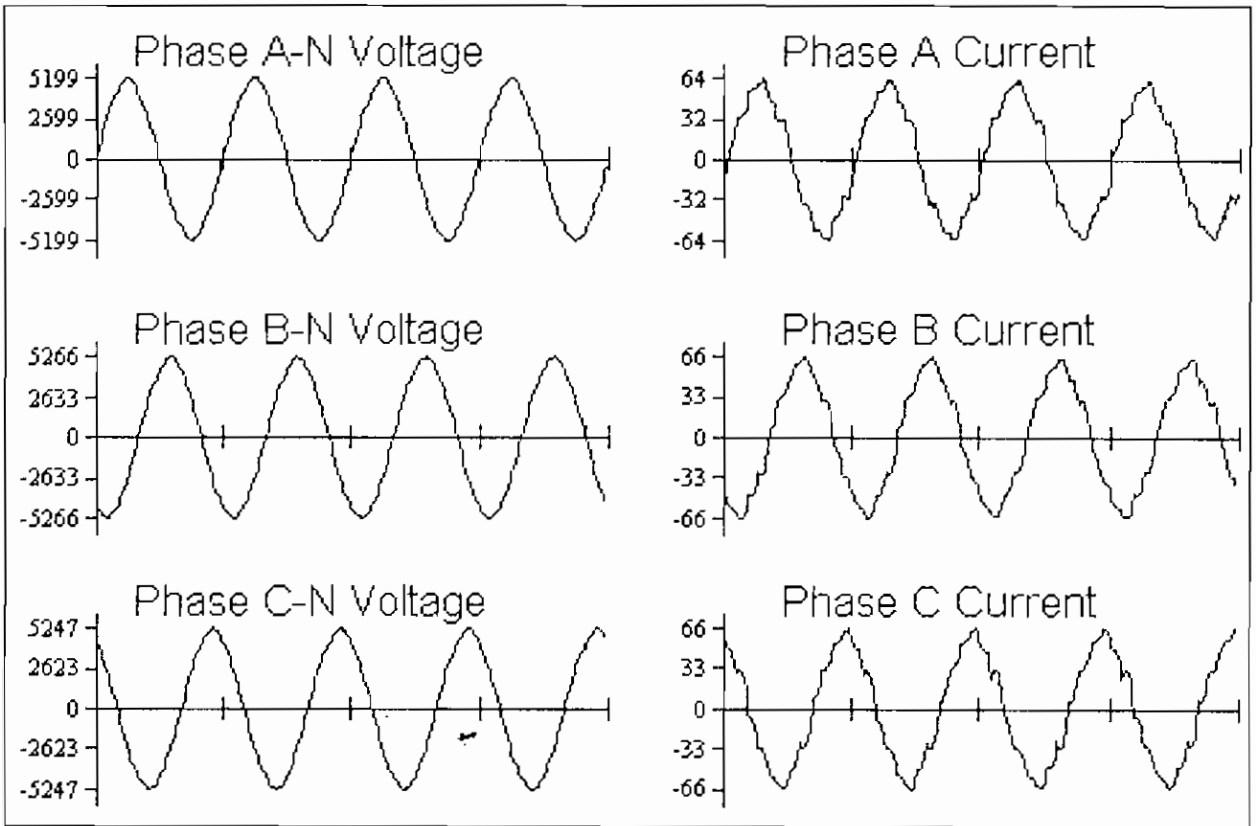


CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3649.81	3650.51	71.71	5239.44	1.43	3863.98	1.96
Ia	32.13	32.27	3.04	49.97	1.54	48.23	9.46
Vb	3687.72	3688.38	69.5	5307.22	1.43	3898	1.88
Ib	32.97	33.12	3.11	50.9	1.53	46.73	9.43
Vc	3668.26	3668.98	72.88	5303.87	1.44	3907.02	1.98
Ic	32.95	3.06	2.73	50.49	1.52	45.11	8.3

FORMA DE ONDA No. 13
(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero
Fecha : 31 - 07 - 97
Hora : 06: 59 : 10 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3613.38	3614.19	76.29	5205.53	1.44	3827.96	2.11
Ia	41.9	42.15	4.58	64.32	1.52	63.08	10.93
Vb	3651.71	3652.41	71.5	5283.48	1.44	3872.21	1.95
Ib	42.96	43.16	4.08	65.77	1.52	58.49	9.51
Vc	3635.56	3636.29	73.15	5248.98	1.44	3872.07	2.01
Ic	42.57	42.82	4.61	66.02	1.54	61.72	10.83

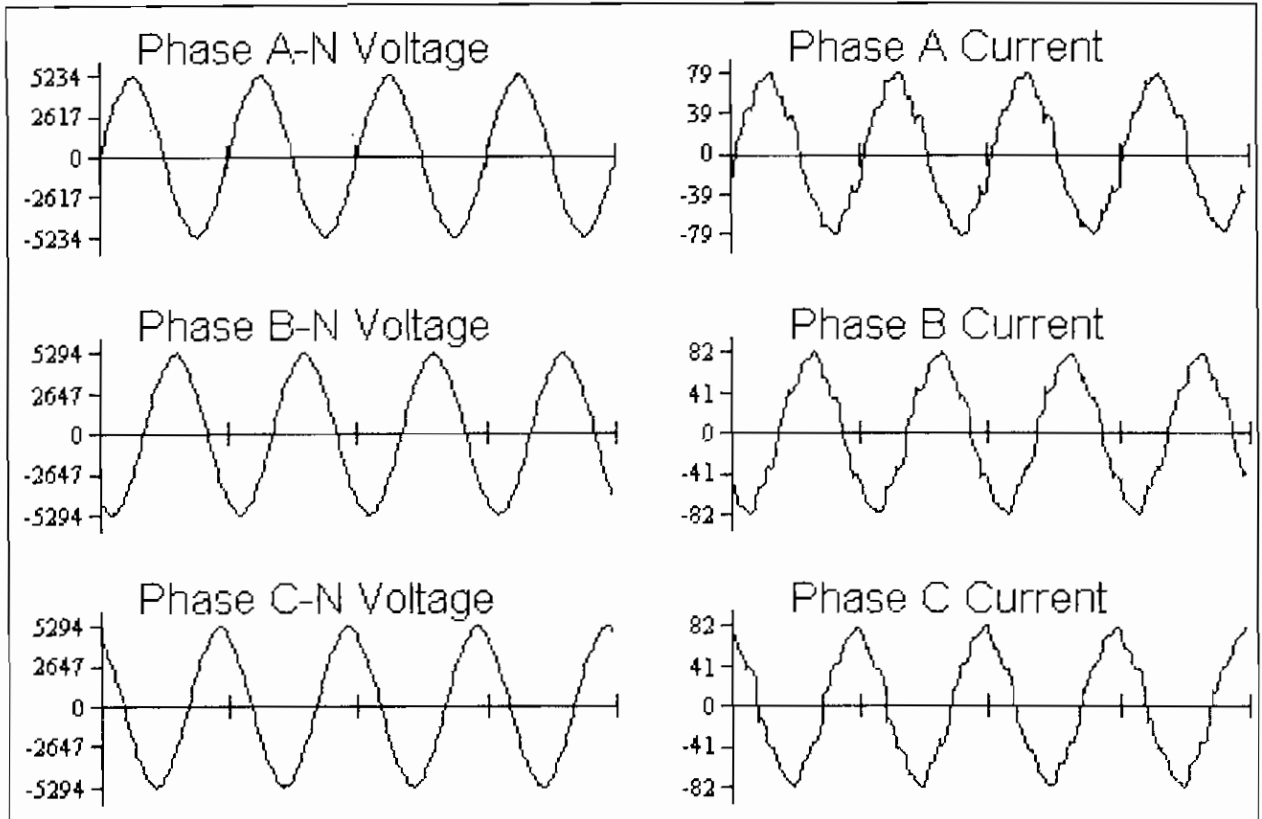
FORMA DE ONDA No. 14

(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

Hora : 07: 26 : 22 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

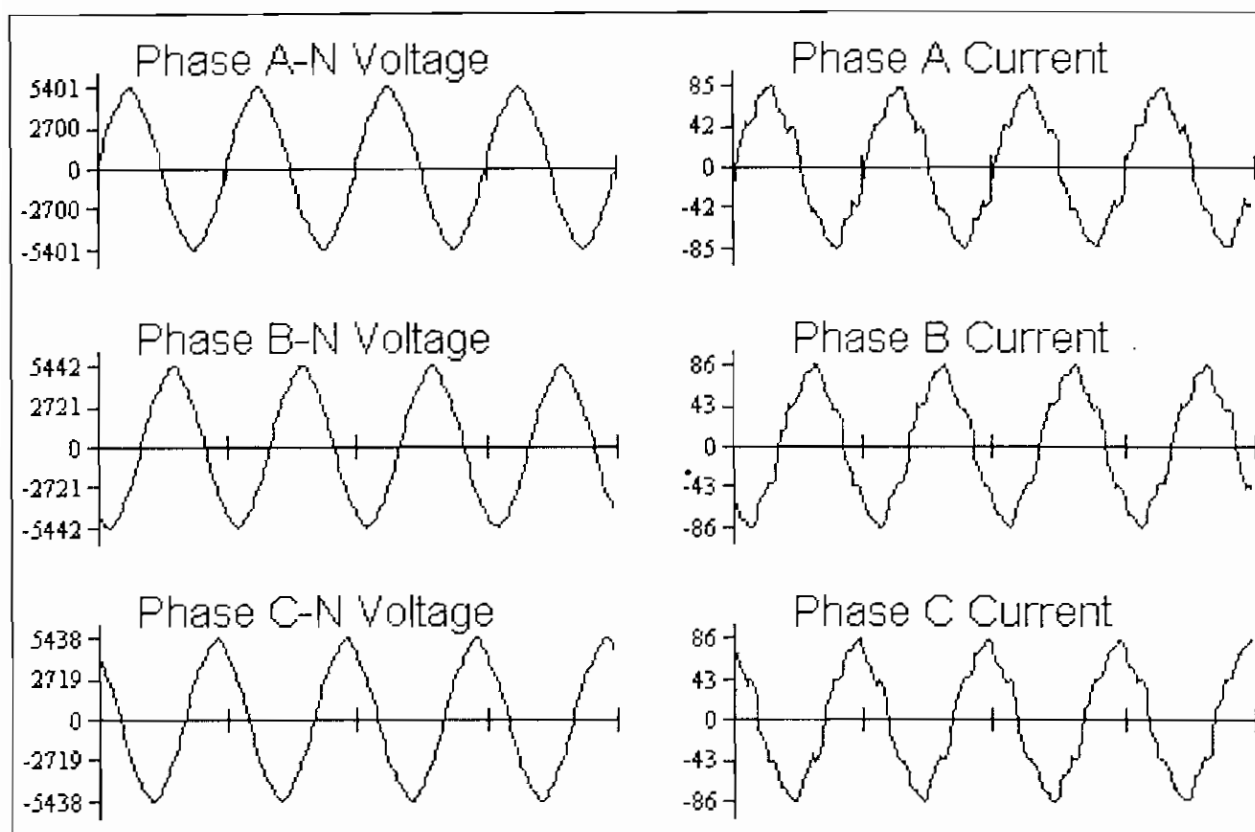
	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3627.29	3628.3	85.59	5235.5	1.44	3868.11	2.35
Ia	52.33	52.69	6.11	79.63	1.51	78.01	11.68
Vb	3661.86	3662.79	82.46	5311.36	1.45	3898.71	2.25
Ib	53.56	53.88	5.82	81.82	1.51	75.49	10.88
Vc	3648.79	3649.72	82.68	5295.21	1.45	3905.47	2.26
Ic	53.37	53.71	6.07	82.01	1.52	76.64	11.38

FORMA DE ONDA No. 15
(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

Hora : 10: 47 : 07 am.

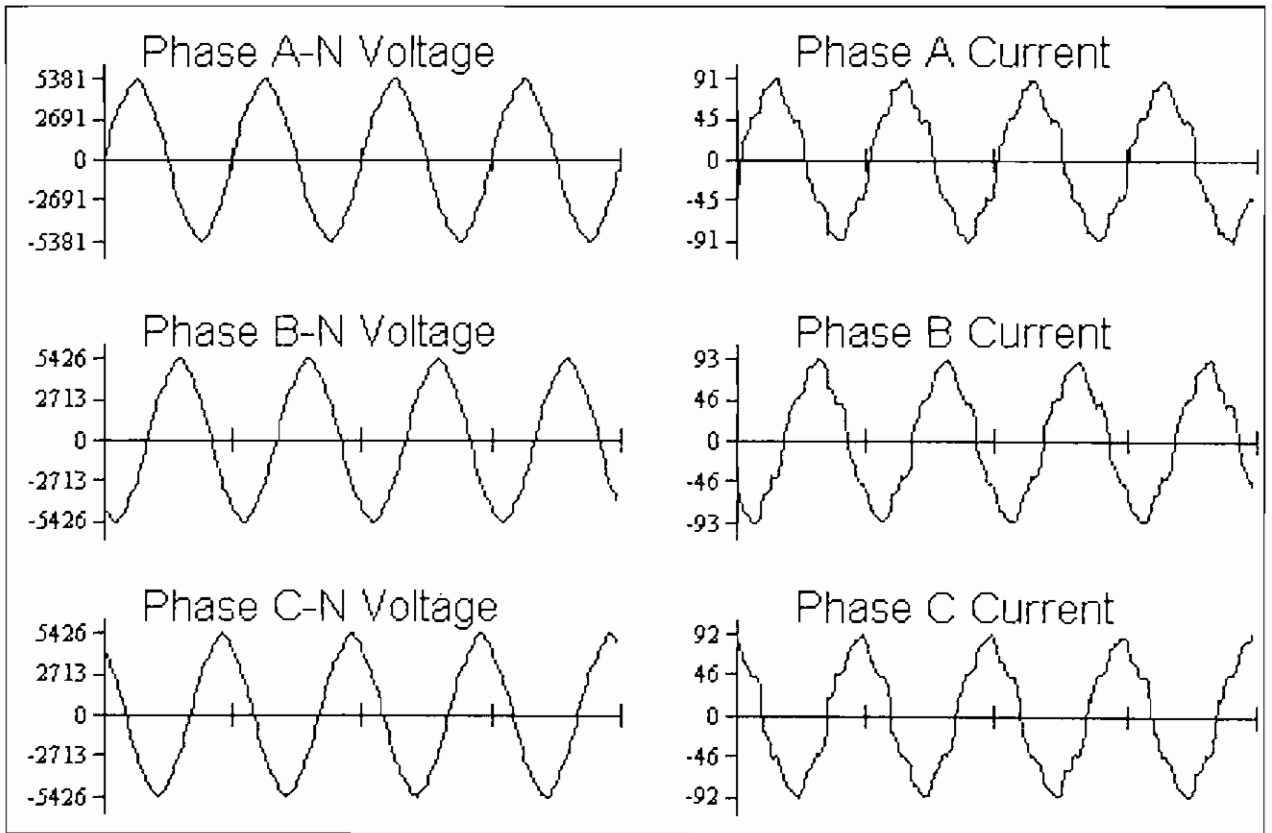


CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3679.3	3681.49	126.95	5406.57	1.46	3940.01	3.45
Ia	55.12	55.6	7.32	84.95	1.52	81.23	13.28
Vb	3715.59	3717.55	120.86	5446.2	1.46	3988.96	3.25
Ib	56.35	56.8	7.13	86.56	1.52	78.52	12.66
Vc	3701.77	3703.66	121.19	5443.4	1.46	3987.34	3.27
Ic	56.08	56.55	7.29	87.08	1.53	80.3	13.01

FORMA DE ONDA No. 16
(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero
Fecha : 31 - 07 - 97
Hora : 10: 51 : 25 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3677.02	3679.09	123.35	5384.06	1.46	3945.38	3.35
Ia	59.51	60.04	8.02	90.9	1.51	88.5	13.47
Vb	3709.08	3710.98	118.58	5437.71	1.46	3967.19	3.19
Ib	60.37	60.86	7.67	86.56	1.52	78.52	12.66
Vc	3694.74	3696.65	118.74	5429.34	1.46	3976.15	3.21
Ic	60.26	60.8	8.11	92.7	1.52	87.19	13.46

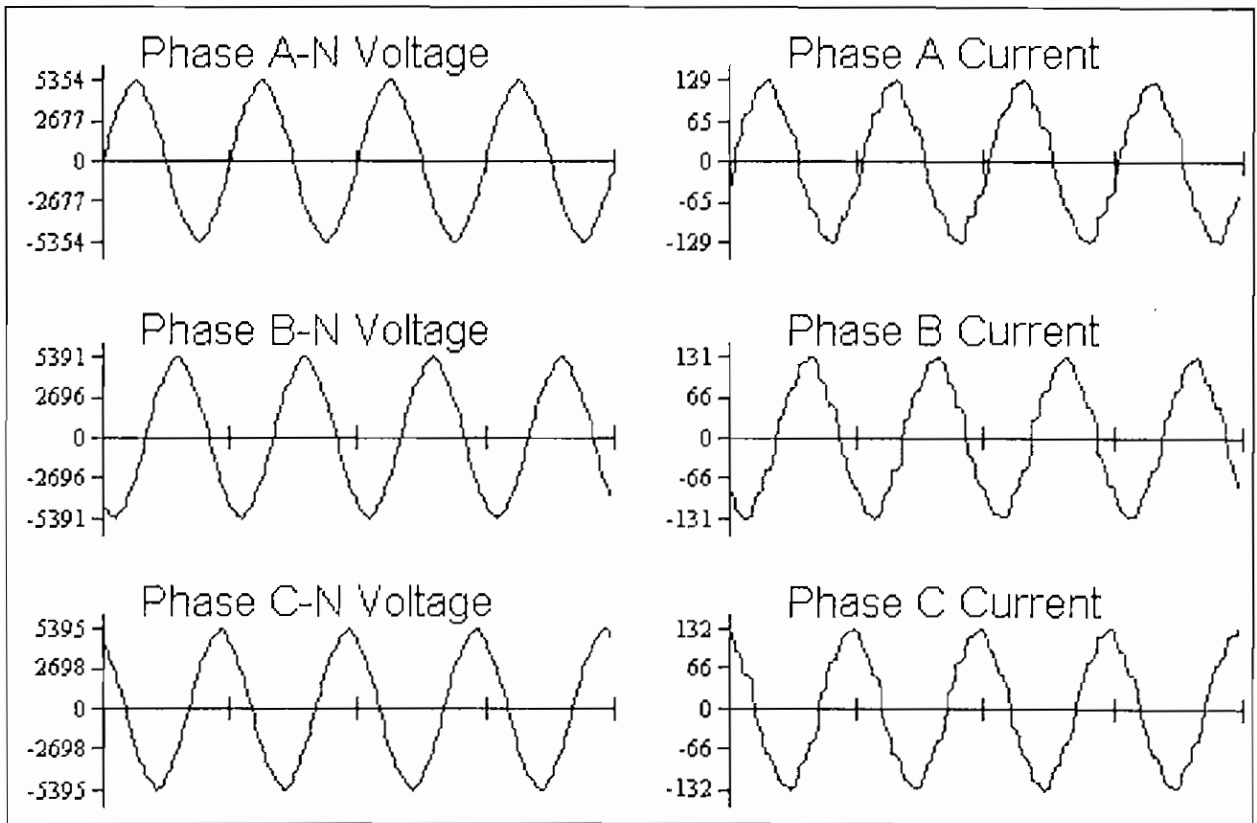
FORMA DE ONDA No. 17

(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

Hora : 10: 57 : 53 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3664.59	3666.14	106.45	5355.46	1.46	3912.22	2.9
Ia	87.96	88.35	8.24	130	1.47	116.94	9.37
Vb	3694.23	3695.58	99.55	5400.77	1.46	3955.81	2.69
Ib	89.02	89.42	8.54	131.51	1.47	118.29	9.6
Vc	3683.18	3684.6	102.37	5398.51	1.46	3944.17	2.77
Ic	89.49	89.85	8.12	132.75	1.47	116.56	9.08

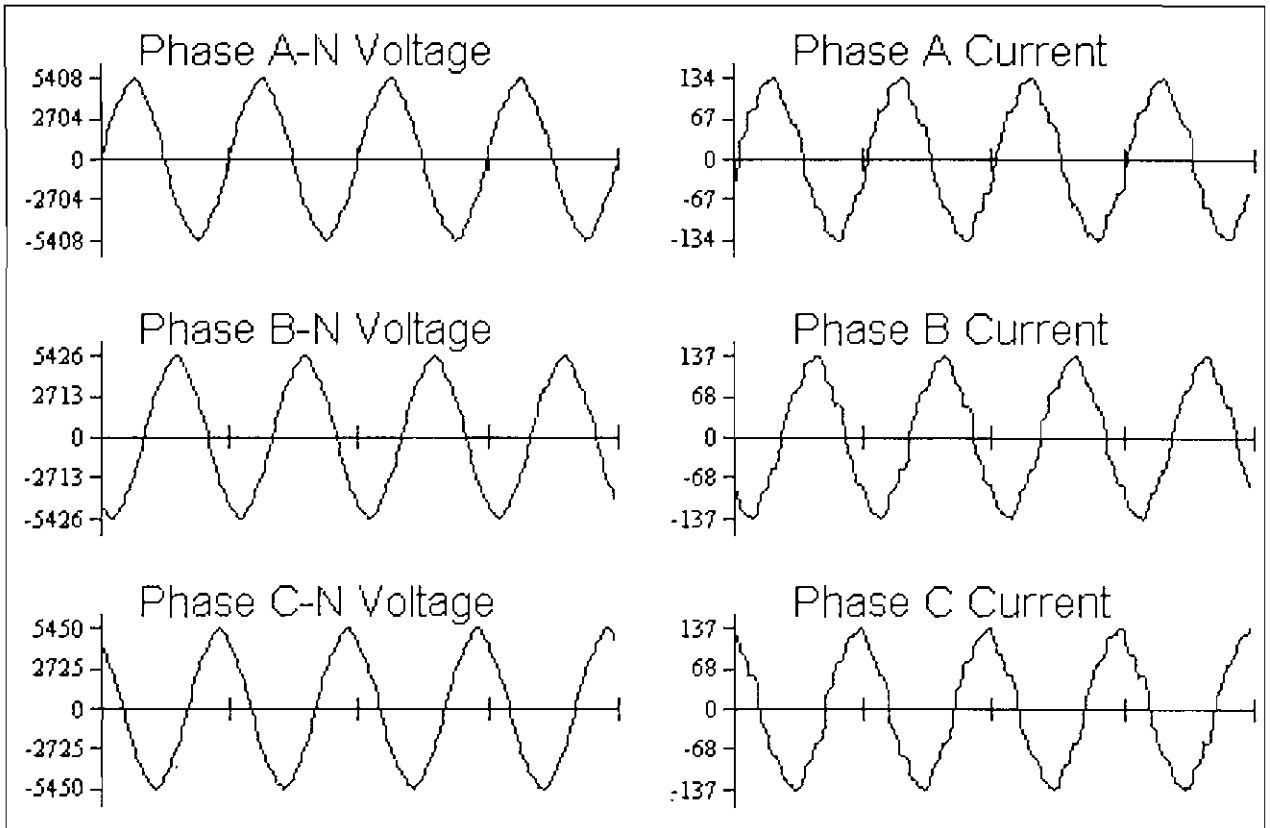
FORMA DE ONDA No. 18

(SIN BANCO DE CAPACITORES)

Subestación Pérez Guerrero

Fecha : 31 - 07 - 97

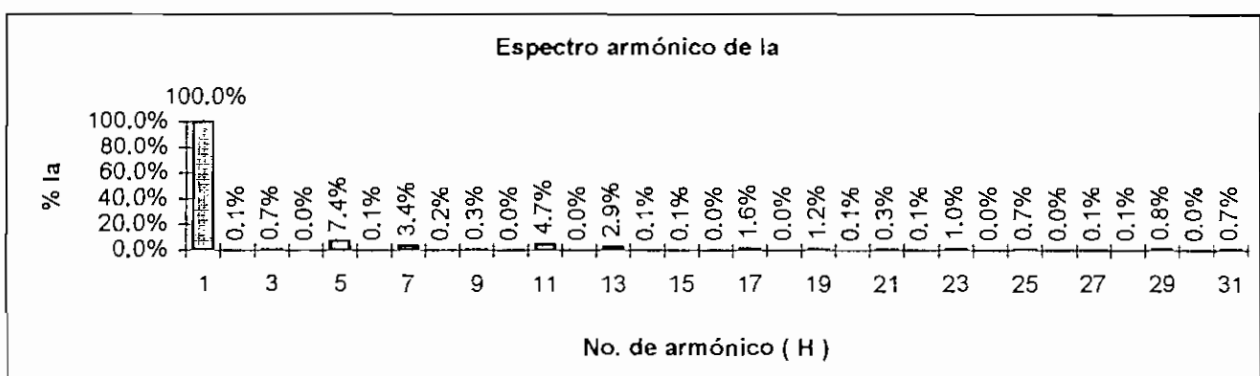
Hora : 10: 30 : 49 am.



CARACTERISTICAS DE LAS ONDAS

	Fundamental	RMS	RMS-H	PICO	CF	ASUM	THD
Va	3677.03	3679.15	124.94	5415.27	1.47	3977.19	3.39
Ia	90.85	91.33	9.33	134.69	1.47	122.36	10.26
Vb	3714.87	3716.73	117.74	5437.13	1.46	4004.37	3.16
Ib	92.15	92.59	9.01	136.9	1.47	121.01	9.77
Vc	3700.27	3702.19	119.18	5464.33	1.47	4001.93	3.22
Ic	91.95	92.44	9.45	136.85	1.48	123.01	10.27

ESPECTROS ARMONICOS												
H	Va (V)	Va(%)	Ia (A)	Ia(%)	Vb (V)	Vb(%)	Ib (A)	Ib(%)	Vc(V)	Vc(%)	Ic (A)	Ic(%)
1	3677.03	100.0%	90.85	100.0%	3714.87	100.0%	92.15	100.0%	3700.27	100.0%	91.95	100.0%
0	1.83	0.0%	0.10	0.1%	0.82	0.0%	0.02	0.0%	2.26	0.1%	0.07	0.1%
3	3.80	0.1%	0.60	0.7%	4.69	0.1%	0.62	0.7%	11.82	0.3%	0.27	0.3%
4	0.49	0.0%	0.03	0.0%	1.01	0.0%	0.07	0.1%	0.57	0.0%	0.06	0.1%
5	121.35	3.3%	6.73	7.4%	114.25	3.1%	6.45	7.0%	114.68	3.1%	6.50	7.1%
6	0.25	0.0%	0.09	0.1%	0.48	0.0%	0.03	0.0%	0.87	0.0%	0.06	0.1%
7	6.26	0.2%	3.05	3.4%	10.77	0.3%	3.05	3.3%	12.22	0.3%	3.23	3.5%
8	3.61	0.1%	0.22	0.2%	5.86	0.2%	0.19	0.2%	2.84	0.1%	0.17	0.2%
9	5.51	0.1%	0.28	0.3%	2.56	0.1%	0.17	0.2%	1.84	0.0%	0.51	0.6%
10	1.55	0.0%	0.04	0.0%	1.55	0.0%	0	0.0%	0.65	0.0%	0.08	0.1%
11	20.92	0.6%	4.29	4.7%	17.25	0.5%	4.07	4.4%	20.87	0.6%	4.56	5.0%
12	1.04	0.0%	0.02	0.0%	0.67	0.0%	0.04	0.0%	0.64	0.0%	0.12	0.1%
13	9.46	0.3%	2.63	2.9%	10.92	0.3%	2.86	3.1%	7.83	0.2%	2.92	3.2%
14	1.09	0.0%	0.08	0.1%	0.74	0.0%	0.02	0.0%	0.07	0.0%	0.04	0.0%
15	0.69	0.0%	0.10	0.1%	1.41	0.0%	0.22	0.2%	1.85	0.0%	0.10	0.1%
16	1.77	0.0%	0.03	0.0%	0.83	0.0%	0.03	0.0%	1.27	0.0%	0.09	0.1%
17	2.03	0.1%	1.47	1.6%	1.80	0.0%	1.32	1.4%	2.76	0.1%	1.27	1.4%
18	0.17	0.0%	0.02	0.0%	1.21	0.0%	0.05	0.1%	1.00	0.0%	0.03	0.0%
19	0.34	0.0%	1.09	1.2%	0.99	0.0%	1.07	1.2%	1.40	0.0%	1.23	1.3%
20	0.95	0.0%	0.05	0.1%	0.89	0.0%	0.01	0.0%	0.62	0.0%	0.00	0.0%
21	0.68	0.0%	0.29	0.3%	0.32	0.0%	0.2	0.2%	2.12	0.1%	0.41	0.4%
22	0.78	0.0%	0.06	0.1%	1.55	0.0%	0.01	0.0%	0.46	0.0%	0.02	0.0%
23	2.71	0.1%	0.93	1.0%	0.77	0.0%	0.69	0.7%	1.81	0.0%	1.21	1.3%
24	1.64	0.0%	0.01	0.0%	0.89	0.0%	0.08	0.1%	1.12	0.0%	0.06	0.1%
25	1.66	0.0%	0.65	0.7%	0.61	0.0%	0.74	0.8%	1.47	0.0%	0.70	0.8%
26	0.02	0.0%	0.03	0.0%	1.02	0.0%	0.04	0.0%	0.26	0.0%	0.03	0.0%
27	0.81	0.0%	0.08	0.1%	0.43	0.0%	0.23	0.2%	0.13	0.0%	0.20	0.2%
28	0.45	0.0%	0.07	0.1%	0.34	0.0%	0.04	0.0%	0.27	0.0%	0.04	0.0%
29	1.68	0.0%	0.75	0.8%	0.89	0.0%	0.41	0.4%	0.71	0.0%	0.74	0.8%
30	0.76	0.0%	0.01	0.0%	0.56	0.0%	0.03	0.0%	1.24	0.0%	0.00	0.0%
31	2.88	0.1%	0.61	0.7%	1.11	0.0%	0.53	0.6%	1.25	0.0%	0.65	0.7%



ANEXO 2B

CON BANCO DE CAPACITORES

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
8:00 am	6418	3689	26	5.4	15.5	281	-71	290	60.04	-0.97	-0.98	99.2
8:15 am	6423	3693	26	5.4	14.9	288	-74	298	60	-0.969	-0.98	99.1
8:30 am	6424	3693	33	5.3	14.6	361	-88	372	59.99	-0.971	-0.98	99.4
8:45 am	6431	3697	17	5.3	22.5	188	-52	195	60.02	-0.964	-0.98	98.2
9:00 am	6421	3695	28	5.4	16.5	310	-81	320	59.97	-0.968	-0.98	99.1
9:15 am	6428	3695	21	5.4	19.6	224	-60	232	59.97	-0.967	-0.98	98.6
9:30 am	6441	3702	12	5.5	26	136	-41	142	60.05	-0.958	-0.98	97.4
9:45 am	6444	3704	2	5.7	140	12	-15	19	60.01	-0.622	-0.88	70.6
10:00 am	6433	3699	12	5.3	26	134	-38	139	60.01	-0.961	-0.98	97.6
10:15 am	6426	3694	15	5.5	23.9	162	-44	168	59.95	-0.965	-0.98	98
10:30 am	6429	3697	23	5.4	16.9	251	-63	259	60.04	-0.97	-0.98	99.1
10:45 am	6428	3697	38	5.3	13.9	421	-103	433	59.97	-0.971	-0.98	99.4
11:00 am	6406	3683	3	5.5	109	26	-26	37	59.98	-0.71	-0.96	74.2
11:15 am	6392	3676	50	5.3	14	545	-135	562	59.99	-0.971	-0.98	99.4
11:30 am	6403	3682	33	5.4	15.9	358	-90	369	60.02	-0.97	-0.98	99.3
11:45 am	6408	3684	5	5.6	63.6	51	-30	60	60	-0.861	-0.98	87.9
12:00 pm	6408	3684	24	5.5	18.1	263	-69	272	59.97	-0.967	-0.98	98.9
12:15 pm	6427	3695	0	5.7	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
12:30 pm	6417	3689	14	5.6	23.9	149	-42	155	60.04	-0.963	-0.99	97.8
12:45 pm	6393	3676	77	5.2	13.2	841	-202	865	60.02	-0.972	-0.98	99.5
1:00 pm	6421	3691	17	5.6	21.1	190	-51	197	60.01	-0.967	-0.98	98.3
1:15 pm	6422	3692	30	5.6	16	331	-84	341	59.99	-0.969	-0.98	99.2
1:30 pm	6423	3693	34	5.5	15.3	374	-93	385	60.05	-0.971	-0.98	99.3
1:45 pm	6433	3697	40	5.5	15.4	436	-106	449	60.07	-0.972	-0.98	99.3
2:00 pm	6432	3699	21	5.7	18.5	233	-60	240	60.07	-0.969	-0.98	98.8
2:15 pm	6421	3692	0	5.9	N/D	3	-4	6	60.03	-0.623	N/D	N/D
2:30 pm	6392	3676	48	5.4	15.8	519	-129	534	60	-0.971	-0.98	99.2
2:45 pm	6402	3682	46	5.6	15.2	502	-124	517	60.03	-0.971	-0.98	99.2
3:00 pm	6409	3686	4	5.7	77.7	41	-30	51	60.1	-0.813	-0.98	83.2
3:15 pm	6407	3685	31	5.6	14.3	337	-83	347	60.07	-0.971	-0.98	99.3

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
3:30 pm	6409	3684	26	5.7	17.6	282	-73	291	60.01	-0.968	-0.98	99.1
3:45 pm	6409	3684	42	5.7	15.3	456	-110	469	60.03	-0.972	-0.98	99.4
4:00 pm	6429	3695	38	5.6	14.9	420	-104	432	60.04	-0.971	-0.98	99.4
4:15 pm	6418	3689	30	5.6	15	322	-81	332	60.02	-0.97	-0.98	99.4
4:30 pm	6428	3695	22	5.7	20.4	244	-66	252	60.03	-0.965	-0.98	98.6
4:45 pm	6437	3700	41	5.5	14.5	454	-111	468	60.04	-0.972	-0.98	99.3
5:00 pm	6418	3689	59	5.5	14.6	641	-161	661	60.02	-0.97	-0.98	99.4
5:15 pm	6435	3698	62	5.3	13.9	677	-167	698	60.06	-0.971	-0.98	99.4
5:30 pm	6455	3710	0	5.7	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
5:45 pm	6452	3707	29	5.5	13.2	323	-79	333	60.02	-0.971	-0.98	99.4
6:00 pm	6460	3711	10	5.5	32.8	110	-40	117	60.04	-0.941	-0.98	95.8
6:15 pm	6464	3716	6	5.9	51.2	61	-32	69	60	-0.888	-0.98	90.6
6:30 pm	6440	3701	45	5.7	14.9	495	-124	510	59.98	-0.97	-0.98	99.3
6:45 pm	6365	3657	49	5.5	15	534	-131	549	59.96	-0.971	-0.98	99.4
7:00 pm	6371	3660	50	5.3	14.3	551	-138	568	59.97	-0.97	-0.98	99.4
7:15 pm	6368	3658	45	5.5	14.3	485	-118	499	60	-0.972	-0.98	99.4
7:30 pm	6397	3675	34	5.6	13.3	374	-93	385	59.99	-0.97	-0.98	99.4
7:45 pm	6394	3672	41	5.5	12.5	444	-108	457	60.01	-0.972	-0.98	99.5
8:00 pm	6480	3721	25	5.9	15.2	276	-71	285	60.02	-0.969	-0.98	99.2
8:15 pm	6396	3674	47	5.6	14.4	513	-127	528	60.03	-0.971	-0.98	99.4
8:30 pm	6455	3708	18	6	17.6	204	-52	211	60.03	-0.969	-0.98	98.8
8:45 pm	6417	3688	3	5.9	76.2	29	-20	35	60.04	-0.817	-0.96	84.8
9:00 pm	6439	3699	26	6.2	11.9	286	-71	295	60.06	-0.971	-0.98	99.5
SIN BANCO DE CAPACITORES												
9:15 pm	6267	3599	0	3.1	N/D	0	0	0	60.07	1	N/D	N/D
9:30 pm	6277	3606	0	3.1	N/D	0	0	0	60.04	1	N/D	N/D
9:45 pm	6293	3615	2	3	99.1	17	-12	20	60.09	-0.816	-0.97	84
10:00 pm	6290	3613	2	3	53.9	26	-14	29	60.07	-0.887	-0.99	90.05
10:15 pm	6328	3635	2	3.1	85.5	24	-14	28	60.04	-0.871	-0.97	89.61
10:30 pm	6303	3618	7	3	22.4	82	-20	85	60.05	-0.971	-0.99	97.88
10:45 pm	6282	3607	0	3	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
11:00 pm	6310	3625	0	2.9	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
11:15 pm	6312	3626	3	2.8	43.7	35	-14	37	60.02	-0.925	-0.99	93.43

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
11:30 pm	6311	3625	0	2.6	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
11:45 pm	6327	3634	3	2.6	58.2	31	-15	35	60.03	-0.897	-0.98	91.16

FECHA : 29 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN PEREZ GUERRERO												
12:00 am	6335	3638	3	2.4	49.8	32	-15	35	60.06	-0.909	-0.98	92.47
12:15 am	6341	3640	0	2.4	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
12:30 am	6327	3633	2	2.3	55.9	26	-13	29	59.91	-0.896	-0.99	90.78
12:45 am	6276	3605	0	2	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
1:00 am	6281	3606	0	1.9	N/D	0	0	0	59.95	1	N/D	N/D
1:15 am	6307	3621	0	2	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
1:30 am	6318	3628	0	2	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
1:45 am	6325	3632	0	2	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
2:00 am	6323	3631	0	1.9	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
2:15 am	6347	3646	0	2	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
2:30 am	6346	3644	0	1.9	N/D	0	0	0	60.04	1	N/D	N/D
2:45 am	6348	3647	0	1.9	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
3:00 am	6322	3631	0	1.8	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
3:15 am	6326	3635	0	1.9	N/D	0	0	0	60.04	1	N/D	N/D
3:30 am	6311	3624	0	1.9	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
3:45 am	6308	3623	0	1.9	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
4:00 am	6307	3623	0	1.9	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
4:15 am	6299	3618	0	1.8	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
4:30 am	6298	3619	0	1.8	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
4:45 am	6298	3619	0	1.8	N/D	0	0	0	60.04	1	N/D	N/D
5:00 am	6296	3616	0	1.8	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
5:15 am	6271	3601	0	1.8	N/D	0	0	0	59.94	1	N/D	N/D
5:30 am	6255	3592	0	1.8	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
5:45 am	6256	3594	0	1.9	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
6:00 am	6414	3688	3	2.2	76.7	28	-16	32	60.03	-0.861	-0.98	87.7
6:15 am	6414	3687	14	2.2	15.3	158	-35	162	60.04	-0.977	-0.99	99.1
6:30 am	6393	3675	36	2.1	9.5	392	-93	403	59.99	-0.973	-0.98	99.6
6:45 am	6406	3682	14	2.2	14.9	156	-35	160	60.02	-0.976	-0.99	99

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
7:00 am	6407	3683	24	2.3	12.2	266	-61	273	59.99	-0.974	-0.98	99.5
CON BANCO DE CAPACITORES												
7:15 am	6552	3769	27	5.1	14	305	-77	315	60.01	-0.969	-0.98	99.4
7:30 am	6572	3780	10	5.4	27.4	118	-36	123	59.98	-0.955	-0.98	97.2
7:45 am	6388	3673	64	5.3	11.1	704	-164	722	60	-0.974	-0.98	99.5
8:00 am	6295	3621	18	4.6	15.5	200	-47	205	59.98	-0.973	-0.98	99.1
8:15 am	6238	3587	44	4.3	13.3	471	-116	485	59.95	-0.971	-0.98	99.4
8:30 am	6270	3606	3	4.8	102	25	-21	32	60.04	-0.76	-0.97	78.4
8:45 am	6225	3579	15	4.7	21	161	-40	166	60.02	-0.971	-0.99	98.5
9:00 am	6231	3584	38	4.6	12.9	405	-100	417	60	-0.971	-0.98	99.3
9:15 am	6234	3584	18	4.8	19.1	193	-48	199	60.03	-0.97	-0.98	98.8
9:30 am	6407	3687	48	5.1	14.2	523	-128	538	59.99	-0.971	-0.98	99.4
9:45 am	6431	3699	66	4.9	13.9	717	-176	738	59.99	-0.971	-0.98	99.3
10:00 am	6462	3717	54	5.2	15.3	597	-152	616	60	-0.969	-0.98	99.3
10:15 am	6381	3671	8	5.3	39.1	82	-31	88	60.01	-0.935	-0.99	94.7
10:30 am	6344	3647	37	5	15.9	402	-101	414	59.96	-0.97	-0.98	99.2
10:45 am	6343	3648	7	5.2	37	69	-31	76	59.99	-0.915	-0.99	92.8
11:00 am	6348	3650	8	5.3	36	91	-33	97	59.99	-0.939	-0.99	95.2
11:15 am	6334	3643	5	5.3	59.2	50	-28	57	59.98	-0.872	-0.99	88.5
11:30 am	6329	3641	13	5.2	24	137	-39	142	60.02	-0.962	-0.99	97.6
11:45 am	6391	3678	28	4.9	14	310	-78	320	59.98	-0.97	-0.98	99.39
12:00 pm	6426	3697	32	5	15.3	354	-88	364	60.03	-0.97	-0.98	99.28
12:15 pm	6298	3623	21	5.4	16.6	229	-56	235	60.08	-0.972	-0.98	99.08
12:30 pm	6305	3628	30	5.3	14.4	322	-81	332	60.1	-0.97	-0.98	99.28
12:45 pm	6367	3660	46	5.3	15	497	-123	512	60.02	-0.971	-0.98	99.28
1:00 pm	6356	3653	49	5.2	15.2	528	-133	545	60.03	-0.97	-0.98	99.28
1:15 pm	6384	3671	36	5.5	14.4	393	-96	404	60.02	-0.972	-0.98	99.49
1:30 pm	6403	3682	7	5.9	34.4	80	-28	84	60.07	-0.945	-0.99	95.74
1:45 pm	6403	3683	40	5.6	14.8	432	-107	445	60.03	-0.971	-0.98	99.39
2:00 pm	6384	3670	26	5.8	17.9	281	-75	291	60.08	-0.966	-0.98	98.87
2:15 pm	6384	3668	45	5.7	14.9	488	-120	502	60.02	-0.971	-0.98	99.28
2:30 pm	6370	3664	26	5.8	14.8	280	-71	288	60.04	-0.97	-0.98	99.28
2:45 pm	6372	3666	10	5.8	26.4	109	-31	114	60.03	-0.961	-0.99	97.37

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
3:00 pm	6362	3660	54	5.5	14.6	578	-144	596	60.04	-0.97	-0.98	99.28
3:15 pm	6369	3663	57	5.5	15.4	623	-158	643	60	-0.969	-0.98	99.28
3:30 pm	6353	3650	43	5.5	15.9	467	-115	481	59.99	-0.971	-0.98	99.28
3:45 pm	6379	3666	52	5.7	15.1	562	-139	579	59.98	-0.971	-0.98	99.28
4:00 pm	6388	3673	11	5.9	33.9	122	-41	129	60.02	-0.947	-0.99	96.14
4:15 pm	6398	3678	13	6	26.7	143	-41	149	59.93	-0.961	-0.99	97.56
4:30 pm	6428	3694	10	6	38.1	107	-41	115	60	-0.933	-0.98	94.82
4:45 pm	6432	3696	17	5.7	23.3	187	-51	194	60.02	-0.964	-0.98	98.07
5:00 pm	6446	3704	13	5.8	27.1	139	-42	146	60	-0.958	-0.98	97.36
5:15 pm	6367	3660	39	5.3	14.8	425	-107	438	59.99	-0.97	-0.98	99.39
5:30 pm	6347	3647	25	5.4	14.7	266	-67	274	59.99	-0.97	-0.98	99.18
5:45 pm	6352	3650	22	5.4	15.4	233	-56	239	59.99	-0.972	-0.98	99.18
6:00 pm	6337	3641	17	5.3	18.5	179	-44	184	60.01	-0.971	-0.98	98.68
6:15 pm	6340	3644	12	5.4	29.3	129	-41	135	59.99	-0.954	-0.99	96.85
6:30 pm	6185	3553	0	5.4	N/D	3	-4	5	59.97	-0.639	N/D	N/D
6:45 pm	6378	3662	16	5.5	20.4	178	-46	184	59.96	-0.968	-0.98	98.47
7:00 pm	6399	3676	9	5.5	37.9	100	-36	106	59.98	-0.941	-0.99	95.44
7:15 pm	6386	3669	25	5.5	15.6	271	-68	279	59.97	-0.97	-0.98	99.28
7:30 pm	6413	3683	24	5.7	17.6	266	-69	275	59.97	-0.968	-0.98	98.98
7:45 pm	6433	3695	21	5.7	19.6	228	-60	236	60.02	-0.967	-0.98	98.67
8:00 pm	6461	3713	20	5.8	19.5	221	-57	228	59.98	-0.968	-0.98	98.88
8:15 pm	6434	3698	8	6	27.5	94	-27	98	59.98	-0.96	-0.99	97.36
8:30 pm	6420	3690	15	5.8	20.3	171	-42	176	59.98	-0.971	-0.98	98.68
8:45 pm	6446	3704	3	5.9	99.3	30	-26	39	60	-0.757	-0.96	79.1
9:00 pm	6370	3661	7	5.9	30.3	77	-24	80	60.05	-0.954	-0.99	96.46
9:15 pm	6420	3690	13	6.4	19.6	147	-34	151	60.05	-0.974	-0.98	98.98
SIN BANCO DE CAPACITORES												
9:30 pm	6282	3610	0	3.2	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
9:45 pm	6310	3624	0	3	N/D	0	0	0	60.11	1	N/D	N/D
10:00 pm	6290	3613	2	3	53.9	26	-14	29	60.07	-0.887	-0.99	90.05
10:15 pm	6328	3635	2	3.1	85.5	24	-14	28	60.04	-0.871	-0.97	89.61
10:30 pm	6303	3618	7	3	22.4	82	-20	85	60.05	-0.971	-0.99	97.88
10:45 pm	6282	3607	0	3	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
11:00 pm	6309	3624	12	2.8	15.8	129	-27	131	59.99	-0.978	-0.99	98.79
11:15 pm	6312	3626	3	2.8	43.7	35	-14	37	60.02	-0.925	-0.99	93.43
11:30 pm	6327	3634	3	2.6	58.2	31	-15	35	60.03	-0.897	-0.98	91.16
11:45 pm	6302	3620	0	2.5	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
FECHA : 30 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN PEREZ GUERRERO												
12:00 am	6335	3638	3	2.4	49.8	32	-15	35	60.06	-0.909	-0.98	92.47
12:15 am	6327	3633	2	2.3	55.9	26	-13	29	59.91	-0.896	-0.99	90.78
12:30 am	6276	3605	0	2	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
12:45 am	6289	3612	0	2	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
1:00 am	6300	3620	0	2	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
1:15 am	6325	3632	0	2	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
1:30 am	6323	3631	0	1.9	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
1:45 am	6327	3633	0	1.9	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
2:00 am	6333	3638	0	2	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
2:15 am	6325	3635	0	1.9	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
2:30 am	6326	3633	0	1.9	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
2:45 am	6326	3635	0	1.9	N/D	0	0	0	60.04	1	N/D	N/D
3:00 am	6311	3624	0	1.9	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
3:15 am	6308	3623	0	1.9	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
3:30 am	6307	3623	0	1.9	N/D	0	0	0	59.96	1	N/D	N/D
3:45 am	6305	3622	0	1.9	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
4:00 am	6307	3623	0	1.8	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
4:15 am	6298	3619	0	1.8	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
4:30 am	6298	3619	0	1.8	N/D	0	0	0	60.04	1	N/D	N/D
4:45 am	6296	3616	0	1.8	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
5:00 am	6293	3614	0	1.8	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
5:15 am	6256	3594	0	1.9	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
5:30 am	6242	3586	0	1.8	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
5:45 am	6238	3582	0	1.8	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
6:00 am	6242	3586	0	1.8	N/D	0	0	0	59.98	1	N/D	N/D
6:15 am	6208	3571	3	2.3	83.8	27	-17	32	60.04	-0.848	-0.99	86.09
6:30 am	6414	3686	15	2.4	15.2	172	-39	177	60.05	-0.976	-0.99	98.99

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
6:45 am	6405	3679	38	2.3	10	413	-97	424	59.96	-0.974	-0.98	99.59
7:00 am	6403	3681	19	2.5	14.9	212	-49	217	59.98	-0.974	-0.98	99.08
7:15 am	6412	3687	34	2.6	11.9	373	-89	383	60	-0.973	-0.98	99.49
CON BANCO DE CAPACITORES												
7:30 am	6604	3798	38	5.9	14.1	430	-107	443	60.03	-0.971	-0.98	99.59
SIN BANCO DE CAPACITORES												
7:45 am	6378	3668	41	2.7	11.9	452	-107	465	60	-0.973	-0.98	99.49
CON BANCO DE CAPACITORES												
8:00 am	6297	3622	23	5.1	15.1	248	-62	256	59.97	-0.97	-0.98	99.18
8:15 am	6281	3610	36	5	13.3	388	-94	399	60.08	-0.972	-0.98	99.49
8:30 am	6256	3596	3	5.2	104	23	-20	31	60.05	-0.747	-0.97	76.85
8:45 am	6224	3580	56	4.6	13.3	596	-144	613	60.02	-0.972	-0.98	99.39
SIN BANCO DE CAPACITORES												
9:00 am	6330	3639	12	3.2	19.9	133	-33	137	59.97	-0.971	-0.99	98.28
CON BANCO DE CAPACITORES												
9:15 am	6267	3604	4	5.1	57.9	42	-24	48	60.05	-0.87	-0.99	88.24
9:30 am	6254	3596	26	5	15.5	276	-70	284	60.03	-0.969	-0.98	99.08
9:45 am	6246	3592	15	5	20.8	160	-40	165	60.11	-0.97	-0.98	98.58
10:00 am	6211	3571	62	4.9	12.5	655	-157	673	60.03	-0.973	-0.98	99.49
10:15 am	6222	3575	44	4.9	14.9	468	-115	482	60.01	-0.971	-0.98	99.28
10:30 am	6235	3585	40	5.2	14.6	429	-105	441	60.04	-0.972	-0.98	99.39
10:45 am	6217	3576	55	4.9	13.9	578	-141	595	59.98	-0.972	-0.98	99.49
11:00 am	6231	3583	40	5	15.4	428	-107	441	60.04	-0.97	-0.98	99.28
11:15 am	6426	3695	56	5.4	16.2	615	-155	635	59.99	-0.97	-0.98	99.39
11:30 am	6439	3702	30	5.6	15.3	330	-83	340	59.98	-0.97	-0.98	99.28
11:45 am	6422	3694	67	5.3	14.6	731	-181	753	60.01	-0.971	-0.98	99.39
12:00 pm	6457	3711	1	5.8	165	7	-9	11	60.04	-0.588	N/D	N/D
12:15 pm	6442	3701	27	5.6	17	293	-78	304	59.97	-0.966	-0.98	98.98
12:30 pm	6448	3706	28	5.6	17.1	309	-81	319	59.99	-0.967	-0.98	99.18
12:45 pm	6461	3714	12	5.8	27.7	130	-40	136	59.98	-0.955	-0.98	97.05
1:00 pm	6452	3707	37	5.7	13.9	410	-101	422	60.01	-0.971	-0.98	99.49
1:15 pm	6376	3668	62	5.3	14.9	672	-167	692	60.05	-0.971	-0.98	99.39
1:30 pm	6399	3678	18	6.1	19.7	195	-50	202	60.02	-0.969	-0.98	98.68

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
1:45 pm	6386	3671	24	5.9	16	264	-66	272	60.01	-0.97	-0.98	99.18
2:00 pm	6368	3663	13	6.1	25	140	-39	145	59.99	-0.962	-0.99	97.57
2:15 pm	6360	3656	2	6.2	128	18	-20	27	59.98	-0.685	-0.95	72.18
2:30 pm	6326	3637	69	5.5	13.9	737	-184	760	59.96	-0.97	-0.98	99.39
2:45 pm	6333	3641	28	5.7	16.7	307	-80	318	59.97	-0.968	-0.98	99.08
3:00 pm	6321	3634	30	5.6	14	325	-79	334	59.93	-0.972	-0.98	99.39
3:15 pm	6331	3642	26	5.8	15.1	279	-70	288	59.97	-0.97	-0.98	99.18
3:30 pm	6326	3636	54	5.6	14.2	576	-143	594	60.03	-0.97	-0.98	99.28
3:45 pm	6354	3652	2	5.9	112	12	-15	19	60.05	-0.638	-0.92	69.5
4:00 pm	6358	3655	13	5.7	21.2	140	-35	144	60.04	-0.97	-0.99	98.28
4:15 pm	6338	3641	48	5.4	15	516	-129	532	60.03	-0.97	-0.98	99.39
4:30 pm	6351	3649	10	5.6	32.9	109	-36	115	60.05	-0.949	-0.99	96.25
4:45 pm	6373	3662	4	5.8	84.2	34	-25	42	60.04	-0.799	-0.97	82.46
5:00 pm	6359	3655	30	5.5	15.2	320	-81	330	60	-0.969	-0.98	99.18
5:15 pm	6376	3664	53	5.3	15	578	-143	595	60.01	-0.971	-0.98	99.39
5:30 pm	6389	3672	46	5.4	15.1	500	-122	515	60.02	-0.971	-0.98	99.28
5:45 pm	6387	3670	49	5.3	14.9	533	-134	549	60.03	-0.97	-0.98	99.39
6:00 pm	6367	3657	18	5.4	15.5	192	-46	198	60.06	-0.973	-0.98	98.98
6:15 pm	6344	3644	60	5.2	13.3	646	-158	665	60.06	-0.971	-0.98	99.49
6:30 pm	6370	3659	43	5.4	13.5	470	-116	484	60	-0.971	-0.98	99.39
6:45 pm	6362	3655	27	5.5	15.4	293	-75	303	59.98	-0.969	-0.98	99.28
7:00 pm	6334	3637	28	5.3	15	307	-80	317	59.96	-0.968	-0.98	99.18
7:15 pm	6330	3636	50	5.1	14.4	537	-133	553	59.96	-0.971	-0.98	99.39
7:30 pm	6275	3605	45	5	14.7	480	-117	494	59.98	-0.972	-0.98	99.39
7:45 pm	6272	3604	50	5	14	541	-133	557	59.96	-0.971	-0.98	99.39
8:00 pm	6316	3627	11	5.3	24.4	123	-35	128	59.98	-0.963	-0.99	97.67
8:15 pm	6368	3656	19	5.5	17.7	208	-52	214	59.98	-0.971	-0.98	98.98
8:30 pm	6362	3654	11	5.6	24.8	118	-34	123	60	-0.961	-0.99	97.37
8:45 pm	6440	3699	9	6	25.1	96	-27	100	60.03	-0.962	-0.99	97.47
9:00 pm	6411	3684	3	5.9	70	27	-19	33	60	-0.823	-0.97	84.58
9:15 pm	6418	3689	3	6.1	67.2	35	-21	41	60.03	-0.855	-0.98	87.51
9:30 pm	6503	3738	12	6.7	23.3	133	-38	138	59.99	-0.961	-0.98	97.76

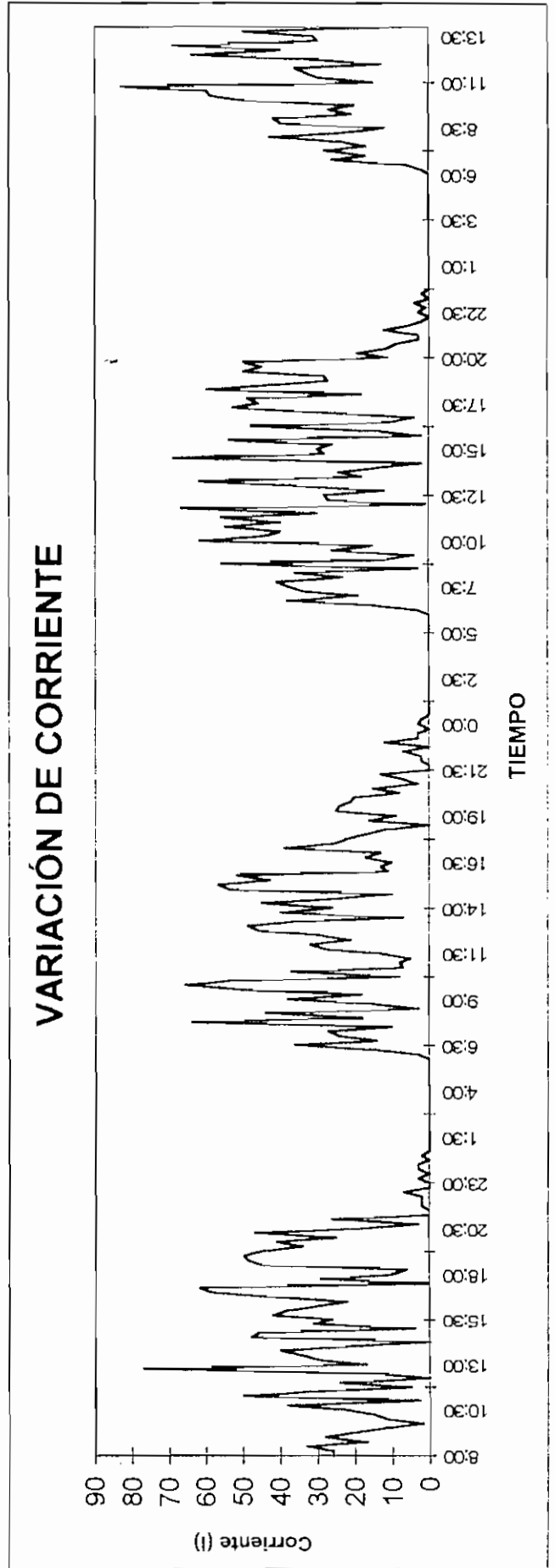
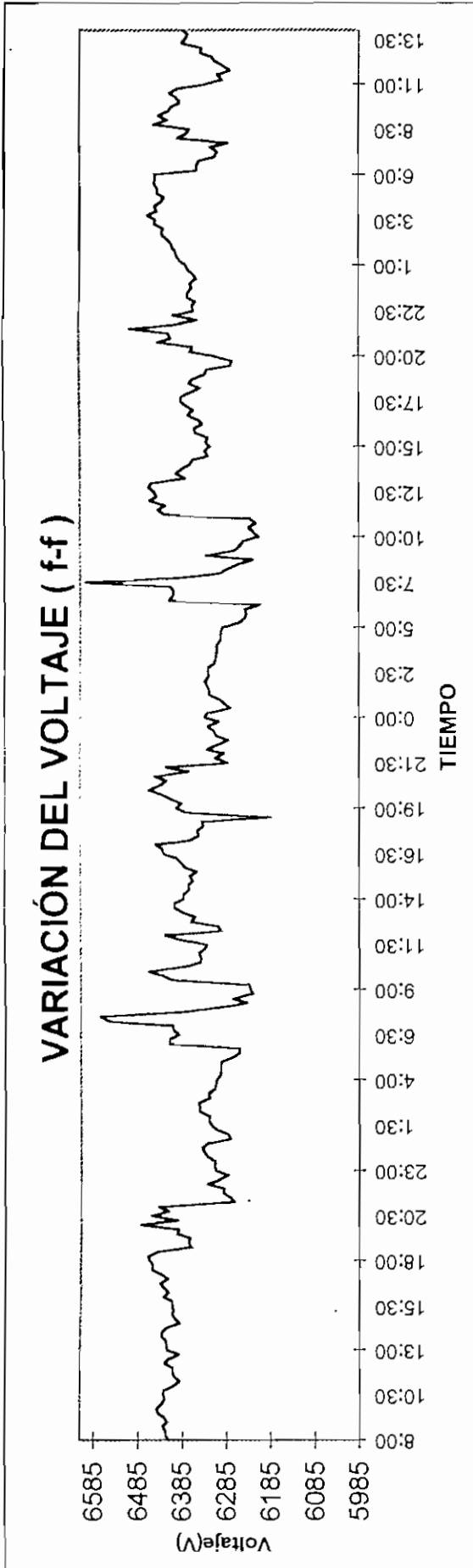
SIN BANCO DE CAPACITORES												
TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
9:45 pm	6400	3676	6	3.3	25.4	68	-19	70	60.04	-0.961	-0.99	96.97
10:00 pm	6352	3648	2	3.2	67.1	23	-14	27	60.02	-0.86	-0.97	88.57
10:15 pm	6404	3680	0	3.4	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
10:30 pm	6359	3652	3	3	50.1	34	-15	38	59.98	-0.911	-0.99	92.11
10:45 pm	6363	3656	1	2.9	111	14	-12	18	60	-0.768	-0.95	81.1
11:00 pm	6354	3651	4	2.8	37.4	38	-14	40	60.08	-0.94	-0.99	95.43
11:15 pm	6372	3659	0	2.8	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
11:30 pm	6371	3661	2	2.8	78.4	22	-13	26	60.03	-0.86	-0.97	88.39
11:45 pm	6361	3655	0	2.6	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
FECHA : 31 - 07 - 1997 SUBESTACIÓN PEREZ GUERRERO												
12:00 am	6366	3655	0	2.5	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
12:15 am	6352	3648	0	2.4	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
12:30 am	6359	3651	0	2.3	N/D	0	0	0	59.97	1	N/D	N/D
12:45 am	6370	3658	0	2.2	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
1:00 am	6375	3661	0	2.2	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D
1:15 am	6389	3669	0	2.2	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
1:30 am	6396	3672	0	2.1	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
1:45 am	6398	3674	0	2.2	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
2:00 am	6406	3678	0	2.1	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
2:15 am	6409	3682	0	2.1	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
2:30 am	6422	3688	0	2.2	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
2:45 am	6430	3693	0	2.2	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
3:00 am	6426	3691	0	2.2	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
3:15 am	6447	3703	0	2.2	N/D	0	0	0	59.99	1	N/D	N/D
3:30 am	6444	3702	0	2.2	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
3:45 am	6463	3714	0	2.3	N/D	0	0	0	60.03	1	N/D	N/D
4:00 am	6440	3701	0	2.2	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
4:15 am	6446	3704	0	2.2	N/D	0	0	0	60.09	1	N/D	N/D
4:30 am	6432	3696	0	2.2	N/D	0	0	0	60.06	1	N/D	N/D
4:45 am	6424	3689	0	2.1	N/D	0	0	0	60.02	1	N/D	N/D
5:00 am	6441	3700	0	2.2	N/D	0	0	0	60	1	N/D	N/D

TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
5:15 am	6440	3701	0	2.2	N/D	0	0	0	60.01	1	N/D	N/D
5:30 am	6448	3705	0	2.2	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
5:45 am	6445	3703	0	2.2	N/D	0	0	0	60.05	1	N/D	N/D
6:00 am	6446	3704	0	2.2	N/D	0	0	0	60.09	1	N/D	N/D
6:15 am	6350	3649	2	2	69.9	24	-14	28	59.92	-0.867	-0.98	88.8
6:30 am	6352	3650	6	2	23.8	66	-18	68	59.94	-0.966	-0.99	97.5
6:45 am	6346	3648	26	1.9	11.8	286	-67	293	60.03	-0.974	-0.98	99.5
7:00 am	6310	3627	17	2.1	15.1	187	-42	192	59.98	-0.976	-0.99	99.1
7:15 am	6305	3625	28	2.2	10	305	-72	313	60.04	-0.973	-0.98	99.6
7:30 am	6321	3632	17	2.5	14.5	188	-42	193	60.01	-0.976	-0.99	99.1
7:45 am	6282	3612	23	2.5	11.9	250	-57	256	60	-0.975	-0.98	99.4
CON BANCO DE CAPACITORES												
8:00 am	6395	3675	43	5	12.6	463	-111	476	59.98	-0.972	-0.98	99.5
8:15 am	6376	3665	23	4.9	16.7	247	-63	255	60	-0.969	-0.98	98.9
8:30 am	6368	3659	12	5	24.6	132	-41	138	60.05	-0.955	-0.99	96.9
SIN BANCO DE CAPACITORES												
8:45 am	6450	3708	40	3.3	11.6	447	-104	459	60.04	-0.974	-0.98	99.5
9:00 am	6419	3690	42	3.3	12.8	465	-111	478	60.04	-0.973	-0.98	99.5
9:15 am	6439	3699	21	3.5	14.8	229	-54	235	60.06	-0.973	-0.98	99.1
9:30 am	6417	3688	27	3.5	12.1	294	-72	303	60.04	-0.972	-0.98	99.3
9:45 am	6408	3685	20	3.6	15	214	-49	220	59.99	-0.975	-0.98	99.2
10:00 am	6390	3675	52	3.5	12.7	567	-139	584	59.97	-0.971	-0.98	99.4
10:15 am	6400	3677	59	3.4	13	640	-158	660	59.99	-0.971	-0.98	99.3
10:30 am	6414	3687	60	3.4	13.5	654	-163	674	59.97	-0.97	-0.98	99.3
10:45 am	6396	3675	83	3.4	11.2	899	-216	925	59.97	-0.972	-0.98	99.5
11:00 am	6330	3640	15	3.3	18.8	168	-41	173	60	-0.972	-0.99	98.6
11:15 am	6294	3619	30	3.4	12.1	325	-78	334	60	-0.972	-0.98	99.4
11:30 am	6305	3623	33	3.5	13.3	360	-85	370	60.03	-0.973	-0.98	99.4
11:45 am	6276	3607	36	3.5	11.6	382	-88	392	59.97	-0.974	-0.98	99.5
12:00 pm	6290	3614	13	3.4	20.1	142	-36	146	60.03	-0.97	-0.99	98.3
12:15 pm	6310	3627	33	3.5	12.9	358	-84	367	59.98	-0.974	-0.98	99.4
12:30 pm	6317	3631	64	3.5	13.1	690	-169	711	60.02	-0.971	-0.98	99.4
12:45 pm	6343	3645	40	3.5	12.6	435	-103	447	60.01	-0.973	-0.98	99.4

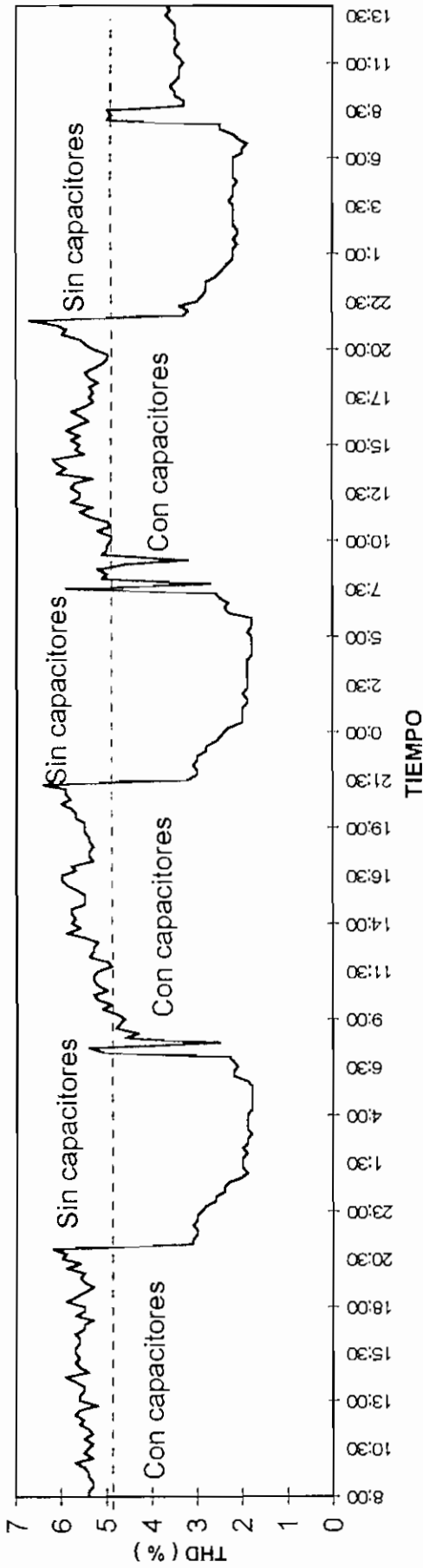
TIEMPO	V(f-f)	V(f-n)	I	THD V	THD I	P(3f)	Q(3f)	S(3f)	f	vfp(3f)	dfp(3f)	S(3f)F
1:00 pm	6340	3641	69	3.5	12.3	740	-180	762	60.01	-0.972	-0.98	99.4
1:15 pm	6386	3671	30	3.6	11.9	325	-77	334	60	-0.973	-0.98	99.4
1:30 pm	6379	3665	31	3.7	13	343	-83	352	60.04	-0.972	-0.98	99.4
1:45 pm	6373	3663	50	3.6	13.3	545	-132	561	60.05	-0.972	-0.98	99.4
2:00 pm	6386	3669	11	3.7	23.6	124	-32	128	60.02	-0.968	-0.99	98

NOTA : N/D significa valor No Disponible por el aparato de medición , debido a divisiones por cero en el proceso de cálculo .

ANEXO 2C



VARIACIÓN DEL THD DE VOLTAJE



VARIACIÓN DEL THD DE CORRIENTE

