ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ESTUDIO TECNICO DE LAS SUBESTACIONES DE TRACCION DEL SISTEMA TROLEBUS DEL MUNICIPIO DEL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

Tesis Previa a la Obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico en la Especialización de
Sistemas Eléctricos de Potencia

Marco Oswaldo Valencia Delgado

OCTUBRE - 1998

Dedicatoria:

A mis padres

Agradecimientos:

Al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Unidad Operadora del Sistema Trolebús, sin cuya colaboración desinteresada no hubiese sido posible realizar este trabajo.

Al Ing. Fausto Avilés por haber confiado en esta tema.

A todos mis maestros...

Certificación:

Certifico que el presente Trabajo de Tesis
ha sido desarrollado en su totalidad por
el señor Marco Oswaldo Valencia Delgado

Ingeniero Fausto Avilés
DIRECTOR DE TESIS

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ESTUDIO TECNICO DE LAS SUBESTACIONES DE TRACCION DEL SISTEMA TROLEBUS DEL MUNICIPIO DEL DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

Tesis Previa a la Obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico en la Especialización de
Sistemas Eléctricos de Potencia

Marco Oswaldo Valencia Delgado

OCTUBRE - 1998

CONTENIDO

INTRODUCCION..... 1

CAPITULO I: Descripción de las Subestaciones de Tracción..... 3

1.1. El Sistema de Trolebuses de la ciudad de Quito..... 3
1.2. Diagrama unifilar de las S/E..... 7
1.3. Descripción del equipo..... 12
1.3.1. Celdas de alterna..... 12
1.3.2. Grupo transformador - rectificador..... 14
1.3.3. Salidas de feeder..... 17
1.3.4. Relés de protección..... 18
1.3.5. Banco de baterías..... 20
1.3.6. Sistema de control y alarmas..... 23

CAPITULO II: Principios básicos sobre rectificadores..... 26

2.1. Introducción..... 26
2.2. Procesos de conmutación..... 29
2.3. Rectificadores guiados por red..... 30

2.3.1. Voltaje continuo en vacío..... 31
2.3.2. Regulación de voltaje..... 32
2.3.3. Circuitos de convertidor..... 34
2.3.4. Transformador para convertidor..... 35
2.4. Redes para convertidores..... 36
2.4.1. Acoplamiento de redes..... 40
2.5. Cargas para convertidores..... 44
2.5.1. Resistencia, inductancia y capacidad como carga..... 44
2.5.2. Carga por motor..... 45
2.5.3. Carga por batería..... 47
2.5.4. Tipos de servicio y clases de carga..... 48

CAPITULO III: Armónicos..... 51

3.1. Generación y efectos de los armónicos..... 51
3.1.1. Causas de las corrientes armónicas..... 52
3.1.2. Efectos de los armónicos..... 55
3.2. Armónicos en los rectificadores..... 64
3.2.1. Armónicos característicos..... 66
3.2.2. Armónicos no característicos..... 69
3.3. Prácticas recomendadas por la norma ANSI/IEEE 519-1992..... 69
3.3.1. Objetivo y aplicación de la IEEE Std 519-1992..... 71
3.3.2. Definiciones principales..... 72
3.3.3. Prácticas recomendadas para consumidores individuales..... 73
3.3.3.1. Límites para las irrupciones de voltaje por conmutación.. 74
3.3.3.2. Límites de distorsión de corriente..... 75
3.3.4. Prácticas recomendadas para las empresas suministradoras..... 77
3.3.4.1. Límites de distorsión de voltaje..... 77
3.3.4.2. Límites de interferencia con circuitos de comunicaciones 78
3.4. Medición de armónicos en las subestaciones rectificadoras..... 79
3.4.1. Metodología..... 79
3.4.2. Equipo..... 80
3.4.3. Límites de distorsión a aplicarse..... 81

3.4.4. Resultados del estudio..... 82
3.4.4.1. Comportamiento de la carga..... 83
3.4.4.2. THD de corriente y factor de potencia..... 83
3.4.4.3. Corriente armónica y distorsión de demanda total..... 85
3.4.4.4. Distorsión armónica del voltaje..... 88
3.4.4.5. Contenido armónico de la corriente y voltaje..... 91

CAPITULO IV: Potencia y energía en el Sistema Trolebús..... 95

4.1. La energía eléctrica en el transporte..... 95
4.1.1. Introducción..... 95
4.1.2. Evolución de la tracción eléctrica..... 96
4.1.3. Tipos de electrificación más comunes..... 97
4.2. Características operativas del sistema..... 99
4.2.1. Frecuencia y recorrido..... 99
4.2.2. Velocidad comercial..... 100
4.3. Potencia y energía requeridas por la flota..... 104
4.3.1. Introducción..... 104
4.3.2. Consumo de energía..... 106
4.3.3. Demanda de cuarto de hora..... 107
4.3.4. Variación instantánea de carga en el sistema..... 112

CAPITULO V: Flujos de carga en la Línea Aérea de Contacto..... 115

5.1. Introducción..... 115
5.2. Definición de la carga de un trolebús..... 117
5.2.1. Descripción general del Trolebús de Quito..... 117
5.2.2. Control del motor de tracción..... 121
5.2.3. Cálculo de la potencia de un trolebús..... 126
5.3. Método de solución de la red..... 130
5.3.1. Topología de la red..... 131

5.3.2. Modelo de rama generalizada..... 134
5.3.2.1.Modelo de una subestación de tracción..... 135
5.3.2.2.Modelo de un trolebús..... 137
5.3.2.3.Modelo del hilo de contacto..... 140
5.3.3. Análisis por nodos..... 141
5.4. Aplicación del modelo a la Troncal Central..... 142
5.4.1. Condiciones operativas..... 143
5.4.2. Tramo Ejido - Mariana de Jesús..... 144
5.4.3. Tramo Villaflora - Cumandá..... 146

CAPITULO VI: Conclusiones y recomendaciones..... 150

6.1. Conclusiones..... 150
6.2. Recomendaciones..... 153

BIBLIOGRAFÍA..... 155

ANEXOS

INTRODUCCIÓN

El Trolebús de Quito ha sido todo un éxito de la administración municipal, al punto de que ha trascendido fronteras y ha sido objeto de los mejores comentarios a nivel internacional. El Sistema de Trolebuses de Quito se ha convertido en un ejemplo a seguir y son muchas las autoridades de ciudades latinoamericanas que lo han visitado con el ánimo de llevárselo a sus tierras.

La clave del éxito del sistema se basa en muchos factores: carril exclusivo, paradas de prepago, acceso de pasajeros a nivel del piso del vehículo, etc, que son grandes aciertos de los planificadores del proyecto. Pero la técnica, aunque no está a la vista del usuario común, juega también un rol importante: ligeros y confiables motores de inducción jaula de ardilla, inversores a base de GTO's, controles microprocesados, ayuda al diagnóstico de fallas y demás características, hacen de los trolebuses algo más que un bus articulado.

Detrás de los vehículos, soportando toda la operación, están las instalaciones fijas: ocho subestaciones de tracción y 23 km de línea aérea de contacto que proporcionan la energía necesaria para mover 54 trolebuses, de 27 toneladas cada uno. Sobre estas instalaciones centra su estudio la presente tesis, que no solo describe sus características técnicas y funcionales, sino que define su interacción con la red de la Empresa Eléctrica Quito y analiza el comportamiento interno del sistema, estudiando el flujo de carga entre los trolebuses y las subestaciones de tracción a través de la Línea Aérea de Contacto.

El capítulo I es una breve descripción de las instalaciones fijas, que permite conocer la estructura de las subestaciones de tracción, su equipamiento y la conexión con la Línea Aérea de Contacto.

En el capítulo II se revisan rápidamente los principios elementales sobre rectificadores, su interacción con las redes y con la carga. Se incluye una pequeña reseña de la evolución de la electrónica de potencia y su aplicación al transporte.

El capítulo III es un estudio minucioso sobre el contenido armónico de la corriente de las subestaciones de tracción y su influencia sobre el voltaje de la EEQ, en base a un extenso registro de voltajes y corrientes realizado para cada subestación con un POWER LOGIC CM-2450. Se contrastan los resultados con las estipulaciones de la IEEE Std 519-1992 sobre límites de distorsión armónica y se obtienen interesantes observaciones. Previamente se hace una revisión sobre causas y efectos de las corrientes armónicas así como su presencia en los rectificadores.

Dentro del capítulo IV se recogen muchos de los datos registrados durante la operación del sistema trolebús, referentes a potencia, demanda y energía. Se logra con ello un mejor conocimiento de la realidad operativa del sistema, lo que permite, a su vez, establecer procedimientos y criterios para el dimensionamiento de futuras subestaciones de tracción, en función de las características operativas de la flota.

Finalmente en el capítulo V se desarrolla un modelo para estudiar los flujos de carga en la línea aérea de contacto y se presentan dos ejemplos de su aplicación. Se establece una matriz de incidencia generalizada para representar un tramo de línea aérea de contacto, donde los trolebuses, subestaciones y secciones de conductor se representan cada uno mediante un modelo de rama generalizada. Utilizando el análisis de nodos dentro de un proceso iterativo se logran establecer los voltajes y las corrientes en cada uno de los elementos del sistema. La correcta utilización de este modelo facilitará la ubicación de futuras subestaciones, acorde con la carga del sistema y las características del hilo de contacto.

CAPITULO I

DESCRIPCION DE LAS SUBESTACIONES DE TRACCION

El Municipio del Distrito Metropolitano de Quito, a través de la Unidad de Planificación y Gestión de Transporte, definió como solución para el tráfico caótico existente en la ciudad la implantación de un sistema de transporte masivo, adecuado al volumen de pasajeros, exento de contaminación y adaptable, además, a las condiciones topográficas y urbanísticas de la capital.

El 17 de diciembre de 1995, 14 trolebuses articulados hacen su salida inaugural con un recorrido entre la Terminal Sur de El Recreo y la calle Esmeraldas. El 20 de abril de 1996, se abren los 23 km de ruta, con 54 unidades, entre la Y y El Recreo.

1.1. EL SISTEMA DE TROLEBUSES DE LA CIUDAD DE QUITO

Los 54 trolebuses, suministrados por el Consorcio Español AEG-Cobra para la ciudad de Quito, están impulsados por un motor trifásico de inducción jaula de ardilla, con una potencia nominal de 230 kW. Para adaptarse a las exigencias de la marcha, el motor es alimentado por un ondulador o inversor de pulsos directo (DPU) que transforma el voltaje continuo existente en la Línea Aérea de Contacto (L.A.C.) en un voltaje trifásico con frecuencia y amplitud variables, de acuerdo con los requerimientos de velocidad y torque de la unidad.

La Línea Aérea de Contacto presenta un voltaje nominal de 750 Vdc entre los dos conductores de cobre, separados 70 cm entre sí, y está alimentada por ocho Subestaciones Rectificadoras o de Tracción, que adaptan la energía del sistema de la Empresa Eléctrica Quito (EEQSA) a las condiciones particulares de los trolebuses. Cuentan para ello con un transformador de 2000 kVA y un rectificador de 1450 kW que, partiendo de una señal de 6300Vac, 60 Hz, entregan 750 Vdc. (figura 1.1)

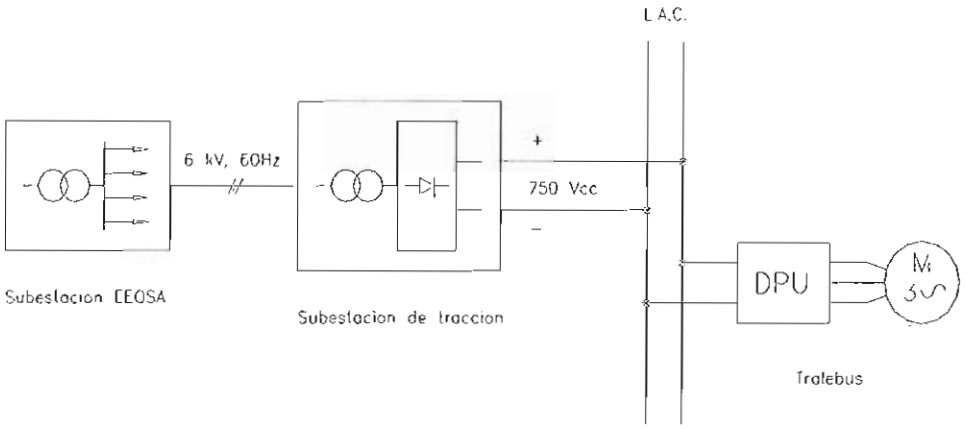


Figura 1.1. Principio de funcionamiento del Sistema Trolebús

Cada subestación de tracción tiene una alimentación exclusiva desde las barras de distribución de una subestación de la EEQSA, a través de un cable subterráneo tripolar, con aislamiento de polietileno reticulado para 8.7/15 kV y recubrimiento de PVC, según lo indicado en la tabla 1.1.

SUBESTACION TROLE	SUBESTACION EEQSA	LONGITUD ALIMENTADOR (m)	CALIBRE CONDUCTOR (mm^2)
Terminal Norte	16	1521	150
Naciones Unidas	13	1373	95
Mariana de Jesús	Carolina	1104	95
El Ejido	Pérez Guerrero	850	95
San Blas	8	961	95
Cumandá	6	497	95
Villaflora	4	521	95
Terminal Sur	4	1096	95

Tabla 1.1. Alimentación a las Subestaciones Rectificadoras[1]

[1] Datos obtenidos de la Unidad Operadora del Sistema Trolebús

Las ocho subestaciones definen siete tramos en la línea de contacto, que se encuentran separados eléctricamente por unas barras aislantes denominadas aisladores de sección. Bajo funcionamiento normal, cada tramo está alimentado por sus dos extremos por las subestaciones adyacentes. La longitud de cada tramo se aprecia en la tabla 1.2

TRAMO	DESDE	HASTA	LONGITUD (m)
A	Terminal Sur	Villaflora	1210
B	Villaflora	Cumandá	2125
C	Cumandá	San Blas	1465
D	San Blas	El Ejido	1350
E	El Ejido	Mariana de Jesús	2360
F	Mariana de Jesús	Naciones Unidas	1465
G	Naciones Unidas	Terminal Norte	1535

Tabla 1.2. *Longitud de los tramos de L.A.C.*[2]

La alimentación de la línea se hace a través de un juego de tres seccionadores por cada polo, ubicados dentro de dos cajas con su respectivo aislamiento, una para el positivo y otra para el negativo, que permiten:

- Corte visible de la alimentación del tramo, desde la S/E correspondiente, para mantenimiento de la L..A.C.

- Aislar completamente la subestación del servicio, para efectos de mantenimiento de la S/E.

- Conectar eléctricamente dos tramos adyacentes de línea, puenteando el aislador de sección y permitiendo que ún mismo punto de la línea sea alimentado por más de dos subestaciones.

Esto da una gran flexibilidad, pues se puede ajustar el esquema de alimentación a las necesidades de la operación y a las características particulares que, en algún momento, puede presentar el sistema, por ejemplo:

[2] Datos obtenidos de la Unidad Operadora del Sistema Trolebús

- Si los fallos de las S/E fuesen muy frecuentes, se pueden puentear aisladores en *n* puntos para que la alimentación a la línea sea más confiable. Esto, sin embargo, complica la maniobra de aislar un tramo cuando los troles están circulando y, en el caso de que *n* es grande, puede incluso dejar alimentado un cortocircuito de línea por una subestación lejana.

- Si las subestaciones son confiables pero existen muchas contingencias en la L.A.C., lo cual se acerca más a la realidad del sistema, se puede separar cada tramo de línea para reducir el número de troles afectados por el disparo de las S/E. Este es el esquema normal de operación y es el que se visualiza en la figura 1.2.

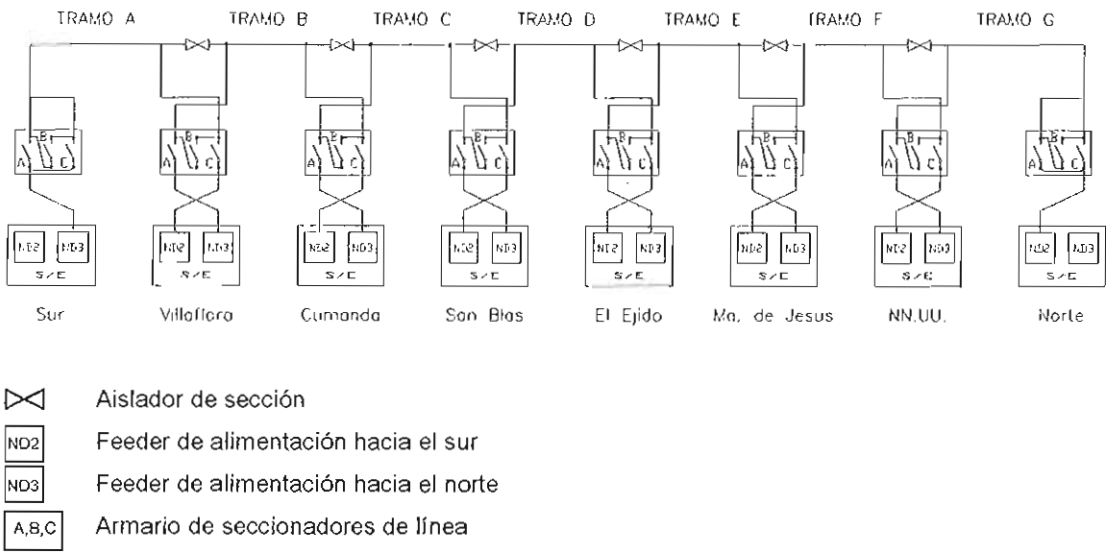


Figura 1.2. *Esquema normal de alimentación a la L.A.C.*

Los seccionadores se denominan A, B y C, de izquierda a derecha, viendo la caja de frente. El seccionador A alimenta siempre hacia el norte y C alimenta hacia el sur. El seccionador B es el que realiza el puenteo para unir eléctricamente dos tramos adyacentes. Se alimentan simultáneamente los dos carriles de circulación: norte-sur y sur-norte, siendo imposible con la presente instalación el cortar tensión en uno solo de ellos. La figura 1.3 muestra detalladamente la conexión desde los seccionadores hacia la línea.

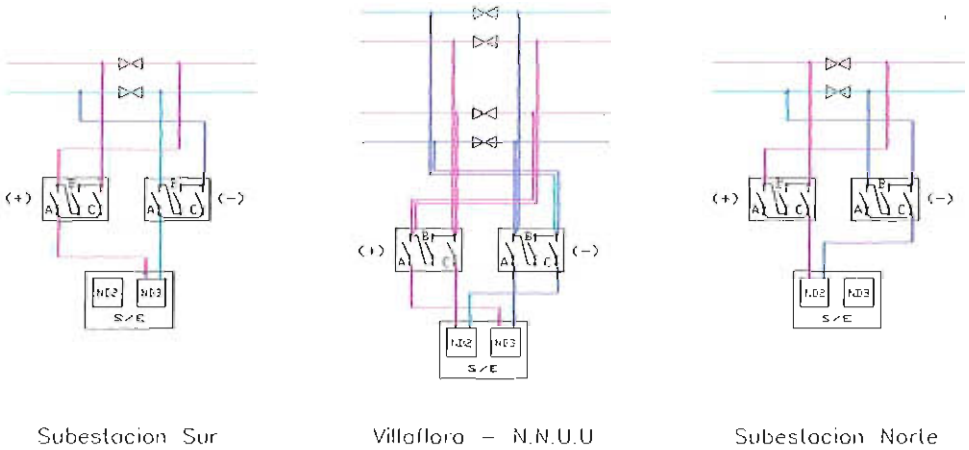


Figura 1.3. Esquema de conexión de seccionadores

1.2. DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS SUBESTACIONES

Las subestaciones de tracción son el nexo entre el sistema de la EEQSA y los trolebuses, pues convierten la energía de la red pública a las condiciones requeridas para la operación de las unidades móviles, a través de un conjunto de equipos de transformación, rectificación, maniobra, protección y control.

Cada subestación es de tipo compacto y está dividida en dos compartimentos: el primero de ellos, al que se tiene normal acceso, es el que alberga todo los equipos de maniobra de la subestación, tanto en alterna como en contínua, así como el rectificador y los servicios auxiliares. El segundo compartimento contiene al transformador de potencia y al de servicios auxiliares, junto con la bobina de aplanamiento y los filtros para los armónicos de salida. La puerta de acceso al segundo cuarto tiene un enclavamiento con los disyuntores de grupo y servicios auxiliares, de manera de evitar el ingreso al mismo con el equipo bajo tensión. Todos los equipos están ubicados sobre una plataforma prefabricada que define una galería entre ella y el piso, para transporte de cables y para las conexiones hacia el exterior.

La figura 1.4 muestra el diagrama unifilar simplificado de una subestación de tracción, en el cual se pueden apreciar sus principales componentes, agrupados en subsistemas o campos, tal como se describe a continuación:

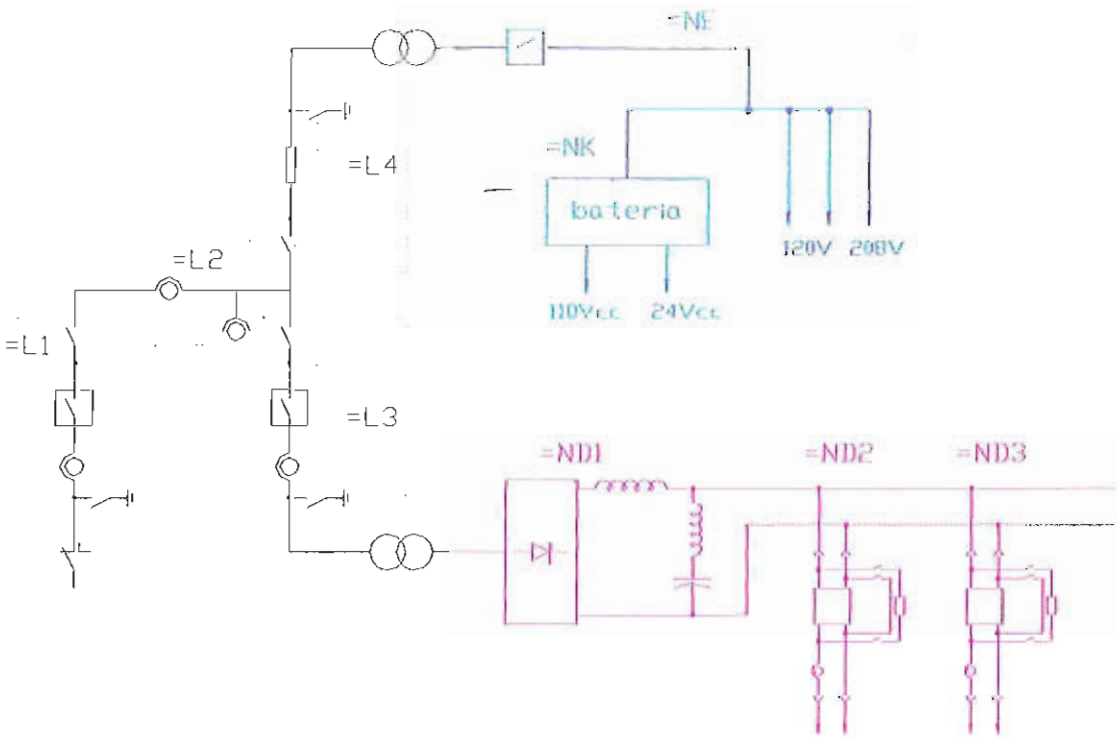


Figura 1.4. Diagrama unifilar simplificado de una Subestación de Tracción

Celda de entrada de línea (=L1).

El campo =L1 está formado por la entrada de línea de alimentación y la protección general de la subestación. El cable tripolar de 6 kV llega a un repartidor mediante juego de pletinas, el cual permite direccionar el suministro de energía hacia la subestación fija o hacia la subestación móvil. Dicho repartidor, que solo se puede maniobrar con el disyuntor de la Empresa Eléctrica abierto, está ubicado en la galería de cables, dentro de un módulo con tapa.

A continuación se encuentra la celda metálica de protección general, que contiene:

- Lámparas de presencia de tensión
- Seccionador de puesta a tierra
- Seccionador tripolar de barras, en SF6
- Disyuntor tripolar de corte en hexafloruro, accionado por motor a 110 Vcc
- Transformadores de corriente para protección
- Relé electrónico de sobrecorriente de tiempo inverso y cortocircuito.
- Compartimento de control, con elementos de mando en su parte frontal y PLC de control en el interior.

Celda de medida (=L2).

La cabina =L2 está compuesta por transformadores de medida, tanto de corriente como de voltaje, para alimentación a un contador de energía electrónico, a un amperímetro y a un voltímetro.

Esta celda de medida se incorpora a barras de distribución, de donde salen la celda de protección del grupo transformador-rectificador y la celda de servicios auxiliares.

Celda de protección del grupo rectificador (=L3).

La celda =L3 corresponde a la protección del grupo transformador-rectificador y está integrada por:

- Seccionador de puesta a tierra
- Seccionador tripolar de barras, en SF6
- Disyuntor tripolar de corte en hexafloruro, accionado por motor a 110 Vcc
- Lámparas de presencia de tensión
- Transformadores de corriente para protección y medida
- Relé electrónico de sobreintensidad de tiempo inverso y cortocircuito.
- Compartimento de control, con elementos de mando y medición en su parte frontal y PLC de control en el interior.

De esta cabina se sale con cable aislado a la alimentación del transformador de potencia y de éste al rectificador. Dichos cables discurren por la parte inferior del edificio.

Celda de servicios auxiliares en media tensión (=L4).

Esta cabina (=L4) dispone de un interruptor-seccionador ruptofusible de corte en hexafloruro con mando manual, lámparas de presencia de tensión, seccionador de puesta a tierra y fusibles de 6kV.

De esta celda, mediante cable aislado, se conecta el transformador de servicios auxiliares y de este al armario de distribución.

Grupo transformador - rectificador (=ND1).

El campo =ND1 está formado por la celda del rectificador, la bobina de aplanamiento de onda, filtro para los armónicos 12 y 24, medida de corriente en barra positiva y negativa y medida de voltaje en barra omnibus. El rectificador es no controlado, con diodos de silicio, y se compone de tres Powerblocks en conmutación de 12 pulsos.

El transformador de potencia que alimenta al rectificador tiene un primario en Y y dos secundarios de 1000 kVA cada cual: uno en Y y otro en Delta, con una conexión Yy0d11. Está ubicado en un cuarto independiente, junto con la bobina de aplanamiento y los filtros de armónicos.

De la celda del rectificador salen dos pletinas, una para el positivo y otra para el negativo, que conforman la barra omnibus. De ella cuelgan las dos celdas de salida de feeder.

Celdas de salida de feeder (=ND2/=ND3).

Existen dos cabinas de salida para alimentación a la línea de contacto, con el mismo equipamiento (=ND2, =ND3). La parte de potencia está instalada sobre un carro extraible:

- Interruptor extrarrápido bipolar de corriente continua, accionado por motor 110 Vcc, con disparador de sobrecorriente estático ajustable.
- Analizador de catenaria por diferencia de tensión y cortocircuito.
- Relé de aumento de corriente (di/dt)
- Equipo de medida de voltaje y de corriente

El panel de control, ubicado en la parte superior, lleva en su interior un PLC de control.

La salida de cada celda de feeder se realiza mediante sendas pletinas de cobre hacia el repartidor situado en la parte inferior de la instalación, para alimentar a catenaria desde la subestación móvil o desde la fija. Desde cada repartidor hasta el armario de seccionadores se sale con cable subterráneo aislado de 1x400mm^2.

Servicios auxiliares (=NE/=NK).

Los servicios auxiliares se componen de los campos =NE/=NK, alimentados desde un transformador trifásico de 10 kVA.

El campo =NE comprende todos los servicios de corriente alterna a 220 V, mientras el campo =NK está formado por el banco de baterías y todos los servicios a 110 Vcc y 24 Vcc.

Se dispone de medidas de voltaje y corriente, tanto en alterna como en continua, y todo está alojado en un armario de control general. El banco de baterías y el cargador respectivo cuentan con un armario metálico independiente.

Instalación de protección (=P).

Las celdas de corriente alterna y continua están aisladas del suelo del edificio y se conectan a tierra a través de un transformador de corriente y relé de puesta a masa.

Las celdas de corriente alterna no tienen contacto físico con las de corriente continua y éstas tampoco con el armario de baterías. De la misma forma, están aislados mediante cunas aislantes los transformadores de potencia y servicios auxiliares.

Todas las conexiones de tierra se hacen con cable de cobre flexible amarillo/verde y mediante terminales de presión.

1.3. DESCRIPCION DEL EQUIPO

El Consorcio AEG-Cobra proporcionó íntegramente las subestaciones que, incluso, vinieron armadas dentro de su edificio desde España. AEG, como miembro del Consorcio, fue el encargado del diseño, ingeniería, equipamiento y montaje.

Se debe diferenciar entre el equipamiento para corriente alterna, de marca MERLIN GERIN, y los equipos de corriente continua proporcionados por AEG que, si bien están alojados en cabinas metálicas similares, tienen características y principios distintos, como se desprende de la descripción a continuación expuesta:

1.3.1. Celdas de alterna.

Las celdas o cabinas de corriente alterna para media tensión, a saber: L1, L2, L3 y L4, son marca MERLIN GERIN y pertenecen a la gama SM6, de dimensiones reducidas, que son concebidas para instalación interior y para simplificar la explotación mediante la agrupación de todos los mandos sobre un mismo compartimento frontal.

Son celdas modulares equipadas con aparamenta fija, bajo envolvente metálica, que utiliza el hexafloruro de azufre como elemento aislante y agente de corte. Están dedicadas a la parte de media tensión de los centros de transformación y distribución de hasta 24 kV. El grado de protección de la envolvente externa y de los tabiques laterales de separación de celdas es IP3X y, para el resto de compartimentos, es IP2X.

Los aparatos que equipan la gama SM6 se caracterizan por una vida útil prolongada (30 años), ausencia de mantenimiento de las partes activas, nivel de sobretensiones reducido y seguridad de funcionamiento

Los campos =L1 y =L3 son celdas tipo DM1-C, que contienen:

- Seccionador III de barras de 400 A, 24 kV, en SF6
- Disyuntor de corte en SF6, de 400 A, 16 kA, 24 kV, mando motorizado a 110 Vcc y bobina de apertura por mínima tensión
- 3 transformadores de corriente para protección y medida, relación 300/5-5 A, 80 In, 15 VA, 5P10 y 15 VA, Cl 0,5
- Seccionador de puesta a tierra de 24 kV, 40 kA
- Lámparas de presencia de tensión para Us < 7,2 kV
- Embarrado III aislado para 400 A.

El interruptor automático Fluarc SF1 está constituido por 3 polos separados, cada cual contiene todas las partes activas dentro de una envolvente estanca de material aislante, sellada de por vida, y rellena de SF6 a la presión relativa de 0.5 bar. Utiliza el principio de corte por autocompresión del gas, que reduce las sobretensiones de maniobra.

Como seccionador se utiliza un interruptor manual que incorpora, a la vez, un seccionador de puesta a tierra. Tiene 3 contactos rotativos, colocados en el interior de un cárter de resina de epoxy, relleno de SF6 a una presión relativa de 0,4 bar. El interruptor puede estar en 3 posiciones: cerrado, abierto y a tierra, lo que constituye un enclavameinto natural que evita cualquier falsa maniobra. La rotación del equipo móvil se efectúa con la ayuda de un mecanismo de acción brusca independiente del operador. Para el corte, la combinación del campo magnético creado por un imán permanente y de la intensidad de arco, provoca una rotación del arco alrededor del contacto fijo, su alargamiento y enfriamiento hasta la extinción al paso de la corriente por cero.

El campo =L2 consiste en una cabina tipo GBC-B, para medida de corriente y voltaje con entrada y salida superior por barras, conteniendo:

- 3 transformadores de corriente para medida, relación 300/5A, 15VA, Cl 0.5, 80 In.
- 3 transformadores de voltaje, relación 6000:√3/110:√3 V, 50 VA Cl 0.5.
- Embarrado III aislado.

Finalmente, =L4 esta formada por una celda de interruptor fusibles-combinados para salida inferior por cable, tipo QM, que contiene:

- Juego de barras tripolar para 400 A
- Interruptor-seccionador ruptofusible en SF6, 24 kV, 400 A, 16 kA, con mando manual y bobina de disparo a 110 Vcc.
- Seccionador de puesta a tierra superior en SF6
- 3 fusibles FUSARC de 6 kV, norma DIN 43.625
- Seccionador de puesta a tierra inferior, en aire,
- Lámparas de presencia de tensión para Us < 7,2 kV

1.3.2. Grupo transformador-rectificador.

El rectificador está alimentado por un transformador de 2000 kVA, de dos secundarios, con grupo de conexión Yy0d11, según se aprecia en la figura 1.5

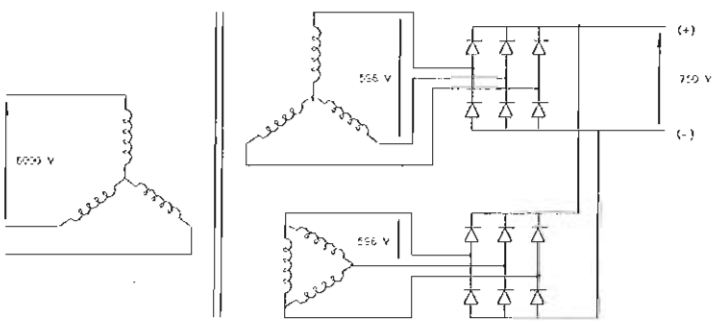


Figura 1.5. Esquema de conexión del grupo transformador-rectificador

El transformador es ABB-Diestre, y tiene las siguientes características:

Tipo	2.000/7,2
Potencia	2000 kVA
Aislamiento	Aceite
Voltaje primario	6000 V ± 2*2,5%
Voltajes secundarios	596-596 V
Grupo de conexión	Yy0d11
Frecuencia	60 Hz
Tensión de cortocircuito	6%
BIL	95 kV

En cuanto a su capacidad de sobrecarga, cumple con la norma DIN 41756, clase VI, o IEC 146, clase VI, que definen un régimen de carga de:

100% In	continuo
150% In	2 horas
300% In	1 minuto

El rectificador es para instalación interior y está dentro de una cabina metálica. La refrigeración se realiza de manera natural, mediante ranuras en la puerta frontal y la abertura del techo de la celda. Por el tipo de construcción modular, se minimizan los ruidos, depósitos de polvo y el mantenimiento.

El rectificador es AEG, compuesto de 3 Powerblocks tipo GRE 3.1 en conmutación de 12 pulsos. Cada Powerblock tiene 8 diodos tipo D2209 N2400 T, dos en paralelo por cada rama. Los diodos de disco están equipados con piezas refrigeradoras y protegidos cada uno por un fusible, que da una señal de desconexión, en caso de fusión, al disyuntor de protección del grupo y a los disyuntores extrarrápidos de salida de feeder.

Las características principales del rectificador son:

Fabricante	AEG
Potencia Nominal	1450 kW
Voltaje nominal	750 V
Capacidad de carga	según DIN 41756, clase VI
No. de diodos	24
Temperatura ambiente	40°C
Refrigeración	AN

Dentro de la celda del rectificador están ubicados además los siguientes elementos:

- 2 Redes RC de amortiguación para los diodos, instaladas al lado de alterna, que sirven también como protección del rectificador ante sobrevoltajes externos de la red trifásica.

- 1 Amortiguación de continua, mediante un limitador de sobrevoltaje o varistor, como protección frente a sobretensiones externas e internas.
- 2 Resistencias Shunt intercaladas en las barras de positivo y negativo para medición de la corriente de salida.
- 1 Convertidor de tensión para medida del voltaje de salida
- 1 Sonda de temperatura

A la salida del rectificador, antes de la conexión de los dos feederes, está el equipo de aplanamiento de onda y filtrado de armónicos, que físicamente se ubica en el segundo cuarto, junto con los transformadores. Los filtros son necesarios en el lado de continua del rectificador para evitar interferencias con los circuitos telefónicos cercanos a la L.A.C.

- BOBINA DE APLANAMIENTO DE ONDA

Bobina con núcleo de aire, de 0,1 mH y 1500 A. Sobrecargas según DIN 41756, clase VI

- FILTRO PARA EL ARMÓNICO 12

Bobina y capacitor en serie, sintonizados a la frecuencia de 720 Hz:

Bobina de 4.88 mH ± 10% y40 A.

Capacitor de 10 μF ± 10% y 2000 V.

- FILTRO PARA EL ARMÓNICO 24

Bobina y capacitor en serie, sintonizados a la frecuencia de 1440 Hz:

Bobina de 2,4 mH ± 10% y15 A.

Capacitor de 5 μF ± 10% y 2500 V.

Las bobinas de los filtros son de cobre y tienen un aislamiento de resina sintética. Están formadas por dos discos concéntricos cuya separación variable permite una regulación de la inductancia de ±10% para así conseguir el circuito resonante a la frecuencia deseada, dependiendo de la capacitancia real del condensador.

Los capacitores son marca Roederstein tipo GMKP que, por sus características constructivas, pueden ser utilizados aún después de producirse una descarga

eléctrica. El dieléctrico es una película de polipropileno metalizado que garantiza una larga operación y alta confiabilidad.

1.3.3. Salidas de feeder.

Las cabinas de salida de feeder contienen, sobre un carro extraible, al disyuntor extrarrápido para corriente continua y al circuito de análisis de catenaria. En la parte posterior de las celdas se encuentran los contactos fijos y las barras colectoras, mientras que en la parte inferior se ubican los repartidores para conexión de cables. Al extraer el carro enchufable quedan cubiertas automáticamente las partes bajo tensión, evitando el riesgo para el operador.

El interruptor es bipolar, tipo MEY-RAPID 1000/II de AEG, con mando motorizado, para una corriente nominal de 1200 A y un voltaje de 1200 V.

Su capacidad de sobrecarga está dada por:

100% In	continuo
110% In	2 horas
150% In	2 minutos
300% In	20 segundos

Tiene incorporado un relé, llamado relé kg, que permite la apertura automática del disyuntor por una sobrecorriente instantánea, cuyo valor puede ser regulado entre 2 y 4 kA.

Este relé consta de un electroimán excitado por la corriente principal circulante por el disyuntor. Si la intensidad sobrepasa el valor estático de disparo preajustado, el campo magnético generado por el electroimán provoca una atracción instantánea del núcleo de percusión, que hace salir de manera inmediata al contacto móvil de su enclavamiento, produciéndose la apertura simultánea de los dos polos, interrumpiendo el circuito.

La desconexión del MEY-RAPID puede ser ordenada además por un relé de disparo accionado por el relé de aumento de corriente o di/dt, que es externo al disyuntor, y

sirve para la detección de cortocircuitos lejanos; o también por un relé de mínima tensión

Para la extinción del arco, cada polo tiene su respectiva cámara apagachispas, separadas una de otra por tabiques de separación.

El circuito de análisis de catenaria opera como una vía alterna para la corriente que sale a la línea ante una orden de conexión del disyuntor. Su función es medir la caída de voltaje, ocasionada por la corriente circulante hacia la línea, sobre una resistencia y compararla con un valor predeterminado que representa un cortocircuito en catenaria. Dependiendo del resultado obtenido, se producirá o no la conexión del extrarrápido. Cuenta para ello con un contactor tripolar, una resistencia de prueba y dos fusibles de protección.

Las cabinas de salida de feeder contienen además los siguientes equipos auxiliares:

- 1 Resistencia shunt de 2000 A/60 mV, para medición de la corriente de salida
- 1 Convertidor de tensión para medida del voltaje de catenaria
- 1 Transformador de impulsos para alimentar al relé di/dt
- 1 Relé de aumento de corriente (di/dt)

1.3.4. Relés de protección.

Dentro de la instalación se contemplan principalmente tres tipos de relés de protección:

- Relé de sobrecorriente y cortocircuito, incorporado en las celdas =L1 e =L3, para protección general de la subestacion y del grupo transformador-rectificador.
- Relé de aumento de corriente di/dt, que actúa sobre los interruptores extrarrápidos de =ND2 e =ND3, para protección de la subestación ante cortocircuitos lejanos.
- Relés supervisorios de mínima tensión y fallas a tierra.

La protección general y del grupo transformador - rectificador es de sobrecorriente y cortocircuito y está a cargo de dos relés ***AEG PS 431***.

El PS 431 es un dispositivo digital multifuncional que se puede utilizar para protección de sobreintensidad, de tiempo dependiente o independiente, o como protección de reserva en dispositivos de protección diferencial o de distancia. El acceso al relé se realiza a través de un teclado frontal y dos displays, que permiten el manejo de registros en los que se almacenan: parámetros de ajuste y configuración, datos del funcionamiento o información de sucesos. También se puede acceder al relé mediante una interfaz serie con un computador, a través del software adecuado.

El PS 431 posee 4 circuitos de medida: L1, L2, L3 e IE, con toma para 1 y 5 A, a las que ingresan las magnitudes secundarias de los transformadores de corriente. Tiene además 2 entradas binarias, 4 relés de salida y 6 diodos luminosos, todos de función asignable según el contenido de los registros programables.

El relé de aumento de corriente es el ***AEG BU-0/R3***, y sirve para proteger la instalación de continua de los cortocircuitos lejanos, en los cuales el valor de la corriente puede ser inferior a las corrientes normales requeridas por la flota. Es necesario por cuanto el relé kg, que es el disparador estático del extrarrápido, esta calibrado de manera de soportar las elevadas corrientes de arranque de los trolebuses y no siente, por tanto, las corrientes de cortocircuito pequeñas. El relé di/dt en cambio es capaz de identificar las pequeñas corrientes de cortocircuitos lejanos y dar una orden de disparo al interruptor extrarrápido para la desconexión del circuito.

El BU-0/R3 recibe su señal de entrada a través de un transformador de impulsos, cuya salida secundaria es directamente proporcional a la velocidad de aumento de corriente en el circuito primario. Esta señal es elaborada en el relé y comparada con valores límites preestablecidos. Si uno de los parámetros es superado, se da una orden de disparo a través de un disparador de condensador.

La calibración de este relé se realiza mediante tres potenciómetros que afectan a la curva característica de operación. Una mala calibración puede producir disparos no deseados de los extrarrápidos, ya sea por arranques bruscos de las unidades móviles o por el paso de una unidad por un aislador de sección.

El último tipo de relés comprende a los vigilantes de tensión y a los relés de puesta a tierra, que son los descritos a continuación, todos de marca AEG:

RAUN2A: Relé que supervisa la simetría entre las 3 fases del secundario del transformador de servicios auxiliares y está ubicado en la celda =NE. Consta de 2 potenciómetros: el primero fija en porcentaje la máxima asimetría permitida, regulable entre 5 y 15%. El segundo determina el tiempo que debe estar presente la condición de asimetría antes de que el relé actúe, regulable entre 0,5 y 5 segundos. La ctuación del relé da como resultado una alarma sonora y visual.

RUg: Existen dos relés de este tipo, ambos en la instalación =NK, que supervisan los 110 Vcc y 24 Vcc utilizados para control. Tienen dos potenciómetros: uno para determinar el voltaje de disparo como una fracción del voltaje nominal y otro para establecer el voltaje de reposición con referencia al voltaje de disparo. El disparo de estos relés tiene solamente tratamiento de alarmas.

RSN 11: Cualquier derivación a tierra existente en las celdas de alterna, en el transformador de potencia o en el transformador de servicios auxiliares es traducida por sendos transformadores de corriente e interpretada por uno de estos tres relés. Mediante dos potenciómetros puede regularse la corriente de disparo, como múltiplo de la corriente secundaria del transformador de corriente, y la corriente de reposición como un factor de la corriente de disparo. Cualquiera de ellos, al actuar, da una señal que deja fuera de servicio a toda la subestación.

84480-847-3A: Es el equivalente del relé AEG RSN 11, aplicado a las celdas de continua. Posee un contacto dentro de una ampolla de gas cuya separación del conductor de tierra es graduable y determina la corriente de actuación. Su disparo deja igualmente fuera de servicio a toda la subestación.

1.3.5. Banco de baterías.

El conjunto cargador - batería es de fabricación SAFT IBERICA, y consta fundamentalmente de:

- Una batería de acumuladores SAFT de niquel cadmio, tipo SBM 65
- Un cargador monofásico SAFT, a tensión constante e intensidad limitada, tipo UC

El conjunto está conectado en tampón, de manera que la corriente suministrada por el cargador es función del estado de carga de la batería y de la demanda de corriente de los circuitos de utilización.

Las situaciones principales de funcionamiento son:

PRESENCIA DE RED: El cargador alimenta los circuitos de utilización y procura la corriente de carga de mantenimiento de la batería.

AUSENCIA DE RED: La batería suple de manera inmediata al cargador en la alimentación de los circuitos de utilización, durante toda la duración de su autonomía.

RETORNO DE RED: El cargador alimenta los circuitos de utilización y asegura la carga rápida de la batería. Una vez efectuada ésta, se establece automáticamente el régimen de flotación.

En cualquiera de las situaciones anteriores, el equipo es capaz de atender demandas de los circuitos de utilización de importantes puntas de corriente. Estas puntas las suministra o completa la batería en caso de ausencia de red o de que el cargador alcance el valor de su limitación de corriente.

El banco de baterías consta de 84 acumuladores conectados en serie, con una capacidad de 65 Ah. Están constituidos por placas de bolsas delgadas montadas en vasos de plástico. Estas bolsas contienen hidróxido de níquel (electrodo positivo) e hidróxido de cadmio (electrodo negativo). El electrolito es una solución de potasa de muy poca resistividad.

Los diferentes regímenes de carga de la batería son:

CARGA DE FLOTACIÓN: mantiene la batería en estado de plena carga bajo un voltaje constante de 1.40 V ± 1% por cada acumulador y una corriente de valor muy

pequeño, por el orden de las décimas de amperio. La carga de flotación es permanente, salvo durante los procesos de carga rápida o excepcional

CARGA RAPIDA: produce la recarga de la batería bajo una tensión constante de 1.45 V ± 1% por cada acumulador, y se establece automáticamente después de un período de ausencia de red. La corriente de carga rápida presenta en un inicio elevados valores y luego decrece lentamente hasta alcanzar las décimas de amperio. Su duración es proporcional a la descarga sufrida por la batería durante el período de ausencia de alimentación.

CARGA EXCEPCIONAL: produce una fuerte carga de la batería aplicando un voltaje constante de 1.65 V por cada acumulador. Se establece manualmente y se utiliza en la puesta en marcha del equipo o también de manera periódica, cada año, para conservar en su estado óptimo las características de la batería.

Para todos los regímenes de carga existe una limitación automática de la corriente suministrada por el cargador, siempre inferior a 1.1*In*, donde *In* es la corriente nominal del cargador.

Las características principales del equipo son:

Fabricante	SAFT/NIFE
Tipo	UC-16 A-84 SBM65
Alimentación	220 V, 60Hz
Voltaje de salida	110 Vcc
Corriente del rectificador	16 A
Elementos	Ni-Cd
No. elementos	84
Capacidad	65 Ah

Tanto el cargador como la batería se alojan en un armario metálico, que contiene bandejas extraíbles para el montaje de los vasos, que simplifica al máximo el mantenimiento. En la parte frontal superior del armario se sitúan los aparatos de medida y señalización.

1.3.6. Sistema de control y alarmas.

El control de las subestaciones está a cargo de cinco controladores lógicos programables (PLC) que contienen toda la lógica necesaria para correcta operación de la instalación. Ellos manejan desde una lámpara de señalización hasta la apertura de un disyuntor, juntamente con todas las alarmas y enclavamientos. Existe además en cada subestación un sexto PLC, dedicado al manejo de la telealarma y telemedida.

Todos los PLC's son AEG MODICOM 984-145, modelo compacto, que son de los más pequeños de la familia 984 de MODICOM pero, a pesar de ser una aplicación de bajo costo, reúnen todas las características de los grandes autómatas. Ofrecen la versatilidad de una construcción totalmente modular, gran velocidad de comunicación peer-to-peer y una potente lógica de escalera.

El controlador Compact 984 incluye funciones ampliadas que permiten realizar movimiento de datos, aritmética integral de doble precisión, operaciones matemáticas de punto flotante, controladores PID y creación de subrutinas. Su memoria RAM para almacenamiento de la lógica programable es de 8 kwords y de 1920 registros para almacenar datos, y es mantenida por una batería de Litio en el caso de fallo de la alimentación. También es posible almacenar su memoria en una tarjeta EEPROM, del tamaño de una tarjeta de crédito.

El software para su programación se denomina MODSOFT y permite el desarrollo del programa en base de un diagrama de contactos, usando lógica de relés y bloques de función. El programa lógico almacenado y resuelto por el controlador conecta con la subestación mediante los módulos de entradas y de salidas correspondientes, alojados junto al CPU en bastidores o "racks". La comunicación entre estos módulos y el CPU se realiza mediante el OURBUS, que es un bus de datos incorporado en la base de los bastidores.

Las tarjetas utilizadas en los autómatas son:

CPU 984-145: Unidad Central de Proceso, que incluye los puertos de comunicación, direccionamiento y alimentación. Tiene una memoria de 10 kwords y un tiempo de scan de 5 ms/k.

DEP 216: Tarjeta de entradas digitales, que soporta 16 entradas de 24 Vcc

DAP 208: Tarjeta de salidas de relé, con 8 salidas normalmente abiertas de hasta 2A

ADU 206: Tarjeta de entradas analógicas, con 4 entradas de voltaje continuo entre -10 y +10 Vcc

La tabla 1.3 resume la ubicación de cada PLC y las instalaciones por cada cual gobernadas.

No. de PLC	Ubicación	Control sobre
1	=L1	=L1, =L2, =L4
2	=L3	=L3, =ND1
3	=ND2	=ND2
4	=ND3	=ND3
5	=EN	=NE, =NK, =P
6	=EN	Telemedida

Tabla 1.3. *Ubicación y control de cada PLC*

Todos los controladores se comunican entre sí mediante una red de comunicaciones de alta velocidad denominada MODBUS PLUS. Esta es una red de área local (LAN), que permite la comunicación de los PLC's en modo "peer to peer", es decir a igual nivel, a una velocidad de un millón de bits por segundo, a través de un cable de par trenzado. Cada CPU se identifica de otro a través de una dirección establecida por micro-interruptores situados en su parte frontal.

Toda la información y las alarmas procesadas por los PLC's son compartidas vía red MODBUS PLUS con un panel de control por video denominado PanelMate. En lugar de lámparas y medidores, el PanelMate dispone de una pantalla de vídeo de 13 pulgadas en la que se visualizan todas las alarmas y el estado de los equipos de potencia de la instalación. Para el manejo de pantallas y la introducción de comandos de control dispone de un teclado tipo membrana de fácil acceso.

Los autómatas cuentan además con una red de comunicaciones MODBUS, que permite la comunicación entre los controladores programables y el programador u operador de la instalación, utilizando un protocolo "master/slave". Mediante un

computador personal, se pueden leer señales discretas, leer y escribir registros de salida, leer entradas analógicas y forzar bobinas a estado ON u OFF, permitiendo simular fallos para comprobar la correcta operación de los equipos.

Utilizando esta red, el PLC de telealarma y telemedida se comunica con un módem dentro de cada subestación para enviar toda la información pertinente a un computador central, ubicado en los talleres. El sistema de telealarma y telemedia permite un monitoreo permanente de las ocho subestaciones e indica de manera inmediata la aparición de un fallo. Proporciona información en tiempo real sobre corrientes, voltajes y consumos de energía activa y reactiva, facilitando la elaboración de varios reportes resumidos.

CAPITULO II

PRINCIPIOS BÁSICOS SOBRE RECTIFICADORES

2.1. INTRODUCCION

La electrónica de potencia se ha desarrollado en base de la técnica de conversión, que tiene una tradición de decenios. En sus inicios se construyeron convertidores bastante simples, como rectificadores no controlados que, a principios de este siglo, se utilizaron para carga de baterías. Posteriormente se encontraron otros campos de aplicación para esta tecnología rápidamente creciente, ya sea en la alimentación a redes urbanas de corriente continua o en el servicio ferroviario.

La conversión se utiliza para el control y la transformación de la energía eléctrica, y se logra mediante el uso de válvulas convertidoras, que son elementos funcionales que pasan periódica y alternativamente del estado de conducción al de bloqueo. Estas válvulas se pueden clasificar en dos tipos:

- Válvulas convertidoras verdaderas, cuya conductividad depende del sentido de la corriente: válvulas de alto vacío, de descarga en gases o de materiales semiconductores.

- Válvulas no verdaderas, donde la conductividad no depende del sentido de la corriente y deben su operación al accionamiento periódico de contactos mecánicos o dispositivos similares: conmutadores, generadores de polos

conmutables, vibradores mecánicos, convertidores rotativos de contactos o turbinas de chorro de mercurio.

Con la utilización de los convertidores y de estas válvulas se puede controlar el flujo energético entre diferentes sistemas de corriente y acoplar, básicamente, redes de corriente alterna y de corriente continua, a través de cuatro funciones esenciales:

Rectificación:	AC --> DC
Ondulación o inversión:	DC --> AC
Conversión de corriente continua:	DC --> DC
Conversión de corriente alterna:	AC --> AC

En general, un convertidor transforma una entrada de magnitud V_I, frecuencia f_I y número de fases m_I en una señal de salida de magnitud V_o, frecuencia f_o y número de fases m_o. En ciertos casos, el flujo de potencia a través del convertidor puede ser reversible, intercambiando entrada y salida.

Además de estas cuatro funciones, los convertidores se utilizan en otras aplicaciones como la generación de potencia reactiva y la conexión y desconexión de circuitos.

Dentro de la tracción eléctrica, los equipos convertidores han pasado, históricamente, por las siguientes etapas:

- Grupo motor-generador
- Conmutatrices
- Rectificadores de vapor de mercurio
- Rectificadores de silicio

En la figura 2.1. se visualizan los rendimientos comparativos de estos cuatro tipos de convertidores, bajo similares condiciones de explotación.

Las primeras subestaciones de tracción estaban constituidas por motores trifásicos sincrónicos, acoplados a una o dos generatrices de corriente continua. Este tipo de subestaciones prácticamente ha desaparecido.

Posteriormente, y como una solución más evolucionada, se implementaron las conmutatrices, que reunían las dos funciones del grupo motor-generador dentro de un mismo equipo y aún se utilizan en ciertas administraciones ferroviarias .

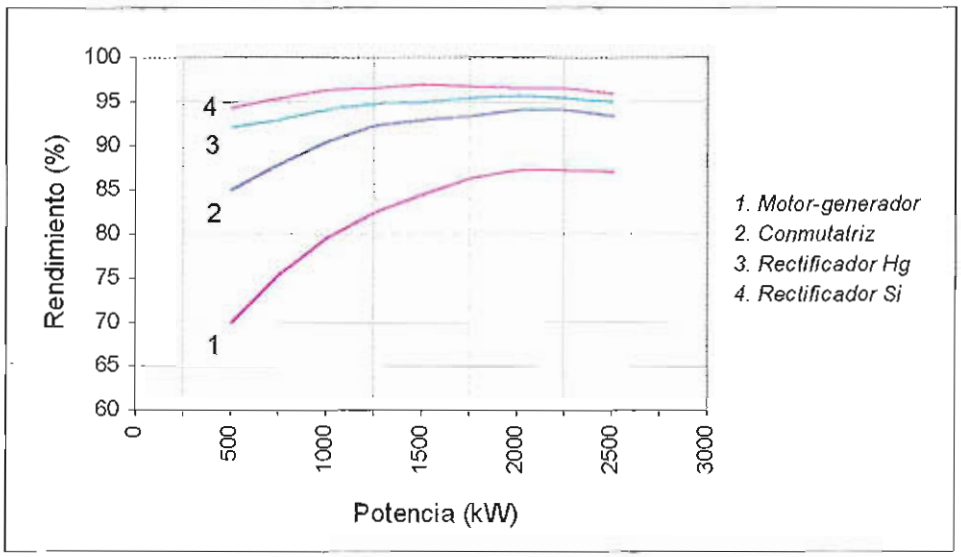


Figura 2.1 *Rendimiento de los equipos convertidores*[3]

A principios del presente siglo se desarrollaron las primeras válvulas de descarga de gas, en las que las funciones periódicas de conexión y desconexión se realizan por descargas eléctricas de arco. En 1922 se aplica a la tracción eléctrica el rectificador de mercurio, una vez que se conoció el método de control de rejilla para la regulación de voltaje. Debía diferenciarse entre las válvulas de vapor de mercurio con excitación permanente, los llamados excitrones, y con varilla de encendido, los ignitrones, que tenían una cuba más pequeña y requerían menor mantenimiento.

En los años cincuenta se logró desarrollar diodos semiconductores de material monocristalino, primero como diodos de germanio y después como diodos de silicio. Estos, juntamente con el desarrollo de los primeros tiristores en 1958, revolucionaron el mundo de los convertidores por sus grandes ventajas sobre las válvulas de vapor de mercurio, tales como una baja tensión de disparo, ausencia de reencendido, menor tamaño, mayor rendimiento y menores exigencias de refrigeración.

Para corrientes elevadas, los componentes semiconductores más importantes son los diodos, los tiristores y los transistores de potencia, que hoy se construyen casi exclusivamente de silicio monocristalino. Estas interruptores semiconductores actúan

como válvulas verdaderas y tienen una característica no lineal, determinada por un estado de bloqueo y un estado de conducción.

2.2. PROCESOS DE CONMUTACION.

Un circuito convertidor es una combinación de fuentes de voltaje, transformadores, acumuladores de energía, convertidores de energía e interruptores semiconductores de accionamiento periódico. Cada proceso de conexión y desconexión de los interruptores viene determinado por la transición del estado de bloqueo al de conducción y viceversa, debiéndose observar siempre, en cada maniobra, que en el circuito no deben violarse dos condiciones esenciales: en las inductancias no puede variarse bruscamente la corriente y en los capacitores no puede alterarse instantáneamente el voltaje.

Dentro de los convertidores, el cierre y apertura de interruptores es necesario para producir el paso de la corriente de una a otra rama del convertidor. Sin embargo, durante este proceso de conmutación, las dos ramas involucradas conducen simultáneamente, mientras una corriente de conmutación se establece entre las dos ramas hasta trasladar la corriente de carga de la primera rama a la segunda. Una vez efectuada esta transición de la corriente, se finaliza el proceso de conmutación con la apertura del interruptor de la primera rama.

Para que se produzca un ciclo de conmutación correcto, es necesario un voltaje de conmutación apropiado. El voltaje de conmutación u_k se define como la diferencia entre los voltajes de la segunda y la primera rama. Si como voltaje de conmutación se utilizan los voltajes de la red alterna se habla de conmutación natural. Si se emplean para la conmutación los voltajes alternos producidos por la carga, se habla de conmutación por carga. Si, por el contrario, dentro del circuito de conmutación no existen tensiones naturales, hay que forzar la conmutación aplicando un voltaje auxiliar o elevando la resistencia de la rama por apagar, y se habla de conmutación forzada.

La conmutación natural determina el funcionamiento interno de los convertidores de guiado independiente, que son aquellos que precisan de una fuente independiente de tensión alterna, no perteneciente a los mismos, que les abastezca de voltaje de conmutación mientras dura ésta (DIN 41 750 Hoja 2). En la conmutación natural la válvula convertidora con mayor potencial toma a su cargo la corriente de la válvula precedente. Este traspaso de corriente se produce durante un intervalo de tiempo finito, conocido como tiempo de solapamiento o traslape.

En adelante, y para centrar el estudio a las subestaciones de tracción, nos referiremos únicamente a los rectificadores guiados por red, donde el voltaje de conmutación es proporcionado por la red, a través de un transformador.

2.3. RECTIFICADORES GUIADOS POR RED.

Los rectificadores guiados por red, como ya se mencionó anteriormente, necesitan de los voltajes existentes en la red alterna, sea esta monofásica o trifásica, para la conmutación.

La configuración más elemental es la de los rectificadores monofásicos de media onda, que utilizan una única válvula convertidora y presentan a su salida una sola pulsación durante un período de la señal alterna. Más utilizados son los rectificadores monofásicos de onda completa, ya sea con tap central o puente, que presentan dos pulsaciones durante un período. No obstante, para aplicaciones industriales y potencias considerables se utilizan convertidores polifásicos, que permiten obtener a la salida un rizado menor y de una frecuencia más elevada, más fácil de filtrar.

A continuación nos referiremos al puente trifásico de seis pulsos, que se conoce en Europa como un circuito Graetz, que bien puede ser controlado y utilizar como válvulas SCR´s, o no controlado en base de diodos rectificadores. En las subestaciones de tracción del sistema trolebús se utilizan dos circuitos de este tipo conectados en paralelo para obtener una configuración de 12 pulsos.

2.3.1. Voltaje continuo en vacío.

Si se considera en primera instancia un comportamiento ideal, el voltaje de salida de un rectificador trifásico no controlado en configuración de puente Graetz está formado por 6 pulsos, que corresponden a las crestas de los voltajes de línea V_{LL}, según se muestra en la figura 2.2.

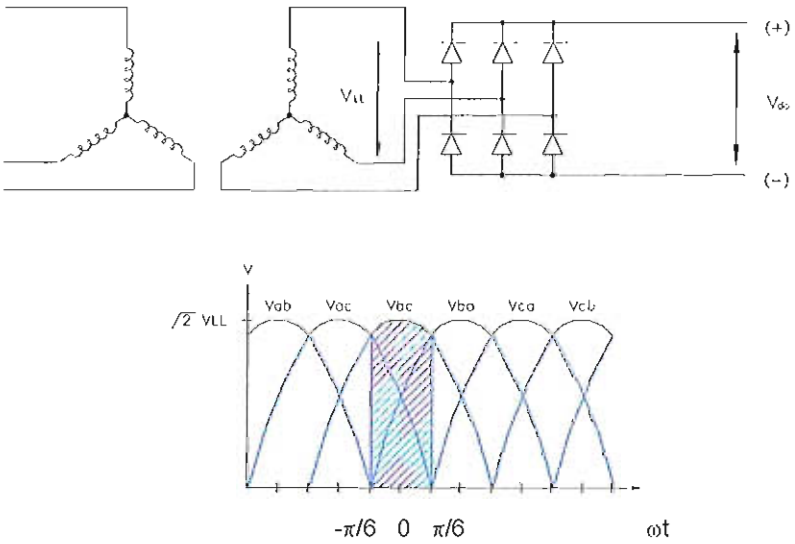


Figura 2.2. Rectificador trifásico de 6 pulsos y su voltaje de salida en vacío

La duración de cada pulso es un sexto del período de la red, es decir $2\pi/6$ rad. Puesto que no existe un ángulo de control, el voltaje medio en vacío se puede encontrar por la expresión[2]:

$$V_{do} = \frac{6}{2\pi}\int_{-\pi/6}^{\pi/6}\sqrt{2}V_{LL}\cos(\omega t)d\omega t$$

(ec. 2.1)

$$V_{do} = \frac{6}{\pi}\sqrt{2}V_{LL}\,\mathrm{sen}\frac{\pi}{6}$$

Generalizando esta expresión para un rectificador con número de pulsos p, se tiene[2]:

$$V_{do} = \frac{p}{\pi}\sqrt{2}V_{LL}\,\mathrm{sen}\frac{\pi}{p} \qquad \textbf{(ec. 2.2)}$$

Si se utilizan tiristores como válvulas convertidoras, es posible retrasar el instante de encendido del elemento una vez que este se halla polarizado directamente para, de

esta manera, tener control sobre el voltaje de salida en función del ángulo de disparo α. El valor medio del voltaje de salida se puede calcular retrasando los límites de integración en un ángulo α, obteniéndose[2]:

$$V_{do} = \frac{p}{\pi}\sqrt{2}V_{LL}\,\mathrm{sen}\frac{\pi}{p}\cos\alpha \qquad \textit{(ec. 2.3)}$$

es decir:

$$V_{do\alpha} = V_{do}\cos\alpha$$

2.3.2. Regulación de voltaje.

Si el rectificador se carga con una corriente continua I_d, el valor medio del voltaje de salida decrece por efecto de la caída de voltaje. Esta caída de voltaje consta de tres componentes diferentes: una variación de voltaje inductiva *Dx*, debida al proceso de conmutación, una caída de voltaje óhmica *Dr* y una disminución por el voltaje directo de las válvulas convertidoras.

La variación de voltaje inductiva D_x es producida por las inductancias L_s del circuito de conmutación que, como se vio anteriormente, impiden una transferencia instantánea de corriente de una fase a otra, haciendo necesario un intervalo de traslape en el cual conducen las dos ramas simultáneamente. Mientras dura la conmutación, existe un cortocircuito transitorio en la red alterna a través de las dos válvulas conductoras, que determina una salida instantánea igual al promedio de los voltajes instantáneos de las dos fases involucradas. Por este proceso, se pierde una parte del valor medio del voltaje de salida equivalente a[4]:

$$D_x = \frac{\omega L_s I_d}{2\pi/p} \qquad \textit{(ec. 2.4)}$$

que no es más que la caída de voltaje en la inductancia *Ls*, y con lo cual:

$$V_{d\alpha} = V_{do\alpha} - D_x$$

Otra manera de expresar el voltaje de salida es en función del ángulo de traslape μ y del ángulo de control α[2]:

$$V_{d\alpha} = V_{do} \frac{\cos\alpha + \cos(\alpha + \mu)}{2} \qquad \textit{(ec. 2.5)}$$

Vale la pena resaltar que la duración del ángulo de traslape μ depende, a más de la corriente de carga I_d, de la magnitud del voltaje de conmutación en el momento de encendido de la válvula, es decir, depende del ángulo de control α: para α = 0°, la corriente decrece de forma relativamente lenta, pues el voltaje de conmutación es pequeño, y da lugar a un ángulo de traslape grande; para α = 90°, el voltaje de conmutación es máximo y también la variación de corriente, por lo cual el ángulo de conmutación se hace mínimo.

La caída de voltaje óhmica se puede calcular en base de las resistencias del circuito de conmutación, y es proporcional a la corriente de carga[2]:

$$D_r = R_k I_d \qquad \textit{(ec. 2.6)}$$

La caída por voltaje directo de los interruptores (V_f) está en el orden de 1 a 3 voltios por cada semiconductor de potencia en serie y puede considerarse constante para cualquier condición de carga, pues la parte resistiva de las válvulas se puede incluir en D_r. En convertidores de potencia, las caídas de voltaje resistivas y por voltaje directo no son representativas frente a la caída de voltaje inductiva, como consecuencia de la tensión de cortocircuito relativamente alta de tales instalaciones.

La figura 2.3. muestra la característica de carga de un rectificador guiado por red con ángulo de control α = 0.

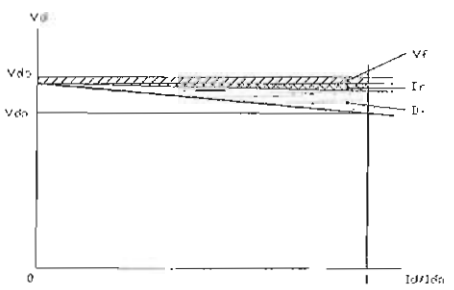


Figura 2.3. Característica de carga para un rectificador guiado por red[2]

En vista de que la variación de voltaje resistiva D_r y la variación de voltaje inductiva D_x son directamente proporcionales a la corriente, el voltaje directo de las válvulas V_f puede también tomarse aproximadamente como si fuese función de la corriente, con lo cual la curva característica corriente - voltaje del convertidor puede reproducirse aproximadamente por medio del circuito equivalente representado en la figura 2.4, con una resistencia óhmica equivalente *Rint.*

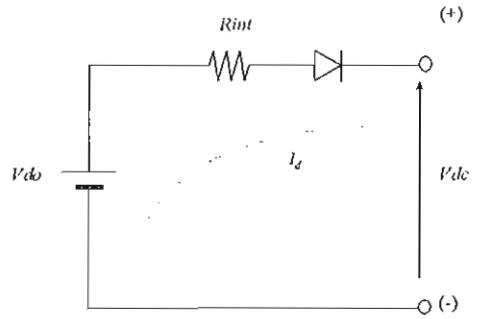


Figura 2.4. Circuito equivalente simplificado del lado de continua de un rectificador[2]

2.3.3. Circuitos de convertidor

Los distintos tipos de conexión de los convertidores vienen normalizados por normas tales como la DIN 41 761. Se hace una distinción entre conexiones de una y dos vías:

- En las conexiones de una sola vía, los terminales del lado de alterna de los circuitos convertidores únicamente son recorridos por la corriente en un sentido. El circuito en estrella de tres pulsos es un ejemplo de este tipo.

- En conexiones de dos vías, los terminales del lado de alterna son recorridos por la corriente alterna, como es el caso de las conexiones en puente.

Conexión con punto medio

Todas las conexiones con punto medio se caracterizan porque llevan unidos los terminales de igual potencial de las ramas del convertidor, formando así uno de

los terminales de corriente continua. El segundo terminal de corriente continua está formado por el punto medio del sistema de corriente alterna

Conexión en puente

Un circuito en puente puede considerarse como la conexión en serie de dos convertidores con punto medio. La onda de seis pulsos proviene de la suma de las dos tensiones parciales de tres pulsos, que están desplazadas entre sí 180°. La conexión en puente de seis pulsos es la configuración más frecuentemente empleada en convertidores guiados por red. Su ventaja respecto a la conexión con punto medio estriba, entre otras, en el mejor aprovechamiento del transformador del convertidor. Mientras que en las conexiones con punto medio solo pasan por el secundario del transformador bloques de corriente en un sentido (conexión unidireccional), en las conexiones en puente circulan corrientes alternas, constituidas por bloques rectangulares, por el secundario del transformador (conexión bidireccional). Además, para un mismo voltaje continuo en vacío, la solicitación de voltaje inverso en las válvulas en la conexión en puente es la mitad que la correspondiente a la conexión con punto medio.

2.3.4. Transformador para convertidor

En la mayoría de los convertidores existe un transformador entre la red de corriente alterna o trifásica y las válvulas convertidoras. Su conexión está adaptada al tipo de circuito previsto, y los devanados deben estar dimensionados para las solicitaciones y formas de onda de la corriente en funcionamiento como convertidor.

Para aumentar el número de pulsos y reducir con ello los armónicos en la parte de continua y alterna del rectificador se puede, con ayuda de un transformador, aumentar el número de fases del secundario o desplazarlas entre sí. Una vez fijado el tipo de conexión, el voltaje secundario del transformador es el que determina el voltaje continuo de salida. El aislamiento de los devanados primario y secundario actúa como separación galvánica de potencial.

Como consecuencia de las funciones de conmutación de las válvulas, los devanados del transformador conducen corrientes no senoidales, resultando en un aumento de la potencia constructiva del transformador. La semisuma de las potencias aparentes de los devanados primarios y secundarios del transformador es la que determina su potencia constructiva, que puede expresarse en función de la potencia ideal de corriente continua del convertidor. Para el convertidor en conexión puente de seis pulsos la relación entre estas dos potencias es 1.05, es decir, la potencia constructiva del transformador deberá ser el 5% superior a la de un transformador para corrientes senoidales.

2.4. REDES PARA CONVERTIDORES

Los convertidores controlan el intercambio de energía entre redes y consumidores o acoplan redes entre sí, pudiendo cambiarse el sentido del flujo de energía. Bajo el concepto de redes se debe entender a las fuentes de energía eléctrica que contienen voltajes continuos o alternos. Deben diferenciarse distintas clases de redes: redes públicas de suministro de energía, redes industriales, redes ferroviarias, redes de a bordo, etc.

En redes de corriente alterna trifásica, los generadores sincrónicos proporcionan voltajes que pueden tomarse aproximadamente como senoidales. La frecuencia de grandes redes de suministro de energía o industriales es prácticamente constante. Su potencia de cortocircuito viene determinada por las impedancias internas que, para redes de gran potencia, son esencialmente las reactancias de la red, incluidas las de los generadores y transformadores. Las redes de a bordo y otras de servicio aislado por lo general tienen fluctuaciones de voltaje y frecuencia mayores, así como frecuencias nominales distintas a las normales de 50 o 60 Hz. Su potencia de cortocircuito es reducida en comparación con la potencia de sus consumidores, constituyendo redes débiles.

La energía para redes de corriente continua se obtiene de la corriente alterna a través de rectificadores (subestaciones), aunque en casos aislados también es

proporcionada por generadores de corriente continua o generadores electroquímicos, como baterías o células de combustión.

El comportamiento de las redes en servicio estacionario y en caso de avería tiene enormes influencias sobre el dimensionamiento de los convertidores a ellas conectados. Pueden, por ejemplo, producirse sobrevoltajes que destruyan los elementos semiconductores y, por otra parte, los convertidores con sus válvulas en funcionamiento de conexión y desconexión, tienen efectos retroactivos sobre la forma de onda de corriente y voltaje de la red. Producen armónicos que, con vistas a otros consumidores, no deben sobrepasar determinados valores aceptados como límites.

En la figura 2.5 se muestran los circuitos equivalentes más simples para redes de corriente continua, alterna y trifásica. En ellos se tiene en cuenta, además del valor de voltaje, las resistencias eficaces (R_L) y las inductancias de la red (L_L). En muchos casos, estos circuitos equivalentes simples son suficientes para la consideración del comportamiento en servicio de los convertidores. Cuando se los somete a carga, aparecen en los terminales de conexión valores de voltaje distintos a los voltajes en vacío e incluso deformaciones de la forma senoidal por el aparecimiento de corrientes armónicas.

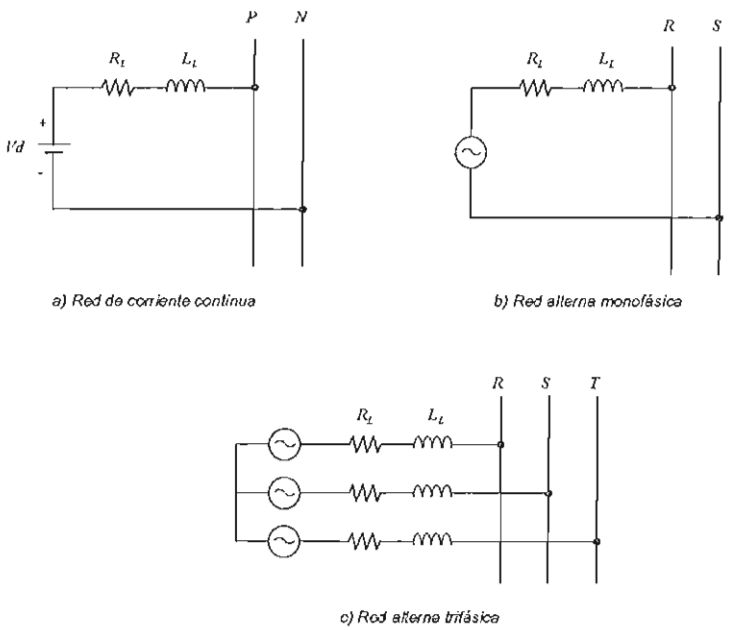


Figura 2.5. *Circuitos equivalentes para redes de corriente continua, alterna y trifásica*[2]

Las normas internacionales imponen determinadas exigencias mínimas para la forma de onda del voltaje en una red de suministro, puesto que los armónicos en él presentes pueden tener efectos no solo sobre los transformadores sino también sobre el equipo de control, el regulador o la característica de mando de los convertidores. Además, así como se establecen prescripciones mínimas para las redes a las cuales se conectan componentes de electrónica de potencia, también se limitan los efectos retroactivos que presentan los convertidores sobre el voltaje de la red, debido a sus funciones periódicas de conexión y desconexión.

En la figura 2.6 se representa el circuito equivalente de un convertidor en conexión de puente trifásico conectado a una red con impedancia interna inductiva. Como primera aproximación, para el estudio de los efectos retroactivos sobre la red, es suficiente con tener en cuenta las impedancias inductivas, despreciando las resistencias óhmicas. La red contiene, entonces, inductancias L_L y el convertidor inductancias equivalentes L_S, como reactancias de dispersión del lado de la red de un posible transformador.

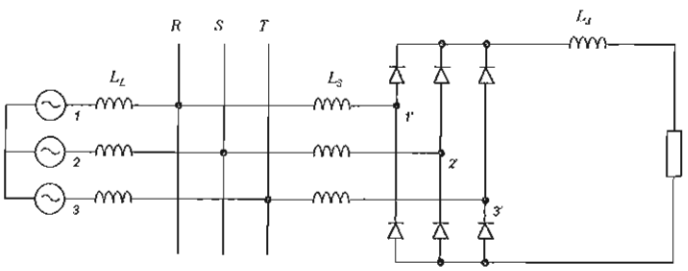


Figura 2.6. *Conexión de un convertidor en puente a una red trifásica*

Durante el intervalo de conmutación μ, las válvulas sustitutivas cortocircuitan los voltajes en los puntos de conexión 1', 2' o 3'. La figura 2.7 muestra el curso del voltaje de la red durante la conmutación de la válvula 1 a la 2.

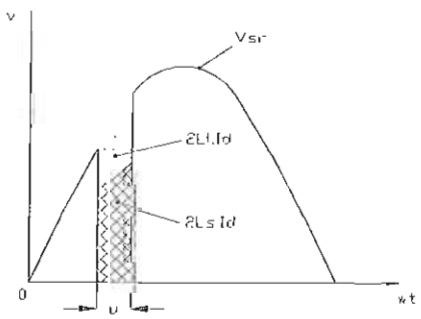


Figura 2.7. *Voltaje de la red durante una conmutación*[2]

La superficie de voltaje - tiempo que aparece durante la conmutación tiene un valor[2]

$$2(L_L + L_S)I_d$$

y el potencial de los puntos de conexión 1' y 2', para reactancias iguales entre cada una de las fases, viene a ser la media entre los voltajes característicos v_1 y v_2

La irrupciones de conmutación que aquí aparecen son función de la relación entre las inductancias en serie L_L y L_S, que actúan como divisor de voltaje. Cuanto mayor sea la reactancia X_S del convertidor en relación con la reactancia X_L de la red, tanto menor serán las irrupciones de voltaje que aparecen en la red debidas a la conmutación. En caso límite, se harían cero en una red rígida con potencia de cortocircuito infinitamente grande y el funcionamiento del convertidor no podría tener ningún efecto retroactivo sobre el curso del voltaje de la red.

Con potencia de cortocircuito finita *Pcc* en la red, dada por la expresión[2]:

$$Pcc = 3Vs * Icc = \frac{3Vs^2}{X_L} \qquad \textbf{(ec. 2.7)}$$

el convertidor deberá tener una reactancia X_{Smin}, si han de limitarse las irrupciones de conmutación a un valor máximo determinado. *Vs* es el voltaje de fase e *Icc* es la corriente de cortocircuito en la red.

La relación entre el valor instantáneo del voltaje de la red durante la conmutación (*v'*) y su valor en vacío (*v*) está dada por[2]:

$$\frac{v'}{v} = a = \frac{X_S}{X_L + X_S} \qquad \textbf{(ec. 2.8)}$$

por lo cual, conociendo la potencia de cortocircuito de la red y la relación de voltajes deseada, se puede calcular la reactancia mínima X_{Smin} para el convertidor, utilizando[2]:

$$X_{Smin} = \frac{a}{1-a} * \frac{3Vs^2}{Pcc} \qquad \textit{(ec. 2.9)}$$

Así pues, la relación de potencias del convertidor, como cociente entre la potencia ideal de corriente continua del convertidor y la potencia de cortocircuito de la red, tiene mucha influencia sobre los efectos retroactivos que puedan producirse en la red. En caso de convertidores conmutados por red, se considera normal una relación de potencias de 0.5 a 1%, con lo cual las inductancias de conmutación o transformadores deben dar un voltaje relativo de cortocircuito de por lo menos el 4%.

En convertidores para motores de tracción en redes ferroviarias monofásicas, la potencia de corriente continua puede ser hasta el 10% de la potencia de cortocircuito de la red.

2.4.1. Acoplamiento de redes

Las redes de suministro de energía eléctrica contienen fuentes cuyos voltajes alternos característicos varían senoidalmente en función del tiempo. Es deseable que estas fuentes se carguen con corrientes lo más senoidales posibles, debiendo ser pequeño el ángulo de desfasaje para evitar la innecesaria corriente reactiva.

Al existir un curso senoidal del voltaje y corriente, la potencia pulsa en las fuentes de corriente alterna con el doble de la frecuencia de la red[2]:

$$p(t) = \sqrt{2}V\sqrt{2}I \operatorname{sen} \omega t \operatorname{sen}(\omega t - \varphi) = VI \cos\varphi \left[1 - \frac{\cos(2\omega t - \varphi)}{\cos\varphi} \right] \qquad \textit{(ec. 2.10)}$$

La corriente de las fuentes de voltaje continuo o de los consumidores de continua debe ser, en lo posible, alisada, es decir, constante en el tiempo. Bajo esta premisa, el curso en función del tiempo de la potencia es constante en el lado de corriente continua:

$$p_d(t) = P_d = V_d I_d \qquad \textit{(ec. 2.11)}$$

En el acoplamiento de una red monofásica de corriente alterna con una red de continua existirán desviaciones en el curso temporal de la potencia transformada en ambas fuentes, bajo las premisas establecidas. La desviación supone[2]

$$p(t) - p_d(t) = -VI\cos(2\omega t - \varphi) \qquad \textbf{(ec. 2.12)}$$

Así pues, son necesarios acumuladores magnéticos o eléctricos para el mantenimiento del equilibrio de potencia.

En sistemas polifásicos de corriente alterna cargados simétricamente, sería constante la potencia suma de todas las fases si la corriente es senoidal, y con ello queda garantizado el equilibrio de potencia entre el lado de corriente trfásica y el de continua. En el caso de carga asimétrica de sistemas polifásicos, esta condición únicamente es válida para las componentes de secuencia positiva de las intensidades. En el sistema de secuencia negativa originado por la asimetría, se producen nuevamente pulsaciones de la potencia a la frecuencia doble de la red.

Por desgracia, en la transformación energética con convertidores, debido a los interruptores semiconductores no lineales sin efecto acumulador, no puede satisfacerse sin más la premisa de corrientes senoidales en el lado de corriente alterna o trifásica. Antes bien, se producirán intensidades de armónicos ocasionadas por los procesos periódicos de conexión y desconexión, que solo se podrán eliminar por la introducción de acumuladores magnéticos y eléctricos en forma de circuitos de filtrado.

En principio, los filtros están en condiciones de compensar las oscilaciones de energía al doble de la frecuencia de red y de las restantes oscilaciones energéticas de alta frecuencia, así como de asegurar un curso senoidal de la corriente en la red trifásica y constante en la de corriente continua. En tales circuitos pueden satisfacerse las dos premisas establecidas, es decir, que el balance de potencia esté compensado en todo instante (condición indispensable) y que las corrientes sean senoidales o constantes (condición deseable).

Acoplamiento de redes de corriente alterna y continua

Si se considera un sistema con fuente de voltaje alterno, filtro *f* en el lado de corriente alterna, convertidor con interruptores semiconductores, filtro *F* en el lado de continua y fuente de voltaje continuo, se habrá de presuponer que la corriente alterna es senoidal y la continua constante.

En la figura 2.8 se representa el flujo de potencia entre las fuentes y acumuladores. La fuente de voltaje alterno suministra la potencia p, que consta de una parte constante que circula en forma de potencia de corriente continua P_d hacia el lado de continua, y de una potencia p_2 que oscila a la frecuencia doble de red pasando por cero. p_2 circula por los filtros *f* y *F*, de manera que $p_2 = p_{2f} + p_{2F}$. Entre ambos filtros tiene lugar un intercambio de potencia de armónicos p_v

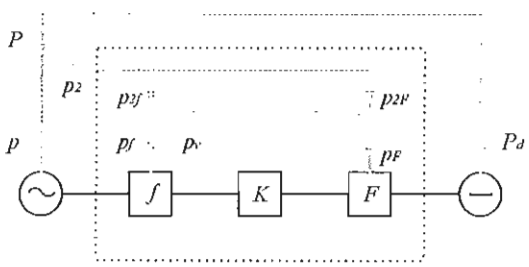


Figura 2.8. *Flujo de potencia en el acoplamiento de una red de corriente alterna con una red de corriente continua*[2]

Las superficies de potencia - tiempo entre dos pasos por cero de potencias p_f y p_F son una medida de la energía a acumular por los filtros y, por tanto, de su tamaño. Un análisis detallado de las formas de onda correspondientes de voltaje, corriente y potencia[1], indica que con un ángulo de control α =90° (servicio de potencia reactiva sin transmisión de potencia activa) las energías a acumular por los filtros son máximas; el filtro del lado de corriente continua tiene que acumular más energía que el del lado de corriente alterna, siendo su superficie potencia - tiempo incluso superior a la máxima superficie de la fuente de voltaje alterno.

[1] Ver referencia bibliográfica (2)

Acoplamiento de redes de corriente trifásica y continua

En este caso existe la facilidad de que un sistema polifásico con corrientes senoidales simétricas proporciona una potencia constante en el tiempo, tal como se exige en el lado de continua. Al lado de alterna son necesarios tres filtros f_1, f_2 y f_3. Las potencias instantáneas p_1, p_2 y p_3 de las fuentes de voltaje alterno dan lugar a una potencia contante P, que es igual a la potencia de corriente continua P_d. Así pues, rige:

$$p_1 = \frac{P}{3} + p_{21} \qquad p_2 = \frac{P}{3} + p_{22} \qquad p_3 = \frac{P}{3} + p_{23} \qquad \textit{(ec. 2.13)}$$

con la suma de las potencias parciales pulsatorias a la frecuencia doble de red igual a cero:

$$p_{21} + p_{22} + p_{23} = 0 \qquad \textit{(ec. 2.14)}$$

Entre los filtros de corriente alterna y de continua únicamente se intercambia la potencia de armónicos p_v (figura 2.9).

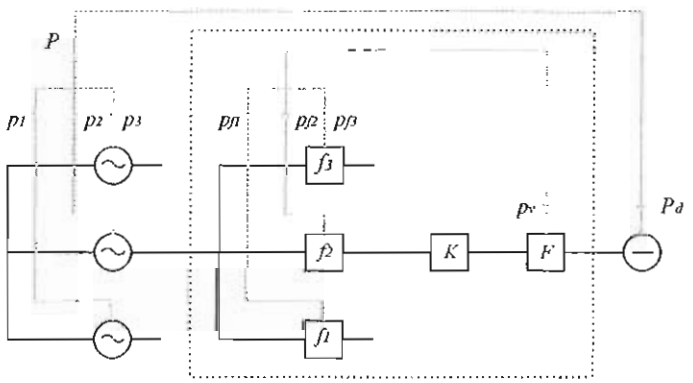


Figura 2.9. *Flujo de potencia en el acoplamiento de una red trifásica con otra de corriente continua*[2]

En comparación con los convertidores monofásicos, es de destacar que los filtros no tienen ya que absorber o suministrar ninguna pulsación de potencia a la frecuencia doble de red, con lo cual la energía a acumular por los filtros es menor que en convertidores monofásicos. También aquí las máximas exigencias en los filtros se producen cuando $\alpha = 90°$ (servicio de potencia reactiva).

2.5. CARGAS PARA CONVERTIDORES

Tanto en los convertidores con salida de corriente continua como en los de salida de corriente alterna o trifásica, la clase de carga influye sobre los requerimientos y características de servicio del convertidor. En rectificadores, el tipo de carga caracteriza la propiedad del consumidor de absorber una corriente al conectarse a un voltaje continuo con voltaje alterno superpuesto. En onduladores y convertidores de corriente alterna, la característica de diferenciación esencial de los tipos de carga es el desfasaje φ de la onda fundamental de corriente con respecto a la del voltaje de salida. Otras características de diferenciación son la falta de linealidad de la carga, las fuerzas contra-electromotrices o la recuperación de energía.

En la norma DIN 41 756, Hoja 2, se hace una diferenciación entre las clases de carga para corriente continua y en la Hoja 3 para corriente alterna.

Las clases de carga para corriente continua son: Carga resistiva (W), carga inductiva (L), carga con contratensión como la carga de batería (B), carga de motor (M), carga capacitiva (C), carga distorsionada (V) y carga mixta.

En corriente alterna, las clases de carga se diferencian, de acuerdo con el desfasaje, en: carga activa (R), carga con corriente retrasada (L) y carga con corriente adelantada (C). Otras características de diferenciación son: carga distorsionada (V), carga de motor con o sin recuperación de energía (M) y carga variable.

2.5.1. Resistencia, inductancia y capacidad como carga.

La carga resistiva corresponde a un consumidor con una impedancia R esencialmente resistiva. En este caso, el curso de la corriente de carga corresponde al del voltaje de ésta. En la conversión con salida de corriente continua, el contenido de corriente alterna es aproximadamente igual al contenido alterno del voltaje de la carga. En el caso de mando por corte, en la carga resistiva se produce a menudo un servicio como huecos de corriente.

En convertidores con salida de corriente alterna y carga activa, la corriente y voltaje están en fase.

En el caso de carga inductiva, el contenido en corriente alterna de convertidores con salida de corriente continua es muy inferior al contenido de voltaje alterno de la carga (alisado). Existe carga inductiva cuando la constante de tiempo *L/R* del consumidor es superior a 1.35 ms.

En convertidores con salida de voltaje alterno, si existe carga inductiva, la onda fundamental de la corriente está desfasada en retraso un ángulo φ respecto a la de voltaje, que para carga inductiva pura alcanza los 90°.

La carga capacitiva actúa en convertidores con salida de corriente continua como una contratensión, cuando la constante de tiempo *RC* del consumidor es superior a 1.35 ms.

En convertiodres con salida de corriente alterna y carga capacitiva, la onda fundamental de la corriente está desfasada en adelanto respecto a la de voltaje. Si se trata de carga capacitiva pura este desfasaje es φ = -90°.

2.5.2. Carga por motor

Las máquinas eléctricas representan una clase de carga especial, debido a sus voltajes característicos, su comportamiento en el arranque y demás características dinámicas. En ellas, la energía eléctrica se transforma en mecánica o a la inversa.

Existe carga por motor sin recuperación de energía cuando la máquina eléctrica en ningún estado de servicio da lugar a un retorno de energía en una media de un período. Existe carga por motor con retorno de energía si la máquina, además de como motor, trabaja como generador y, en una media de un período, devuelve energía a la fuente de alimentación.

Para el convertidor alimentador esto equivale a una inversión del sentido de la energía y, por consiguiente, a un dimensionamiento para funcionamiento en dos o cuatro cuadrantes. En la figura 2.10 se representan los cuadrantes de par - velocidad posibles. Normalmente, en la técnica de accionamiento, los cuadrantes I y III, con igual signo de par *M* y velocidad *n*, equivalen a accionamiento, y los cuadrantes II y IV a frenado.

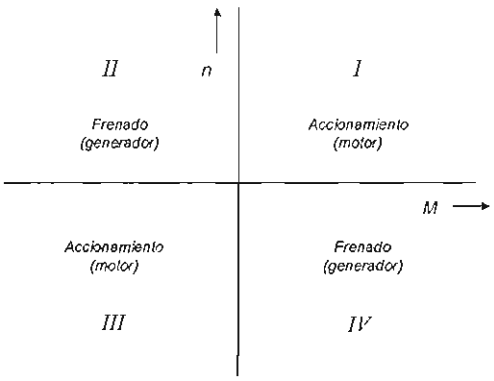


Figura 2.10. *Cuadrantes de par- velocidad en una máquina eléctrica*

La máquina eléctrica trabaja en estos dos últimos cuadrantes como generador o produciendo pérdidas como freno. Una transición de funcionamiento como motor a funcionamiento como generador corresponde a una inversión del sentido de flujo de energía.

La velocidad en las máquinas de corriente continua se varía mediante control o regulación del voltaje continuo en bornes, y en máquinas de campo rotativo por una variación de la frecuencia, debiendo modificar por lo general el voltaje de manera proporcional.

Supuesto un flujo Φ constante en la máquina y corriente nominal, tanto para maquinas de corriente continua como en las de inducción, es válida la relación representada en la figura 2.11: el voltaje necesario aumenta proporcionalmente a la velocidad de rotación o frecuencia de alimentación.

El voltaje proporcionado por el convertidor está limitado hacia arriba por su valor nominal. Por encima del punto de velocidad nominal, el voltaje en bornes permanece constante y el flujo Φ de la máquina desciende desde el valor nominal

hiperbólicamente, conforme crece la velocidad. La máquina trabaja, entonces, en la zona de debilitamiento de campo.

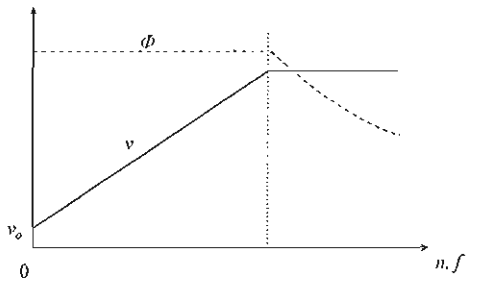


Figura 2.11. *Variación del voltaje y el flujo en función de la velocidad*

En el margen de velocidad por debajo del valor nominal, el par permanece constante si el flujo de la máquina y la corriente también lo son. La potencia *P* crece en función directa con la velocidad. Por encima del punto nominal, la potencia tiene un curso constante y el par decrece hiperbólicamente.

Por debajo de la velocidad nominal son posibles mayores valores de par si se eleva correspondientemente la corriente o el flujo.

2.5.3. Carga por batería

Si se utilizan convertidores como rectificadores de carga para baterías, habrá que considerar sus características de carga. Según sea el tipo de baterías y el tiempo disponible, se empleará distinto método, debiendo evitar que las baterías comiencen a gasificarse, especialmente durante la fase final del proceso.

Las normas DIN establecen dos características de carga distintas:

- La característica W, fijada en la norma DIN 41 774, define una relación fija entre el voltaje aplicado y la corriente de carga. Esta corriente decrece en función inversa al voltaje de la batería.

- De acuerdo con la característica IU, según DIN 41 773, la carga se produce a voltaje constante con limitación de corriente. En este método, las baterías

se cargan inicialmente a corriente constante y, al comenzar la gasificación, se aplica la regulación de voltaje constante con lo cual decrece la corriente de carga. Las baterías se protegen mediante la limitación del voltaje de carga a un valor máximo, ajustable según el tipo de batería.

2.5.4. Tipos de servicio y clases de carga.

Los tipos de servicio y las clases de carga de convertidores vienen normalizados por DIN 41 756, Hoja 1. El tipo de servicio de un convertidor caracteriza el curso de la carga en función del tiempo, en donde la característica de diferenciación más importante de los distintos tipos de servicio consiste en si las partes del equipo del convertidor alcanzan su temperatura de equilibrio. Esta es la temperatura a la que existe un equilibrio entre el calor producido y disipado, bajo condiciones de refrigeración constantes.

Por lo general, las temperaturas de equilibrio son distintas para cada parte de un convertidor. Cada parte del equipo deberá estar calculado para las máximas temperaturas finales, que se puedan establecer durante el ciclo de carga más desfavorable. Solo muy raramente se puede determinar exactamente el ciclo de carga producido en un convertidor y, por ello, los tipos de servicio se definen con una descripción idealizada del ciclo de carga como, por ejemplo, servicio permanente, intermitente o instantáneo.

En el servicio permanente, la duración de la carga con corriente I_B es tan larga que todos los elementos del equipo alcanzan su temperatura de equilibrio.

En el servicio instantáneo, la corriente de carga I_B solo circula durante un tiempo t_B breve, con lo cual no todas las partes del equipo alcanzan su temperatura de equilibrio. En los intervalos sin corriente, las distintas partes del equipo se enfrían a la temperatura del medio refrigerante.

En el servicio intermitente, las cargas con corriente I_B durante el tiempo de carga t_B alternan con pausas, siendo éstas tan reducidas que no todas las partes del equipo

se enfrían a la temperatura del medio refrigerante. La duración de la carga se indica como duración relativa de conexión con respecto a la duración total del ciclo t_S.

El ciclo de carga para un accionamiento alimentado por convertidor puede consistir en fluctuaciones temporales alrededor de un valor medio. En este tipo de funcionamiento, con carga alterna, el ciclo de carga viene definido por la intensidad y duración de todas las secciones de carga y las magnitudes orientativas son la duración del ciclo t_S y el valor medio cuadrático I_Q de la corriente de carga.

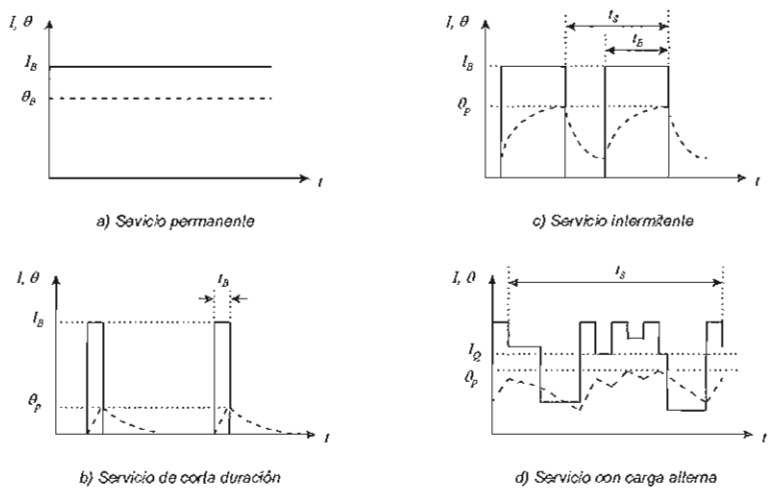


Figura 2.12. Curvas de corriente y sobretemperatura para las distintas clases de servicio[2].

En la figura 2.12 se indican las curvas de corriente I y la sobretemperatura θ de una parte del equipo para los distintos tipos de servicio descritos. t_B es la duración de la carga, t_S la duración del ciclo, θ_B la sobretemperatura de equilibrio y θ_p la sobretemperatura final.

Los convertidores deben poderse cargar durante un tiempo corto por encima de su corriente de carga básica. Según DIN 41 756, Hoja 1, en las clases de carga I a VI, se indica la corriente de carga I_B como porcentaje de la corriente de carga básica I_G y en función de la duración de la sobrecorriente.

En instalaciones electromecánicas rige la clase de carga II, con 150% de sobrecorriente para una duración ocasional de un minuto de carga adicional. En instalaciones industriales rige la clase de carga IV, con 125% de sobrecorriente durante dos horas y 200% durante 10 segundos. La clase de carga VI rige para

servicio ferroviario rudo, con 150% de sobrecorriente durante 2 horas y 300% durante un minuto.

Como consecuencia de la reducida capacidad térmica de los semiconductores de potencia, incluidos sus cuerpos refrigerantes, estas sobrecorrientes actúan sobre los diodos semiconductores y tiristores como intensidades permanentes, ya al poco tiempo de producirse, lo cual debe tenerse en cuenta en el cálculo de los convertidores.

CAPITULO III

ARMONICOS

Las subestaciones de tracción del Sistema Trolebús representan una carga no lineal de potencia considerable para el sistema de la EEQ, al cual están conectadas, que definitivamente influye, en mayor o menor grado, sobre la calidad de la energía proporcionada por la Empresa a los demás consumidores. Y es que la energía eléctrica es, quizás, el único insumo industrial cuya calidad depende tanto de quien la produce, transmite y distribuye como del consumidor.

En el presente capítulo, luego de revisar brevemente las causas y efectos de las corrientes armónicas, se realiza un estudio detallado del comportamiento armónico de las subestaciones de tracción, tratando de definir si su operación cumple con el requisito planteado por parte de la Empresa Eléctrica Quito, es decir, si no se exceden los límites previstos en la norma ANSI/IEEE 519-1992.

3.1. GENERACIÓN Y EFECTOS DE LOS ARMONICOS

El uso de cargas no lineales a proliferado notoriamente en los últimos años, trayendo consigo una serie de problemas nuevos para los sistemas eléctricos. Accionamientos electrónicos de motores de velocidad variable, hornos de arco o inducción, rectificadores, inversores, equipos electrónicos que utilizan fuentes conmutadas y controles microprocesados, son algunas de las fuentes de corrientes armónicas, en función de su no linealidad.

Una carga no lineal es aquella que presenta una corriente discontinua o distorsionada, en forma de pulsos cortos y abruptos, que no se corresponde con la forma de onda del voltaje aplicado. Este tipo de carga cambia, por ello, la naturaleza sinusoidal de la corriente alterna, lo cual, combinado con la impedancia del sistema eléctrico, resulta en una distorsión del voltaje y un flujo de corrientes armónicas en el sistema de potencia, originando la operación errónea de controladores, quema de capacitores, sobrecalentamiento en motores y transformadores, interferencias con los sistemas de comunicaciones y un aumento general de pérdidas en el sistema.

3.1.1. Causas de las corrientes armónicas[6]

De las principales cargas no lineales, que se comportan como fuentes de inyección de corrientes armónicas al sistema, se pueden destacar:

Fuentes en modo de conmutación

Los computadores personales, impresoras, faxes y demás equipos electrónicos de oficina que utilizan fuentes en modo de conmutación para producir el voltaje continuo requerido para su operación son, probablemente, los equipos de uso cotidiano y generalizado que en mayor grado contribuyen a la contaminación del sistema eléctrico con corrientes armónicas.

Las fuentes en modo de conmutación (Switch Mode Power Suplies) han reemplazado casi totalmente a las fuentes lineales debido a múltiples atractivos, tales como menor tamaño, mayor eficiencia, menor sensibilidad a transitorios de la red y, además, un menor costo. Sin embargo, el esquema de funcionamiento de esta fuente exige de la red de alimentación pulsos de corriente extremadamente no lineales, con un alto contenido armónico, que resultan de la acción de carga de un capacitor, que alimenta a la barra de continua, únicamente durante los picos del voltaje alterno de entrada. El espectro armónico de la corriente para una fuente conmutada típica se presenta en la tabla 3.1

Armónico	1	3	5	7	9	11	13	15
Magnitud	1.000	0.810	0.606	0.370	0.157	0.024	0.063	0.079

Tabla 3.1. Contenido armónico de la corriente de una fuente en modo de conmutación típica[6]

Balastos de iluminación

Dependiendo de la instalación, los sistemas de iluminación pueden ser una víctima o una causa de la distorsión armónica. Toda lámpara no incandescente produce corrientes distorsionadas, y los balastos pueden causar, dependiendo de su diseño, hasta el 40% de THD (Total Harmonic Distortion), contaminando el sistema de alimentación. Puesto que este tipo de lámparas se encuentra casi en todas partes, se puede decir con seguridad que existe distorsión armónica en prácticamente cualquier instalación.

La industria de la iluminación ha establecido límites para las corrientes armónicas provenientes de los balastos, fijando un máximo del 32% de THD, según se estipula en la norma ANSI C82.11-1993. La tabla 3.2 indica los límites fijados por la norma en mención para los armónicos de ordenes bajos (2° y 3°), para los armónicos de ordenes superiores (>11°) y para los múltiplos impares de 3 (triples):

Armónico	Límite máximo
Fundamental	100%
2°	5%
3°	30%
orden > 11°	7%
Triples	30%
THD	32%

Tabla 3.2. Límites de armónicos de corriente para balastos de iluminación[8]

Respetando estas limitaciones, los balastos electrónicos modernos tienen una THD de entre el 4% y 23% e incorporan filtros de entrada en su diseño e implantación.

Convertidores estáticos

Los convertidores estáticos, tal como se revisó ya en el capítulo 2, permiten cambiar la energía eléctrica de una forma a otra mediante procesos de conmutación

con válvulas de estado sólido. Puesto que los elementos del convertidor no permiten un almacenamiento de energía, la generación de armónicos a la entrada y salida del convertidor se hace indispensable para mantener el balance de energía. Es por ello que las corrientes que alimentan a rectificadores, inversores, cicloconversores, y compensadores estáticos de potencia reactiva presentan diferentes componentes armónicas, dependiendo de su configuración específica. Una descripción más o menos detallada de los rectificadores de seis y doce pulsos se hace en el numeral 3.2. Un estudio minucioso del resto de convertidores esta fuera del objetivo del presente trabajo.

Hornos de arco

Los armónicos producidos por los hornos de arco eléctrico que se utilizan para la producción de acero son impredecibles debido a las variaciones que, ciclo a ciclo, presenta el arco. Existe una corriente no periódica cuyo análisis revela un espectro continuo de frecuencias armónicas, de órdenes enteros o no. Sin embargo, las experiencias realizadas demuestran que son predominantes los componentes armónicos enteros, especialmente los comprendidos entre los órdenes 2 y 7.

Se ha detectado que el horno presenta un comportamiento distinto entre la etapa inicial del proceso, muy aleatoria y activa, y una segunda etapa más estable, con mucha menor distorsión de corriente, en la que desaparecen los armónicos pares y de órdenes fraccionarios.

La tabla 3.3 muestra, de manera referencial, el contenido armónico típico de la corriente de un horno de arco utilizado para la producción de acero, pero no excluye, de ninguna manera, la posibilidad de que otros espectros se presenten.

	Corriente armónica como porcentaje de la fundamental				
Armónico	2	3	4	5	7
Arco activo	7.7	5.8	2.5	4.2	3.1
Arco estable	0.0	2.0	0.0	2.1	0.0

Tabla 3.3. *Contenido armónico de la corriente para un horno de arco*[6]

3.1.2. Efectos de los armónicos

El efecto de una o más fuentes de corrientes armónicas sobre el sistema de potencia depende, principalmente, de su repuesta a la frecuencia, ya que la distorsión armónica de voltaje resulta de la característica impedancia vs frecuencia que el sistema de potencia presente. Es por ello que el límite al cual los armónicos pueden ser tolerados dentro de un sistema se define por las características particulares de la red de alimentación y por la sensibilidad que tengan las cargas que de él se alimentan.

Los equipos menos susceptibles a la contaminación armónica son aquellos cuya principal función es la de generar calor, por cuanto en ellos la energía armónica es generalmente utilizada y es, por tanto, completamente tolerable. Por el contrario, aquellos equipos cuyo diseño asume una alimentación de voltaje totalmente senoidal, tales como los utilizados en comunicaciones y procesamiento de datos, son los más susceptibles y vulnerables a los armónicos. Los motores, por su parte, se encuentran entre estos dos extremos y son relativamente tolerantes a los armónicos.

Los armónicos en un sistema tienen tres tipos de efectos:

- Sobrecalentamiento y aumento general de pérdidas
- Mayores esfuerzos sobre el aislamiento
- Operación anormal o falla en el equipo.

que se manifiestan de variadas formas:

- Fallas en bancos de capacitores, por sobrecarga o ruptura del dieléctrico
- Aumento de pérdidas en transformadores y máquinas rotativas
- Sobrevoltajes y sobrecorrientes en el sistema provocadas por resonancia
- Ruptura del aislamiento en cables
- Interferencia con sistemas de comunicación
- Errores en los medidores de energía
- Mala operación de los equipos de protección
- Interferencia en el control de los accionamientos de grandes motores
- Oscilaciones mecánicas de máquinas sincrónicas y de inducción

- Circulación de elevadas corrientes por los conductores neutros
- Fallas en fuentes de alimentación de equipo electrónico

De todo este espectro de consecuencias, se destacan las ocasionadas sobre los siguientes equipos:

Motores y generadores

El principal efecto de los voltajes y corrientes armónicas sobre la maquinaria rotativa, ya sea sincrónica o de inducción, es el mayor calentamiento debido a pérdidas en el hierro y en el cobre que se producen a las frecuencias armónicas. Las componentes armónicas, entonces, afectan la eficiencia de la maquinaria y pueden también reducir el torque desarrollado.

Cada armónico de corriente del estator puede ser considerado como una componente simétrica, de secuencia positiva o negativa, de la corriente total y produce un calentamiento adicional en los bobinados estatóricos al normalmente ocasionado por la corriente fundamental. La circulación de corriente en el estator produce una fuerza magnetomotriz en el entrehierro e induce circulación de corriente en el rotor. Puesto que cada armónico puede definirse como de secuencia positiva o negativa, la rotación debida a dicha componente puede ser a favor o en contra del sentido de giro del rotor. Por ejemplo, el quinto armónico, de secuencia negativa, se opone al sentido de giro del rotor e induce una corriente armónica en el rotor de frecuencia igual a la de la fundamental más la suya, es decir, produce un sexto armónico en el rotor. El armónico séptimo, de secuencia positiva, gira en la misma dirección del rotor e induce una corriente armónica de orden también sexto. Es decir, tal como se aprecia en la tabla 3.4, el quinto y el séptimo armónicos de la corriente del estator se combinan y producen un sexto armónico de corriente en el rotor.

Estos armónicos inducidos en el rotor tienen dos efectos claros: mayor calentamiento de los bobinados rotóricos y torques reducidos o pulsatorios.

Generalmente, las pérdidas en los devanados son más significativas que las pérdidas en el hierro. La maquinaria de rotor bobinado se ve más afectada por el calentamiento que aquella con rotor jaula de ardilla y las jaulas de barras profundas

son más vulnerables que las jaulas de ardilla ordinarias. El denominador común es una reducción en la eficiencia y vida útil de la máquina, limitando sus prestaciones al 90 o 95% del experimentado con la aplicación de ondas puramente senoidales.

Armónico del estator	Secuencia	Rotación con respecto al rotor	Armónico del rotor
1	Positiva	favor	0
5	Negativa	contra	6
7	Positiva	favor	6
11	Negativa	contra	12
13	Positiva	favor	12
17	Negativa	contra	18
19	Positiva	favor	18

Tabla 3.4. *Efecto de los armónicos sobre el sentido de giro del rotor*[6]

Los torques pulsatorios, por su parte, pueden afectar la calidad del producto cuando la carga de la maquinaria es sensible a las pequeñas oscilaciones. En los casos en que una inercia considerable se acopla al eje del motor, tal como en un grupo motor-generador, los armónicos pueden llegar a producir una resonancia mecánica, con la consecuente fatiga del eje y del resto de mecanismos relacionados.

Transformadores

Los efectos de los armónicos sobre los transformadores, a más del incremento del ruido audible, son principalmente aquellos relacionados con sobrecalentamientos parásitos.

Los armónicos de corriente producen un aumento de las pérdidas en el cobre y pérdidas por el flujo de dispersión. Los armónicos de voltaje, por su parte, producen un incremento de las pérdidas en el hierro. El efecto total es un mayor calentamiento del transformador que el producido cuando opera en un entorno puramente senoidal.

Debe observarse que las pérdidas antes mencionadas son dependientes de la frecuencia. Las pérdidas se incrementan con el aumento de la frecuencia, por lo cual las componentes armónicas de órdenes elevados pueden ser más influyentes en el calentamiento del transformador que las armónicas de frecuencias más bajas.

Las pérdidas de dispersión son pérdidas por corrientes de Eddy causadas por el flujo electromagnético de dispersión en los devanados, núcleo, láminas magnéticas, paredes del tanque y otras partes estructurales del transformador. Estas pérdidas se incrementan de manera proporcional con el cuadrado de la corriente de carga y con el cuadrado de la frecuencia.

La Norma IEEE C57.12.00-1987 establece un límite del 5% de distorsión en la corriente del transformador, con respecto a su corriente nominal. Así mismo se establecen los sobrevoltajes máximos que el transformador debe ser capaz de soportar en estado estable: 5% a corriente nominal y 10% sin carga. Los armónicos del voltaje aplicado no deben resultar en un valor rms que exceda estos límites.

Cables

El flujo de corrientes no senoidales por un conductor ocasiona un calentamiento superior al esperado para el valor RMS de la forma de onda, debido al efecto piel (skin) y al efecto de proximidad. Como resultado de estos dos efectos, que son función de la frecuencia, del calibre de los conductores y de su separación, la resistencia efectiva del conductor para una corriente alterna (R_{AC}) se hace superior que la resistencia para una señal continua (R_{DC}). Por tanto, cuando una corriente con un alto contenido armónico circula por un cable, se eleva la resistencia equivalente R_{AC} y se amplifican las pérdidas I^2R_{AC}.

Sin embargo, se ha observado que el calentamiento producido en los cables por la presencia de armónicos no es de mayor preocupación y se puede enfrentar con un diseño prudente, que considere, dependiendo del porcentaje esperado de armónicos en la corriente, las correcciones necesarias en su capacidad de conducción.

Ante la presencia de resonancia en el sistema, los cables pueden llegar a experimentar fallas en su aislamiento por esfuerzos debidos a sobrevoltajes y corona.

Capacitores

La reactancia de un capacitor disminuye conforme la frecuencia aumenta, con lo cual un banco de capacitores se comporta como un sumidero para las corrientes armónicas de órdenes superiores, incrementando su calentamiento y los esfuerzos sobre el dieléctrico. En efecto, los bancos de capacitores destinados a corrección del factor de potencia o a un mejoramiento del voltaje en un sistema pueden llegar a quemarse como consecuencia de la distorsión armónica del voltaje. Además, un capacitor puede entrar en resonancia con la impedancia del sistema e imponer voltajes y corrientes sumamente elevadas.

El incremento de pérdidas por armónicos en un capacitor es[12]:

$$\Delta P = \sum_{h=2}^{\infty} C(tan\delta)\omega_h V_h^2 \qquad \textbf{(ec. 3.1)}$$

donde *tan* δ es el factor de pérdidas del capacitor.

Los esfuerzos sobre el dieléctrico, por su parte, son proporcionales al pico del voltaje aplicado, el cual puede verse aumentado o disminuido por los armónicos de voltaje.

Si S_{SC} es la potencia de cortocircuito del sistema en el punto de conexión con un banco de capacitores y Q_C es la potencia del banco, la frecuencia de resonancia del sistema, como un múltiplo de la frecuencia fundamental, está dada por[7]:

$$h_r = \sqrt{\frac{S_{SC}}{Q_C}} \qquad \textbf{(ec. 3.2)}$$

En caso de que esta frecuencia de resonancia h_r sea similar o cercana a la de algún armónico presente, es muy probable que una condición de resonancia entre el banco de capacitores y la impedancia del resto del sistema se produzca.

La norma ANSI/IEEE 18-1992 establece las siguientes limitaciones para el voltaje, la corriente y la potencia reactiva en bancos de capacitores:

110% del voltaje rms nominal

120% del voltaje pico nominal

180% de la corriente rms nominal

135% de la potencia reactiva nominal.

Con estos parámetros se pueden llegar a definir los máximos niveles de armónicos permisibles en una instalación dada, tomando en cuenta que la corriente de orden *n* en un capacitor será, en por unidad, *n* veces el voltaje de orden *n*. Esta última consideración explica el porqué la quema de fusibles en los bancos de capacitores es, en muchas ocasiones, un síntoma de la presencia de armónicos.

Equipo electrónico

La operación del equipo electrónico depende, en muchas ocasiones, de una exacta determinación de los cruces por cero del voltaje de alimentación o de alguna otra característica de su forma de onda. La distorsión armónica puede resultar en un desplazamiento de los puntos de conmutación o de los cruces por cero de los voltajes, resultando en una operación incorrecta.

Otros equipos pueden afectarse por la transmisión de los armónicos de la red de alimentación hacia sus componentes internos, a través de la fuente de alimentación o por acoplamiento magnético. Computadores y equipos similares tales como PLC´s, generalmente requieren fuentes alternas con no más del 5% de distorsión armónica total de voltaje para evitar malas operaciones o comportamientos impredecibles. Los efectos de los armónicos se pueden apreciar en equipos de radio y televisión, así como en grabadoras de video, reproductores de audio e, incluso, instrumentos médicos.

El equipo electrónico, localizado en su mayoría en el nivel de bajo voltaje del sistema de distribución, está expuesto a las irrupciones de voltaje (voltage notching), que pueden encontrarse dentro del rango de la radio frecuencia (RF) y producir interferencias con circuitos lógicos o de conmutación. Ocasionalmente, estas irrupciones son de suficiente potencia como para sobrecargar los filtros de interferencia electromagnética y otros circuitos capacitivos sensibles de alta frecuencia.

Medidores

Las mediciones e instrumentación son afectadas por las componentes armónicas, particularmente ante la presencia de condiciones resonantes que resulten en elevados voltajes y corrientes armónicas. Aparatos basados en el disco de inducción, tales como medidores de energía, son sensibles normalmente solo a la corriente fundamental pero, sin embargo, desbalances entre fases debidos a la distorsión armónica pueden causar su operación errónea. Estudios han determinado que errores tanto positivos como negativos son posibles en las mediciones ante la presencia de armónicos, dependiendo del tipo de medidor y de los armónicos involucrados.

En general, se requiere una distorsión armónica total elevada (superior al 20%) para que errores significativos se presenten. Los transformadores para instrumentos, utilizados ya sea en medición o protección, no son afectados por los niveles de armónicos normalmente encontrados.

Disyuntores y protecciones

Como en otros equipos, las corrientes armónicas incrementan el calentamiento y las pérdidas en los disyuntores reduciendo, por tanto, su capacidad de conducción en régimen permanente y acortando la vida del aislamiento. No obstante, en la actualidad, no existen normas sobre los niveles de corrientes armónicas que los equipos de interrupción y fusibles deben ser capaces de soportar.

Un relé, por su parte, puede responder de manera diferente para cada forma de onda de la señal aplicada, incluso si las magnitudes de sus armónicos son las mismas. Es imposible definir completamente la respuesta de los relés debido a la infinidad de distorsiones que pueden presentarse, tal como se desprende del siguiente reporte presentado por el *Power System Relay Committee* de la *IEEE Power Engineering Society*[6]:

"Los relés de protección generalmente no responden a ningún parámetro identificable de una magnitud primaria, tal como su valor rms o su componente de frecuencia fundamental. El comportamiento de un relé ante varias entradas senoidales individuales de distintas frecuencias no indica como responderá ese relé ante una onda distorsionada conteniendo dichas frecuencias. No es aplicable la superposición....La respuesta bajo condiciones distorsionadas puede ser diferente para relés que tengan las mismas características a la frecuencia fundamental nominal, no solo entre diferentes fabricantes sino entre relés del mismo fabricante."

Un estudio canadiense señala los siguientes efectos de los armónicos sobre los relés:

- Los relés tienden a operar mas lentos y/o con valores de pickup mayores, en lugar de operar más rápido y/o con menores valores de pickup.
- Los relés estáticos de baja frecuencia presentan cambios substanciales en las características de operación.
- En la mayoría de los casos, los cambios en las características de operación son relativamente pequeños dentro del moderado rango de distorsión esperado durante la operación normal (5% de THD)
- Dependiendo del fabricante, los relés de sobrecorriente y sobrevoltaje muestran cambios diferentes en sus curvas características.
- Dependiendo del contenido armónico, los torques de operación pueden llegar a invertirse
- Los relés de impedancia balanceada muestran, dependiendo de la distorsión, sobre alcance o bajo alcance.
- Los armónicos pueden afectar la operación de alta velocidad de los relés diferenciales e incluso inhibir su operación.

Por lo general, los niveles de armónicos requeridos para causar una mala operación de los relés son mayores a los límites recomendados por la norma ANSI/IEEE 519-1992. Los problemas se presentan con factores de distorsión de entre el 10 y el 20%.

Interferencia telefónica

Los voltajes y corrientes armónicas producen campos electromagnéticos que pueden afectar a los sistemas de comunicaciones en virtud de su proximidad. Las frecuencias utilizadas para la transmisión comercial de voz se encuentran entre los 200 y los 3500 Hz, rango dentro del cual quedan comprendidos muchos armónicos del sistema de potencia y que, si bien pueden ser de pequeña magnitud, al tener un factor de ponderación TIF (Telephone Influence Factor) elevado y considerando la gran diferencia entre los niveles de potencia de los dos circuitos involucrados, pueden resultar en un ruido perceptible e incluso inaceptable.

El TIF es una cantidad adimensional indicativa de la forma de onda de una señal (no de su amplitud), que surge de la característica de ponderación del "C-message"[6]:

$$TIF = \frac{\sqrt{\sum (X_f * W_f)^2}}{X} \qquad \textbf{(ec. 3.3)}$$

donde:

X: Voltaje o corriente rms

X_f: Voltaje o corriente rms de frecuencia f

W_f: Ponderación TIF a la frecuencia individual f

W_f refleja la ponderación C-message, que es una medida del efecto de interferencia que cada frecuencia tiene dentro de la banda de voz, incluyendo la respuesta del aparato telefónico y del oído, con respecto a su valor a 1000 Hz.

$$W_f = 5P_f f \qquad \textbf{(ec. 3.4)}$$

donde:

P_f: Ponderación C-message a la frecuencia f

La figura 3.1 indica los valores individuales del factor de ponderación TIF para frecuencias entre 60 y 5000 Hz. Un usuario de teléfono no podrá escuchar frecuencias de 60 Hz por cuanto el aparato telefónico, por si, atenúa dicha frecuencia

en 55 dB. Son, entonces, las frecuencias de los armónicos superiores, que sufren una menor atenuación, las que se escuchan como ruido. Es importante notar que la ponderación C-message no es utilizable para otras aplicaciones que no sean de voz, tales como vídeo o transmisión de datos.

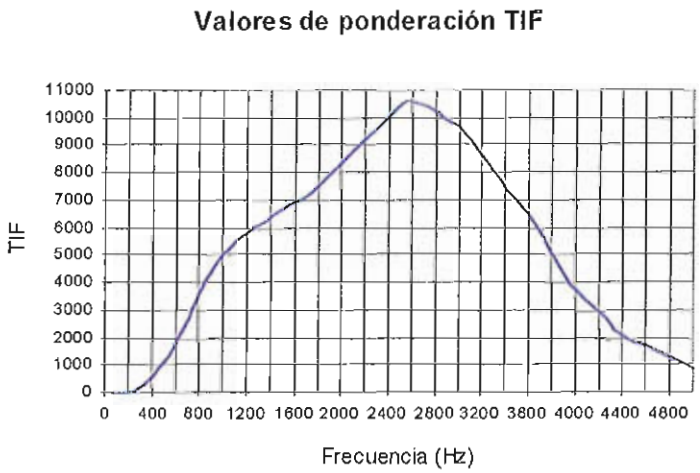


Figura 3.1. Valores de ponderación TIF de 1960[6]

En la práctica, la interferencia telefónica se expresa como el producto de la corriente y el factor TIF, conocido como producto *I.T.* Es difícil establecer con precisión el valor *I.T* para el cual un problema de interferencia se puede presentar pero, sin embargo, como regla general, si el producto *I.T* para una frecuencia individual es mayor que 500, existe la posibilidad de que se presente ruido en las líneas telefónicas cercanas.

3.2. ARMONICOS EN LOS RECTIFICADORES

Los convertidores producen armónicos en el voltaje y corriente, tanto en el lado de corriente alterna o trifásica como en el lado de continua, como consecuencia de la función conmutadora de las válvulas. Para un rectificador de número de pulsos p, se tiene:

- El voltaje continuo ideal en vacío V_{do} presenta armónicos de orden[2]:

$$h = kp \qquad k = 1, 2, 3, \ldots \qquad \textbf{(ec. 3.5)}$$

y cada componente tiene un valor eficaz dado por:

$$\frac{V_h}{V_{do}} = \frac{\sqrt{2}}{h^2 - 1} \qquad \textit{(ec. 3.6)}$$

- En la corriente de red se producen armónicos de orden[2]:

$$h = kp \pm 1 \qquad k = 1, 2, 3, \ldots \qquad \textit{(ec. 3.7)}$$

con un valor eficaz igual a:

$$\frac{I_h}{I_1} = \frac{1}{h} \qquad \textit{(ec. 3.8)}$$

Así pues, el número de pulsos del circuito convertidor determina el orden de los armónicos que aparecen como característicos (tabla 3.5), pero, la magnitud de estos armónicos es función solo de su orden y ya no del número de pulsos del convertidor.

Orden	Frecuencia	p = 2		p = 3		p = 6		p = 12		p = 24	
		$\frac{V_h}{V_{do}}$	$\frac{I_h}{I_1}$	$\frac{V_h}{V_{do}}$	$\frac{I_h}{I_1}$	$\frac{V_h}{V_{do}}$	$\frac{I_h}{I_1}$	$\frac{V_h}{V_{do}}$	$\frac{I_h}{I_1}$	$\frac{V_h}{V_{do}}$	$\frac{I_h}{I_1}$
h	(Hz)	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1	60		100		100		100		100		100
2	120	47.1			50						
3	180		33.3	17.7							
4	240	9.4			25						
5	300		20.0		20		20				
6	360	4.04		4.04		4.04					
7	420		14.3		14.3		14.3				
8	480	2.25			12.5						
9	540		11.1	1.77							
10	600	1.43			10.0						
11	660		9.1		9.1		9.1		9.1		
12	720	0.99		0.99		0.99		0.99			
13	780		7.7		7.7		7.7		7.7		
14	840	0.73			7.1						
15	900		6.7	0.63							
16	960	0.55			6.2						
17	1020		5.9		5.9		5.9				
18	1080	0.44		0.44		0.44					
19	1140		5.3		5.3		5.3				
20	1200	0.35			5.0						
21	1260		4.8	0.32							
22	1320	0.29			4.5						
23	1380		4.3		4.3		4.3		4.3		4.3
24	1440	0.25		0.25		0.25		0.25		0.25	
25	1500		4.0		4.0		4.0		4.0		4.0
I_1/I		0.900		0.827		0.955		0.988		0.997	

Tabla 3.5. Orden de los armónicos característicos[2]

3.2.1. Armónicos característicos.

Los armónicos característicos de un rectificador se encuentran como consecuencia de hacer las siguientes simplificaciones:

1. Los voltajes alternos son trifásicos, senoidales, balanceados y de secuencia positiva
2. La corriente continua de salida del rectificador es constante y sin rizado.
3. Las válvulas son disparadas con intervalos iguales (un sexto de ciclo en el rectificador de 6 pulsos)
4. Las reactancias de conmutación son iguales en las tres fases.

Si se desprecia el efecto de la reactancia de conmutación, dependiendo de la conexión del transformador se encuentra, para un rectificador de 6 pulsos, que:

- Para una conexión YY o ΔΔ y relación de transformación 1:1 las corrientes en la red son las mismas que las del lado de las válvulas y tienen, por tanto, el mismo contenido armonico[12]:

$$i_a = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} * I_d\left(\cos\theta - \tfrac{1}{5}\cos 5\theta + \tfrac{1}{7}\cos 7\theta - \tfrac{1}{11}\cos 11\theta + \tfrac{1}{13}\cos 13\theta - \tfrac{1}{17}\cos 17\theta + \tfrac{1}{19}\cos 19\theta - \ldots\right) \qquad \textit{(ec. 3.9)}$$

- Si la conexión es YΔ o ΔY, las formas de onda de corriente en el lado de la red son diferentes a las del lado del convertidor[12]:

$$i_A = 1.103 * I_d\left(\cos\theta + \tfrac{1}{5}\cos 5\theta - \tfrac{1}{7}\cos 7\theta - \tfrac{1}{11}\cos 11\theta + \tfrac{1}{13}\cos 13\theta + \tfrac{1}{17}\cos 17\theta - \tfrac{1}{19}\cos 19\theta - \ldots\right) \qquad \textit{(ec. 3.10)}$$

Las dos series representan diferentes formas de onda debido a los signos opuestos de los armónicos 5, 7, 17, 19, etc. pero, sin embargo, la magnitud de cada componente armónica es la misma

Para un rectificador de 12 pulsos, compuesto por dos rectificadores de 6 pulsos alimentados por un transformador con devanados secundarios con un desplazamiento de 30 grados entre los voltajes fundamentales, la relación de

transformación entre el primario y cada uno de los secundarios es la misma, por lo cual las corrientes fundamentales del lado primario también son iguales. La corriente primaria resultante es, entonces, la suma de las corrientes de cada uno de los rectificadores. Sin embargo, para mantener la potencia nominal, las corrientes alternas de cada uno de los puentes deben ser la mitad que en el rectificador de 6 pulsos equivalente, con lo cual la expresión para la corriente primaria del rectificador de 12 pulsos es[12]:

$$i_{12} = 1.103 I_d \left(\cos\theta - \tfrac{1}{11}\cos 11\theta + \tfrac{1}{13}\cos 13\theta - \tfrac{1}{23}\cos 23\theta + \tfrac{1}{25}\cos 25\theta - \ldots\right) \qquad \textbf{(ec. 3.11)}$$

Las componentes armónicas de esta corriente son únicamente de los ordenes 12p±1, puesto que los armónicos 5, 7, 17, 19, etc, circulan entre los dos bancos de transformadores y no ingresan a la red de alimentación. Sin embargo, en la práctica, estas corrientes no son exactamente iguales en magnitud para los dos puentes de 6 pulsos ni están exactamente opuestas en fase, por lo cual, ante su cancelación incompleta, aparecen en cierto grado en el lado de la red, convirtiéndose en armónicos no característicos.

La forma de onda de esta corriente se indican en la figura 3.2

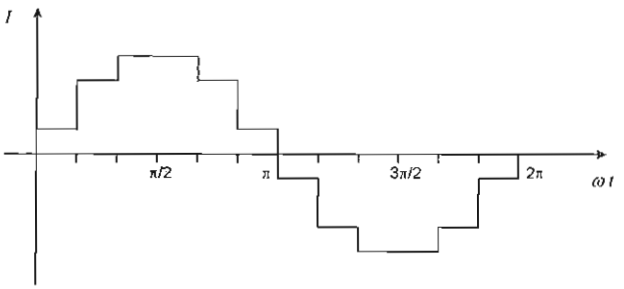


Figura 3.2. Forma de onda de la corriente de entrada en un rectificador de 12 pulsos[12]

El efecto de la reactancia de conmutación y del traslape es el de suavizar las formas de onda de corriente, acercándolas más a la forma senoidal. Por tanto, las amplitudes de los armónicos presentes en la práctica son menores que las encontradas por las expresiones arriba indicadas.

La magnitud de cada armónico de corriente, considerando ya los efectos de la conmutación y del ángulo de disparo de las válvulas, se puede determinar por la expresión[6]:

$$I_h = I_{dc}\left(\sqrt{\frac{6}{\pi}} * \frac{\sqrt{A^2 + B^2 - 2AB\cos(2\alpha + \mu)}}{h\left[\cos\alpha - \cos(\alpha + \mu)\right]}\right) \qquad \textit{(ec. 3.12)}$$

donde:

$$A = \frac{sin\left[(h-1)\frac{\mu}{2}\right]}{h-1} \qquad B = \frac{sin\left[(h+1)\frac{\mu}{2}\right]}{h+1}$$

siendo: h: orden del armónico

μ: ángulo de traslape

α: ángulo de disparo

Así mismo, la ausencia de rizado de la corriente continua de salida implica una bobina de aplanamiento de inductancia infinita que, en la práctica, no se encuentra. Por el contrario, en cualquier carga con una constante de tiempo pequeña (baja inductancia) tal como un motor de continua, por ejemplo, los armónicos del voltaje producen un rizado significativo sobre la forma de onda de la corriente. Para esos casos, los armónicos de la corriente alterna se pueden encontrar con la ecuación[6]:

$$I_h = I_c \frac{2\sqrt{2}}{\pi}\left[\frac{\operatorname{sen}\left(\frac{h\pi}{3}\right)\operatorname{sen}(h)\,\mu/2}{h^2\,\mu/2} + \frac{r_c g_h \cos\left(\frac{h\pi}{6}\right)}{1 - \operatorname{sen}\left(\pi/3 + \mu/2\right)}\right] \qquad \textit{(ec. 3.13)}$$

siendo:

$$g_h = \frac{\operatorname{sen}\left[(h+1)(\pi/6 - \mu/2)\right]}{h+1} + \frac{\operatorname{sen}\left[(h-1)(\pi/6 - \mu/2)\right]}{h-1} - \frac{2\operatorname{sen}\left[h(\pi/6 - \mu/2)\operatorname{sen}(\pi/3 + \mu/2)\right]}{h}$$

cuando h=1, el segundo término de g_h es ($\pi/6-\mu/2$)

donde: I_c : valor de la corriente de salida al final de la conmutación

Δi: magnitud del pico de rizado

r_c: $\Delta i / I_c$

3.2.2. Armónicos no característicos

En las aplicaciones reales no se cumplen completamente las condiciones planteadas para la determinación de los armónicos característicos, y se encuentra que las magnitudes y fases de los armónicos característicos difieren ligeramente de los valores teóricos. Además, se producen armónicos de otros órdenes, no característicos, y el convertidor puede generar armónicos de corriente de todos los órdenes e incluso cierto grado de componente continua.

A pesar de que los armónicos no característicos de ordenes bajos son mucho menores que aquellos armónicos característicos adyacentes, luego del filtrado de estos últimos tanto armónicos característicos como no característicos presentan magnitudes similares, que pueden determinarse únicamente mediante mediciones.

En general, los armónicos no característicos aparecen por asimetría en el disparo de las válvulas, debida a voltajes alternos desbalanceados o a la respuesta (ganancia y constante de tiempo) del regulador de corriente. Además, la presencia de armónicos en los voltajes trifásicos alternos que alimentan a un rectificador, desplaza los ceros del voltaje de conmutación y afecta los ángulos de conducción de las válvulas, generando armónicos no característicos. Estos armónicos, por un efecto de realimentación positiva, pueden llegar incluso a producir inestabilidad en el circuito de control.

3.3. PRACTICAS RECOMENDADAS POR LA NORMA ANSI/IEEE 519-1992[6]

La forma en la cual los armónicos interactúan en un sistema de potencia está dirigida por la naturaleza randómica de las fuentes y su distribución dentro del sistema. La adopción de una norma o la definición de un límite sobre máximas

distorsiones de voltaje y corriente permitidas, debe tomar en cuenta los diferentes problemas presentados por las cargas a él conectadas.

El propósito de una norma sobre niveles admisibles de armónicos en sistemas de potencia se relaciona estrechamente con:

- La necesidad de controlar la distorsión de voltaje y corriente y mantenerlas dentro de niveles que los sistemas de potencia y sus circuitos asociados puedan tolerar.
- Suministrar a todos los consumidores que se encuentran conectados al sistema de potencia una forma de onda acorde con sus necesidades particulares.
- Asegurar que los sistemas de potencia no interfieran con otros sistemas, tales como el de comunicaciones.

Para ello, una norma puede considerar múltiples parámetros y factores que le permitan, en mayor o menor grado, explicar y caracterizar los efectos de los armónicos. Por ejemplo:

- Las amplitudes de cada componente armónico de corriente o voltaje
- El contenido armónico total de la corriente y/o voltaje, expresado ya sea como un valor rms o como una distorsión armónica total (THD)
- El nivel de voltaje del sistema, distinguiendo entre un sistema de transmisión y un sistema de distribución.
- La capacidad que tenga el sistema de potencia para generar o absorber armónicos que, ante el desconocimiento de la respuesta de frecuencia del sistema, puede representarse por la potencia de cortocircuito en el punto de acoplamiento común.
- La definición de un límite aceptable de armónicos, que puede referirse a valores picos o valores rms, presentes ya sea en un instante o dentro de un período de tiempo.
- El método de medición por el cual se obtendrán los datos
- El tipo de carga generadora de los armónicos
- Los posibles efectos en sistemas de comunicaciones y equipos asociados

Los límites establecidos por una norma pueden o no involucrar el peso que tiene cada uno de los usuarios dentro del sistema de potencia, impartiendo o no iguales restricciones para todos los consumidores, sean grandes o pequeños. La adopción de límites de distorsión de voltaje en el punto de acoplamiento común puede beneficiar o perjudicar a los usuarios en función de su distancia con respecto a la alimentación. Incluso, si los niveles de distorsión de voltaje son altos, los nuevos consumidores pueden verse forzados a instalar circuitos adicionales (filtros) antes de su conexión. En muchos casos, los efectos producidos por las fuentes de armónicos no pueden ser solucionados por los usuarios individuales y es entonces la empresa suministradora la responsable por la calidad de la alimentación.

La Empresa Eléctrica Quito, en sus "Normas para Sistemas de Distribución" no hace referencia alguna a los armónicos ni de voltaje ni de corriente ni, peor aún, establece valores límites admisibles. Por ello, la instalación de una carga no lineal considerablemente grande como lo es el Trolebús, obligó a la EEQ a juzgar el sistema bajo los lineamientos de una norma internacional ya existente, que, en el caso que nos ocupa, es la ***IEEE Std 519-1992***, reconocida como una *American National Standard* (ANSI).

3.3.1. Objetivo y aplicación de la IEEE Std 519-1992

La IEEE Std 519-1992, "*IEEE Recommended Practices and Requirementes for Harmonic Control in Electrical Power Systems*", es una actualización de la Guía publicada sobre el tema por la IEEE en el año 1981 e incorpora los nuevos conocimiento sobre los efectos de los convertidores estáticos y demás cargas no lineales en los sistemas eléctricos de potencia.

Esta "Práctica Recomendada" reconoce la responsabilidad que tiene cada usuario de no degradar el voltaje de su suministro, requiriendo corrientes no lineales, y de no afectar al resto de consumidores del sistema. Pero, así mismo, reconoce la responsabilidad que tiene la empresa suministradora de proporcionar a sus abonados una señal de voltaje lo más cercana a una onda senoidal.

La norma intenta establecer los objetivos, en cuanto a distorsión armónica, que el diseñador del sistema se debe plantear y centra, para ello, su atención en la calidad

de la energía que debe existir en el Punto de Acoplamiento Común. Debe utilizarse, entonces, como una guía en el diseño de sistemas de potencia con cargas no lineales.

3.3.2. Definiciones principales.

Las definiciones hechas por la Norma para los principales términos que en el presente trabajo se utilizan son:

- ✓ Armónico. Componente sinusoidal de una onda periódica cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

- ✓ Carga no lineal. Carga que exige una onda de corriente no sinusoidal cuando es alimentada por una fuente de voltaje sinusoidal

- ✓ Distorsión Armónica Total (THD). También llamada factor de distorsión o factor armónico. La relación entre la raíz media cuadrática (valor rms) del contenido armónico de una señal y el valor rms de su componente fundamental, expresada como un porcentaje de la fundamental.

$$THD = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^{\infty} A_i^{\,2}}{A_1^{\,2}}} * 100\% \qquad \textit{(ec. 3.14)}$$

Se aplica tanto a una señal de corriente como a una señal de voltaje.

- ✓ Distorsión de Demanda Total (TDD). El valor rms de la corriente armónica como porcentaje de la corriente de máxima demanda de la carga (demanda de 15 o 30 minutos)

- ✓ Factor de potencia de desplazamiento. Componente de desplazamiento del factor de potencia; relación entre la potencia activa de la onda fundamental, en vatios, y la potencia aparente de la onda fundamental, en volt-amperios (incluyendo la corriente de excitación del transformador).

- ✓ Factor de potencia total. Relación entre la potencia de entrada total del convertidor, en vatios, y los volt-amperios totales de entrada. Los volt-amperios son el producto del voltaje rms por la corriente rms. Esta definición incluye el efecto de las componentes armónicas de la corriente y voltaje (factor de potencia de distorsión), el efecto del desplazamiento de fases entre corriente y voltaje y la corriente de excitación del transformador.

- ✓ Filtro. Término genérico utilizado para describir aquellos tipos de equipo cuyo propósito es reducir la corriente armónica o el voltaje armónico (o ambos) presente en partes específicas de un sistema eléctrico de potencia

- ✓ Relación de corto circuito. Para un convertidor estático, es la relación entre la capacidad de cortocircuito de la barra, en MVA, en el punto de conexión del convertidor y la potencia nominal del convertidor en MW

3.3.3. Prácticas recomendadas para consumidores individuales

Eliminar por completo la presencia de los armónicos en el sistema de potencia es una tarea que no se puede lograr en la práctica y, más bien, se deben equilibrar los factores económicos y de efectividad del control a realizarse, partiendo siempre de la premisa de que en ciertos puntos del sistema algunos efectos de los armónicos serán inevitables.

El propósito de la Norma al establecer límites para los armónicos es:

1. Limitar la inyección de armónicos por parte de cada consumidor individual de manera que no se produzcan distorsiones de voltaje inaceptables

2. Limitar de manera global en el sistema la distorsión armónica del voltaje proporcionado por la suministradora.

La distorsión armónica del voltaje en el sistema depende de la corriente armónica inyectada y de la impedancia del sistema para cada una de las frecuencias armónicas. Puesto que la corriente armónica total depende del número de usuarios y

de su tamaño, se ve la necesidad de que también los límites dependan del tamaño del consumidor, de forma que los consumidores más grandes tengan límites más exigentes que los usuarios más pequeños.

A la final, el objetivo de limitar la corriente armónica, es limitar el voltaje armónico de una frecuencia individual al 3% de la fundamental y limitar el THD de voltaje al 5%, según se verá más adelante en la sección 3.3.4.

Debe anotarse, sin embargo, que el estricto cumplimiento de los límites no siempre evitará la presencia de problemas, sobretodo cuando los límites se han alcanzado, por lo cual es aconsejable realizar periódicamente un examen del sistema para determinar su comportamiento, y observar, sobretodo:

- Que los capacitores para corrección del factor de potencia o de los filtros de armónicos no estén siendo sometidos a esfuerzos excesivos por la presencia de armónicos.

- Que no exista una resonancia serie o paralelo peligrosa

- Que el nivel de armónicos en el punto de acoplamiento común no sea excesivo.

3.3.3.1. Límites para las irrupciones de voltaje por conmutación

Para sistemas de bajo voltaje, donde el área de las irrupciones de voltaje es fácilmente medible con un osciloscopio, la norma establece los límites indicados en la tabla 3.6 para el voltaje de línea en el punto de acoplamiento común.

	Aplicación especial	Sistema general	Sistema dedicado
Profundidad de la irrupción	10%	20%	50%
THD voltaje	3%	5%	10%
Area de la irrupción (An)	16*400	22*800	36*500

Tabla 3.6. Límites de distorsión en sistemas de bajo voltaje[6]

Define como aplicaciones especiales a hospitales y aeropuertos y entiende por sistema dedicado a aquel que trabaja exclusivamente con la carga de un convertidor. La definición de profundidad y área de la irrupción de voltaje se puede apreciar en la figura 3.3.

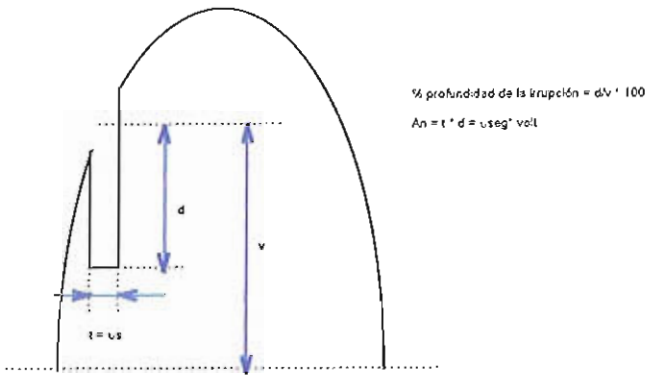


Figura 3.3. Definición de profundidad y área de la irrupción de voltaje[6]

3.3.3.2. Límites de distorsión de corriente

La norma recomienda límites de distorsión de corriente que deben ser observados por los diferentes usuarios del sistema para el "peor caso" de su operación normal, es decir para condiciones mantenidas por más de una hora. Para eventos de corta duración, tales como arranques o condiciones poco usuales, los límites pueden ser excedidos en un 50%.

Los valores límites indicados son aplicables para el caso de rectificadores de seis pulsos. Cuando la carga es un rectificador de mayor número de pulsos (q), alimentado a través de un transformador con desplazamiento de fases, los límites aceptables para sus armónicos característicos se deben incrementar en un factor igual a $\sqrt{q/6}$, siempre y cuando las amplitudes de los armónicos no característicos sean inferiores al 25% de los límites correspondientes.

La tabla 3.7. indica los límites de distorsión de corriente para un sistema de distribución general, aplicables para voltajes comprendidos entre 120 V y 69 kV. Los límites dependen del tamaño de la carga con respecto al tamaño del sistema al cual se conecta. Para ello se define la relación I_{SC}/I_L entre la corriente de cortocircuito en el

punto de acoplamiento común y la máxima corriente de carga. La norma recomienda que I_L se calcule como la corriente promedio de las demandas máximas de los 12 últimos meses.

Máxima distorsión de corriente como porcentaje de I_L SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN						
Isc/I_L	h<11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	TDD
< 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

Tabla 3.7. *Límites de distorsión de corriente para sistemas de distribución*[6]

Los límites globales de distorsión hacen referencia a la distorsión de demanda total *TDD* que, como ya se indicó anteriormente, relaciona la distorsión armónica de la corriente con la corriente de máxima demanda de la carga (demanda de 15 o 30 minutos). Los límites para los armónicos individuales son aplicables a los órdenes impares, pues los armónicos pares se deben restringir al 25% de los valores de la tabla.

Para sistemas de subtransmisión, con voltajes entre 69 kV y 161 kV, se aplican los límites de la tabla 3.8 y para sistemas de transmisión de voltajes superiores a los 161 kV, son válidos los valores de la tabla 3.9.

Máxima distorsión de corriente como porcentaje de I_L SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN						
Isc/I_L	h<11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	TDD
< 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	2.5	1.25	0.7	10

Tabla 3.8. *Límites de distorsión de corriente para sistemas de subtransmisión*[6]

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN						
Isc/I_L	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
> 50	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tabla 3.9. *Límites de distorsión de corriente para sistemas de transmisión*[6]

La norma reconoce que los limites de distorsión de corriente señalados pueden ser excedidos por ciertos períodos de tiempo sin causar ningún peligro para los equipos del sistema. Por ello recomienda que, al realizar un estudio para un usuario determinado, se elaboren y analicen cuadros de distribución probabilística de la distorsión de corriente, en base de los datos registrados, que permitan determinar si la condición fuera de límites puede ser aceptable.

Se señala, sin embargo, que los límites expresados por las tablas son permitidos únicamente si el transformador que alimenta al usuario no está sujeto a corrientes armónicas que superen el 5% de su corriente nominal, según lo especificado en la norma IEEE C57.12.00.1987. En caso de que se exceda el porcentaje indicado, debe considerarse la instalación de un mayor transformador, capaz de manejar dichos niveles altos de armónicos, evaluando los efectos del calentamiento de acuerdo con la metodología contenida en IEEE C57.110.1986.

3.3.4. Prácticas recomendadas para las empresas suministradoras.

La distorsión armónica del voltaje es un problema de calidad de energía y, como tal, su presencia debe preocupar a la empresa suministradora, así como le preocupan la continuidad de servicio, la regulación de voltaje, la protección de sobrevoltajes o el parpadeo luminoso (flicker).

3.3.4.1. Límites de distorsión de voltaje

Puesto que, como se vio en la sección 3.2.1., la forma de onda de la corriente de red que alimenta a un convertidor depende del ángulo de retardo en el disparo de las válvulas y del ángulo de traslape en la conmutación, si dos o mas convertidores se encuentran conectados a un mismo feeder, las componentes armónicas de la corriente de un convertidor no estarán necesariamente en fase con las de los otros convertidores y, por ello, tampoco lo estarán las caídas armónicas de voltaje. En la práctica, entonces, la suma aritmética de las componentes armónicas es un hecho

improbable, por lo que, para efectos de cálculo de la distorsión de voltaje, se pueden aplicar factores de coincidencia a la adición de los valores individuales.

De todas maneras, las caídas de voltaje, producidas por las corrientes armónicas de las distintas cargas no lineales conectadas al sistema, deben ser lo suficientemente pequeñas como para no rebasar los límites de distorsión armónica total de voltaje establecidos en la tabla 3.10. Al igual que con la distorsión de corriente, estos límites pueden ser excedidos en un 50% para períodos cortos, inferiores a una hora.

Voltaje en el Punto de Acoplamiento Común	Voltaje individual (%)	THD V (%)
0 - 69 kV	3.0	5.0
69 - 161 kV	1.5	2.5
> 161 kV	1.0	1.5

Tabla 3.10. Límites de distorsión de voltaje[6]

Si se encuentran distorsiones de voltaje superiores a las indicadas, se pueden tomar las siguientes medidas tendientes a su reducción:

1. Realizar mediciones de armónicos en diferentes puntos del sistema de la empresa suministradora, incluyendo el punto de acoplamiento común, y buscar la presencia de otros consumidores que presenten distorsiones de corriente mas allá de los límites. Si se logra identificarlos, dichos usuarios deben ser exhortados a disminuir su distorsión, ya sea instalando filtros o reduciendo su generación de armónicos.

2. Instalar filtros para controlar los armónicos.

3. Instalar un nuevo alimentador para aislar el problema.

3.3.4.2. Límites de interferencia con circuitos de comunicaciones

Es difícil poner un límite a la influencia que las componentes armónicas de corriente y voltaje generadas por un convertidor pueden tener sobre un sistema telefónico, pues la interferencia entre los dos sistemas se debe a muchos factores que se hallan fuera del control del diseñador del convertidor. Dichos factores

cambiarán de un lugar a otro y de tiempo en tiempo de acuerdo con la evolución del estado del arte de la coordinación inductiva.

A pesar de que no existen requerimientos específicos, la experiencia con problemas de interferencia a través de los años ha permitido establecer los lineamientos generales reflejados en la tabla 3.11.

Categoría	Descripción	I.T
I	Niveles menos capaces de causar interferencia	< 10.000
II	Niveles que pueden causar interferencia	10.000 - 25.000
III	Niveles que probablemente causarán interferencia	> 25.000

Tabla 3.11. *Valores I.T recomendados en la instalación de convertidores*[6]

Dentro de la categoría I se encuentran las instalaciones sensibles al ruido; edificios comerciales y plantas industriales se encuentran dentro de la categoría II mientras que áreas no restringidas caen en la categoría III.

Debe anotarse que la tabla es aplicable para las componentes balanceadas, no residuales, de un sistema de potencia.

3.4. MEDICIÓN DE ARMÓNICOS EN LAS SUBESTACIONES RECTIFICADORAS

Con el objetivo de conocer y caracterizar de manera práctica y tangible el comportamiento armónico de las subestaciones rectificadoras del Sistema Trolebús, y enmarcarlo dentro de los lineamientos y recomendaciones de la IEEE 519-1992, se presenta el siguiente estudio, basado en mediciones efectuadas en las ocho subestaciones de tracción durante el mes de agosto de 1997.

3.4.1. Metodología

Con el valioso aporte de equipo y personal del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Unidad Operadora Trolebús, se llevó a cabo un ciclo de mediciones de voltajes y corrientes en la entrada de los primarios expresos de distribución a cada una de las subestaciones de tracción.

Se efectuaron registros de corriente (RMS, fundamental y THD), voltaje (RMS, fundamental y THD) y demanda, durante el período de un día por cada subestación, con un intervalo de un minuto entre cada medida. Los datos fueron luego descargados a un computador portátil y procesados en una hoja electrónica.

Se realizaron, además, por cada subestación, varias capturas de cuatro ciclos, con un intervalo de 15 segundos entre una y otra, con el fin de obtener, luego de su descomposición en series de Fourier, el contenido armónico de las formas de onda de corriente y voltaje.

3.4.2. Equipo

Para el registro de los parámetros eléctricos se utilizó un POWER LOGIC Circuit Monitor CM-2450 que, entre muchas otras prestaciones, permite realizar:

- Lectura en tiempo real y registro de: corriente, voltaje, potencias activa, reactiva y aparente, factor de potencia, THD, etc.
- Lectura y registro de demanda de corriente y de potencia activa, reactiva y aparente.
- Lecturas de energía.
- Análisis de potencia: factor de cresta, factor de potencia, factor de potencia de desplazamiento, contenido armónico de corrientes y voltajes, etc.

El equipo fue conectado a la entrada del primario exclusivo, en los secundarios de los transformadores de corriente y voltaje disponibles en la celda de medida de las subestaciones de tracción, en una configuración de 3 fases - 4 hilos.

Las principales características de los transformadores de medida utilizados se muestran en la tabla 3.12.

	TC	TP
Relación	300/5 A	6000:√3/110: √3
Burden	15 VA	50 VA
Clase	0.5	0.5

Tabla 3.12. Características principales de los transformadores de medida

Los valores registrados fueron descargados a un computador portátil mediante el programa EXPLORER II el cual, a más de permitir la visualización y manejo de la extensa base de datos resultante, calcula el contenido armónico de las formas de onda de corriente y voltaje capturadas.

3.4.3. Límites de distorsión a aplicarse

Observando las recomendaciones de IEEE 519-1992, discutidas ya en el numeral 3.3.3, la tabla 3.13 resume los límites de distorsión de demanda total para las subestaciones de tracción, en función de la relación I_{sc}/I_L. I_L, según lo recomendado, es la intensidad correspondiente a la máxima demanda registrada para cada subestación en los últimos 12 meses.

S/E EEQ		S/E TROLE				LIMITE	
NOMBRE	Pcc	NOMBRE	DEM. MAX.	DEM. MAX.	I_L	Isc/IL	TDD max
	MVA		kW	kVA	A		%
4	120.60	Sur	405.00	417.53	38.26	288.84	15
4	120.60	Villa Flora	451.00	464.95	42.61	259.38	15
6	68.80	Cumandá	701.00	722.68	66.23	95.20	12
8	97.10	San Blas	533.00	549.48	50.35	176.71	15
Pérez Guerrero	119.40	El Ejido	787.00	811.34	74.35	147.16	15
Carolina	116.50	Ma. De Jesús	733.00	755.67	69.25	154.17	15
13	70.60	NN.UU.	531.00	547.42	50.17	128.97	15
16	176.40	Norte	343.00	353.61	32.40	498.86	15

Tabla 3.13. Límites de TDD para las subestaciones de tracción

La relación entre corriente de cortocircuito y corriente de máxima demanda, según se observa en la tabla, está en el rango 100 - 1000, por lo cual a todas las subestaciones les corresponde un límite de TDD del 15%, con excepción de la S/E Cumandá que, por encontrarse en el rango 50 - 100, no debe exceder el 12% en TDD.

La tabla 3.14. indica los límites para cada armónico individual de corriente, una vez hecha la corrección $\sqrt{q/6}$ indicada en el numeral 3.3.3.2 por el número de pulsos del rectificador (q = 12).

LIMITES INDIVIDUALES DE DISTORSIÓN DE CORRIENTE				
Orden del armónico	5	7	11	13
7 S/E	3.0%	3.0%	7.8%	7.8%
S/E Cumandá	2.5%	2.5%	6.4%	6.4%

Tabla 3.14. Límites de distorsión de corriente para las S/E de tracción

Obsérvese que en la tabla se ha limitado ya al 25% la presencia de los armónicos 5° y 7° por ser no característicos del rectificador.

Finalmente, se deberá constatar si, con el respeto de estos límites de distorsión de corriente, se logran distorsiones de voltaje en el punto de acoplamiento común inferiores a las requeridas en la tabla 3.10.

3.4.4. Resultados del estudio

Las subestaciones rectificadoras presentan una característica muy particular: debido a los constantes arranques y frenados de los trolebuses dentro del área de influencia de la subestación, la corriente exigida al rectificador está permanente variando durante el día, de una manera totalmente brusca y aleatoria. En cuestión de segundos, una corriente prácticamente nula puede llegar a convertirse en intensidades de hasta el 70% de la corriente nominal de la subestación, según se verá posteriormente en el capítulo 4.

Por este hecho se entiende que el tomar unas pocas medidas instantáneas de corriente y voltaje está muy lejos de ayudar en la comprensión del comportamiento de las subestaciones y se hace evidente, por ello, que es necesario efectuar un registro continuo de los parámetros eléctricos, para poder así conocer su evolución a través de los distintos estados de carga del sistema.

Por estas razones, para efectos de este estudio, se utilizó un POWER LOGIC CM-2450 con el cual se pudo registrar gran cantidad de variables eléctricas, durante 24 horas por cada subestación y con intervalos de un minuto entre registro y registro. La

información obtenida, una vez procesada y traducida a lenguaje gráfico, revela una serie de interesantes resultados:

3.4.4.1. Comportamiento de la carga

En todas las subestaciones se observa que son más frecuentes los valores bajos de corriente. Aproximadamente el 50% del tiempo, excluidas las horas de madrugada en que los trolebuses no operan, la corriente primaria de entrada es inferior a 5 A , es decir, menor que el 3% de la corriente nominal (Fig. 3.4)

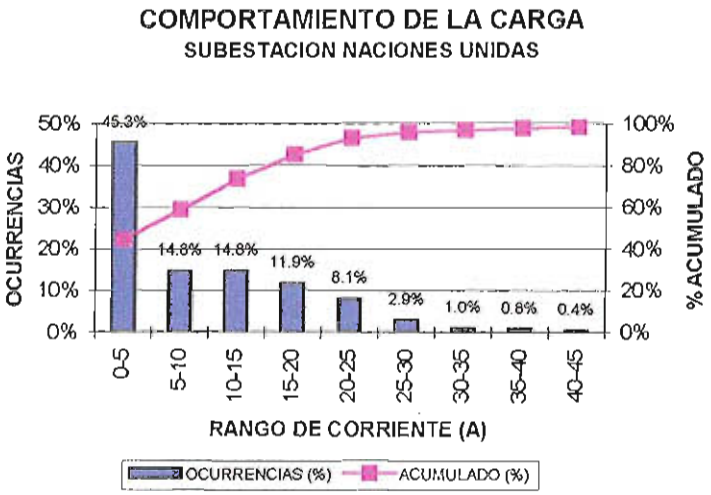


Figura 3.4. Comportamiento de la carga en una subestación de tracción

3.4.4.2. THD de corriente y factor de potencia

La figura 3.5. muestra los valores de factor de potencia y distorsión armónica total de corriente registrados para una subestación rectificadora. Los datos se han organizado de manera de hacer visibles dos aspectos importantes:

- Los rangos de variación de la distorsión armónica total de corriente
- La presencia más o menos frecuente de cada valor durante el día (por ejemplo, el valor de 2 A es muy frecuente)

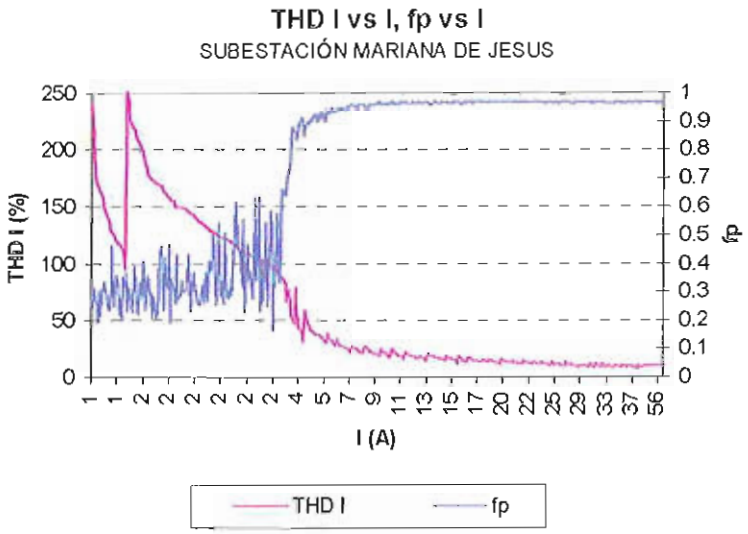


Figura 3.5. Distorsión armónica total de corriente y factor de potencia

Se puede ver claramente la disminución en la distorsión armónica total de corriente conforme aumenta la carga de la subestación; de valores mayores al 100% para corrientes de hasta 3 A, el THD disminuye a menos del 10% para las corrientes más significativas, superiores a los 30 A. Nótese que, por lo visto en la sección 3.4.4.1, los valores elevados de distorsión están presentes un gran porcentaje del tiempo.

El factor de potencia, por definición, es bajo cuando existen elevadas distorsiones de corriente y, por ello, está alrededor de 0.4 para las corrientes pequeñas, inferiores a 3A. Cuando las intensidades son mayores que 5A, el factor de potencia supera ya el valor de 0.9 hasta alcanzar su máximo de 0.976

Los valores de THD para corrientes bajas, que podrían parecer "alarmantes" en primera instancia, se pueden entender al considerar la clase de precisión de los instrumentos y equipos de medida utilizados, diseñados para trabajar con corrientes primarias nominales de 300 A. Debe anotarse, desde el punto de vista teórico, que, por efectos del modo de conducción discontinua por el que debe atravesar el rectificador al tomar carga, la forma de onda esperada a bajas corrientes es mucho más distorsionada que en el modo de conducción continua[10].

Sin embargo, como se verá en las secciones siguientes, estas "alarmantes distorsiones" representan corrientes armónicas sumamente pequeñas que, al compararse con la corriente de máxima demanda (I_L) resultan en valores de TDD muy bajos. Su influencia sobre el voltaje del sistema es, obviamente, insignificante.

Por otro lado, la tendencia asintótica de la curva conforme se incrementa la carga, prácticamente garantiza que la THD de corriente se mantendrá, para valores elevados de corriente, por debajo de un valor que, si bien varía de una subestación a otra dependiendo de las características del sistema, no sobrepasa el 10% (Ver Anexo 3.1).

3.4.4.3. Corriente armónica y distorsión de demanda total

Al valor rms de todas las componentes armónicas de la corriente lo llamaremos, de aquí en adelante, corriente armónica (*Ih*). Este concepto es útil por cuanto aglutina a todas las componentes armónicas de la corriente dentro de un solo parámetro que las cuantifica en amperios.

$$I_h = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^{\,2}} \qquad \textit{(ec. 3.15)}$$

La relación entre *Ih* y la corriente de máxima demanda de la carga (I_L) es conocida por IEEE 519-1992 como distorsión de demanda total (TDD) y es utilizada para definir los límites permisibles para cada usuario.

De la definición de distorsión armónica total:

$$THD(I) = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^{\,2}}{I_1^{\,2}}} * 100\% = \frac{I_h}{I_1} * 100\%$$

se obtiene:

$$I_h = \frac{THD(I) * I_1}{100\%}$$

$$TDD = \frac{I_h}{I_L} * 100\% = THD(I) * \frac{I_1}{I_L} \qquad \textit{(ec. 3.16)}$$

de donde se desprende que TDD es una ponderación del valor de THD, de acuerdo con la magnitud de la corriente fundamental correspondiente. Esta definición reconoce que mientras más grande sea la intensidad de corriente, menor distorsión deberá tener para no afectar al resto del sistema. Así se explica el porqué las elevadas distorsiones, registradas en las subestaciones de tracción para bajas corrientes, no tienen mayor peso en el momento de analizar el cumplimiento de los límites de la norma.

El anexo 3.2 presenta un registro completo de la evolución de la TDD en el tiempo, para las ocho subestaciones rectificadoras. El sinnúmero de puntas que se observa en los gráficos corresponde a los picos de corriente y refleja su permanente variación durante el día. La tabla 3.15 resume los rangos de TDD encontrados para las subestaciones, mismos que pueden apreciarse claramente en el anexo 3.3

SUBESTACION	$TDD_{0.9}$	TDD_{max}
	%	%
NORTE	< 8	13
NACIONES UNIDAS	< 5	8
MA. DE JESUS	< 5	10
EL EJIDO	< 6	13
SAN BLAS	< 6	11
CUMANDA	< 4	9
VILLAFLORA	< 10	20
SUR	< 6	11

$TDD_{0.9}$: Valores presentes el 90% del tiempo
TDD_{max}: Pico de distorsión registrado

Tabla 3.15. *Valores de TDD presentes en las subestaciones de tracción*

Los resultados de las mediciones son claros: el 90% del tiempo la distorsión de demanda total de las subestaciones de tracción ($TDD_{0.9}$) es muy inferior a los límites aceptados por IEEE 519-1992 (ver tabla 3.13). Incluso se observa que ni siquiera el valor pico de distorsión llega a rebasar los valores máximos admitidos.

Pero, ¿a que se debe la diferencia entre los valores de TDD entre una subestación y otra? Las razones son dos:

- Los valores de THD, y con ellos las corrientes armónicas *Ih*, para el mismo valor de carga, son diferentes de una subestación a otra dependiendo de

las características del sistema que las alimenta. Si se examinan los gráficos del anexo 3.1 se puede ver como para un mismo valor de corriente (p.ej. 40A) la THD de corriente es muy superior para la subestación el Ejido que para el resto de subestaciones.

- Los valores de TDD dependen de la corriente de máxima demanda de cada subestación. Entonces, aquellas subestaciones con una mayor demanda presentan distorsiones de demanda menores que las subestaciones con demandas más pequeñas. Este hecho ha influido claramente sobre los valores de TDD de la subestación Villaflora, donde se registraron corrientes de hasta 100 A a pesar de que su demanda máxima es de solamente 42 A.

La relación entre la corriente armónica *Ih* y la corriente de carga se muestra en la figura 3.6. El resultado es bastante lógico: a mayor corriente de carga, mayor corriente armónica. La curva se asemeja a una línea recta que evidencia cierta proporcionalidad entre el valor rms de los armónicos y el valor rms total. Debe destacarse la existencia de un valor de corriente armónica diferente de cero, aún para cargas prácticamente nulas, cuyo justificativo más convincente es el error introducido por los equipos de medición.

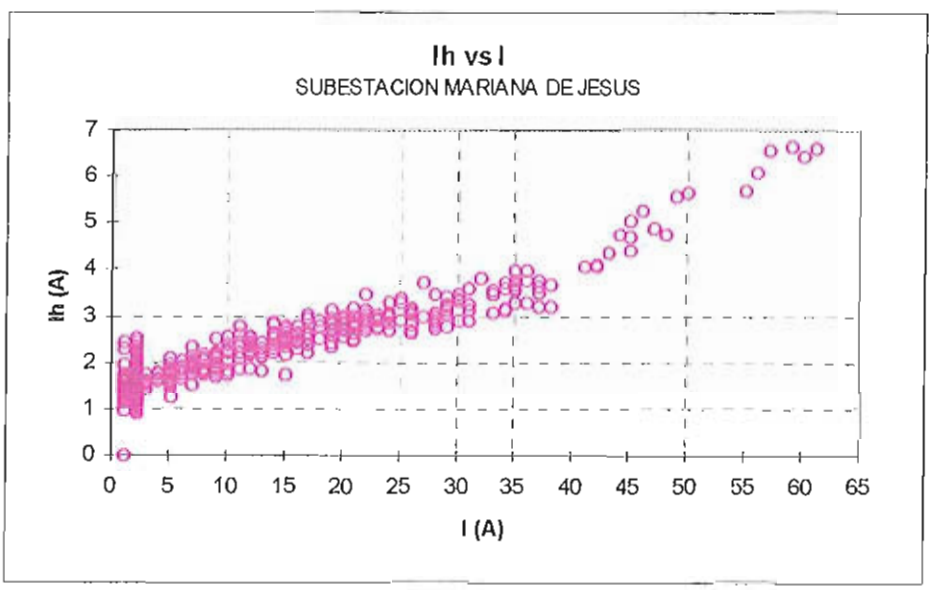


***Figura 3.6**. Corriente armónica en función de la corriente de carga*

3.4.4.4. Distorsión armónica del voltaje

Un registro de los valores de THD de voltaje durante el día, para las ocho subestaciones de tracción, se encuentra en el anexo 3.2. Al observar los gráficos se desprenden resultados interesantes:

Para todas las subestaciones, con excepción de El Ejido, los valores de THD de voltaje son menores que el 5% establecido por la norma como límite. En la tabla 3.16, que resume los valores máximos y mínimos de distorsión armónica total de voltaje registrados, se puede ver que incluso las mayores distorsiones están lejos de alcanzar el límite señalado. Es válido afirmar, entonces, que a pesar de la existencia de armónicos en el sistema de la EEQ, estos se mantienen, en los puntos analizados, aún dentro de valores admisibles. La subestación de distribución Pérez Guerrero se sale de este esquema y merece un estudio especial por parte de la EEQ.

SUBESTACION	THD voltaje (%)	
	min	max
NORTE	1.0	2.5
NACIONES UNIDAS	0.7	1.9
MA. DE JESUS	1.0	2.6
EL EJIDO	1.7	6.9
SAN BLAS	0.7	2.1
CUMANDA	0.9	2.0
VILLAFLORA	0.9	3.1
SUR	1.3	3.9

Tabla 3.16. *Valores de THD de voltaje registrados en las subestaciones de tracción*

Las magnitudes y la evolución misma de la THD de voltaje son distintas para cada subestación de tracción. Como una característica común se observa que los valores de THD de voltaje presentan, para todas las subestaciones, dos tipos de variación:

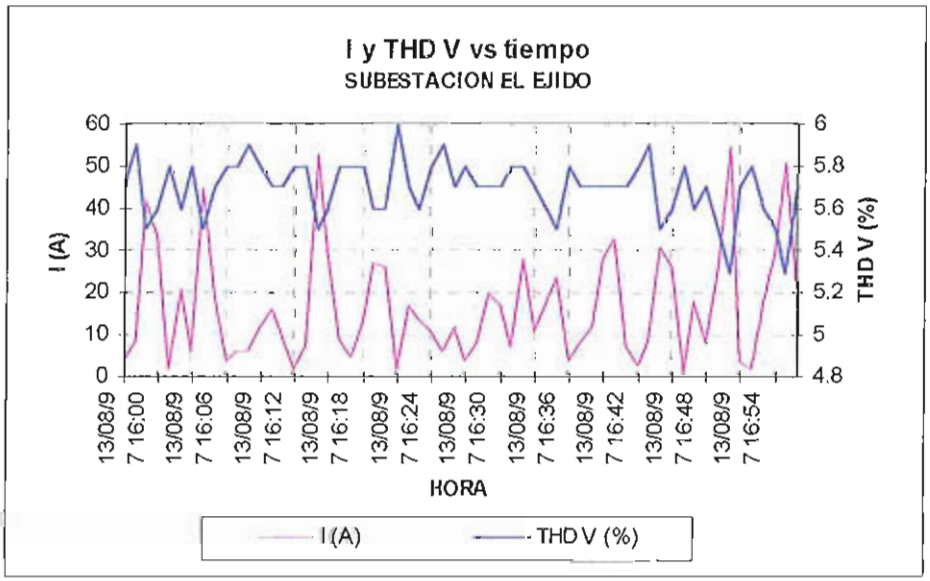
- Una variación pronunciada del 1, 2, 3 y hasta 5%, que está estrechamente ligada con la curva de carga de la subestación de distribución de la EEQ. Existe mayor distorsión de voltaje en la horas pico de cada subestación de distribución que en las horas de baja carga. Siempre se alcanzan los valores mínimos de distorsión de voltaje en las horas de madrugada. En la subestación de distribución Pérez Guerrero existe un banco de capacitores

que, mientras está conectado, produce las elevadas distorsiones registradas en la subestación El Ejido. En el anexo 3.2. se puede ver con claridad la desconexión y conexión del banco de capacitores a través de las variaciones bruscas del THD.

- Una pequeña oscilación, cuya magnitud no supera el 0.5%, y se debe a las variaciones instantáneas de carga en el sistema de la EEQ, entre las cuales se encuentra la corriente absorbida por la subestación de tracción.

Pese a la valiosa información encontrada en el anexo 3.2, sus gráficas no permiten apreciar de manera clara una relación directa entre la distorsión de demanda total de la corriente de las subestaciones de tracción y la distorsión de voltaje en el punto de alimentación.

Para ello, en la figura 3.7 se han graficado simultáneamente la variación de corriente y la variación de THD V durante el período de una hora, para las subestaciones Ejido y Cumandá:



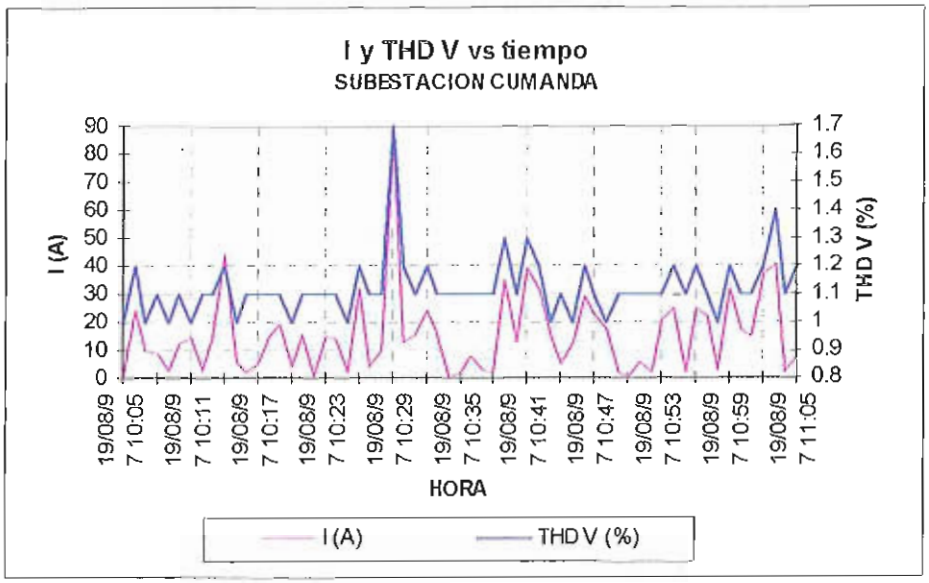


Figura 3.7. Valores instantáneos de corriente y de distorsión armónica de voltaje

- Para el caso de la subestación El Ejido, se observa que cuando aumenta la corriente de carga (p. ej. de 3 a 52 A), la distorsión armónica del voltaje disminuye (de 5.8% a 5.5%).

- En el segundo caso, para la subestación Cumandá, se observa que al aumentar la carga (p. ej. de 5 a 82 A) también se incrementa la distorsión de su voltaje de alimentación (de 1.1% a 1.7%)

Se hace visible, entonces, que el efecto que tiene una subestación de tracción sobre el sistema de la EEQ depende tanto de las características del sistema como del grado de distorsión preexistente. En todo caso, la incidencia de las subestaciones rectificadoras sobre la distorsión de voltaje del sistema es mínima.

En la figura 3.8 se muestran los valores de voltaje armónico *Vh* frente a su correspondiente corriente armónica *Ih* para la subestación El Ejido. Es destacable la existencia de dos rangos diferentes de variación para el THD, dependiendo del estado de conexión del banco de capacitores al que se hizo mención anteriormente: con el banco de capacitores conectado, entre las 7:00 y 21:00, el voltaje armónico está alrededor de 200 V; con el banco de capacitores desconectado, el voltaje armónico está alrededor de los 90 V. En ambos casos, el valor rms de la corriente armónica no tiene ninguna influencia apreciable sobre el voltaje armónico.

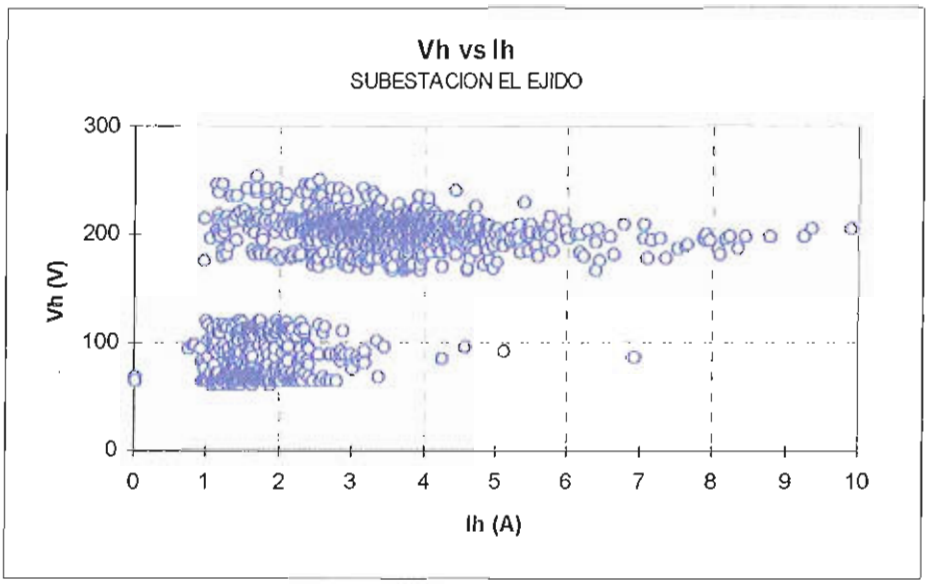


Figura 3.8. Relación entre el voltaje armónico y la corriente armónica.

Es decir, si bien, dependiendo de la subestación, la distorsión de corriente puede tener un efecto mínimo sobre la distorsión de voltaje del sistema, este es prácticamente despreciable al compararlo con la distorsión de voltaje provocada por el conjunto total de abonados de la EEQ y que existe independientemente del Sistema Trolebús.

3.4.4.5. Contenido armónico de la corriente y voltaje

Por la gran cantidad de información obtenida de las formas de onda capturadas y por las dificultades que su procesamiento implica, de todos los datos registrados se escogieron únicamente tres estados diferentes de carga para representar el comportamiento de cada subestación: carga baja, carga media y carga alta.

La tabla 3.17 muestra las magnitudes máximas registradas para los armónicos 5, 7, 11 y 13, que son los más representativos, como porcentaje de la corriente de máxima demanda, I_L. Se indica además el valor rms de la corriente a la cual corresponde la descomposición, I_c.

SUBESTACION	I_c	I_L	ARMONICOS (%)			
	(A)	(A)	5	7	11	13
Norte	20.25	32.4	3.40	1.08	5.86	1.33
Naciones Unidas	36.7	50.17	2.97	1.81	4.09	1.51
Mariana de Jesús	71.63	69.25	7.06	3.44	4.64	2.93
El Ejido	58.7	74.35	9.62	4.25	3.08	1.63
San Blas	45.11	50.35	4.83	2.05	4.71	2.62
Cumandá	44.8	66.23	3.65	1.56	3.90	2.19
Villaflora	39.24	42.61	5.30	2.53	5.07	2.16
Sur	25.42	38.26	3.27	1.12	5.51	2.25

Tabla 3.17. *Contenido armónico de la corriente en las S/E de Tracción*

Se observa, en primera instancia, que los valores individuales de los armónicos de corriente de orden 5 rebasan, para todas las subestaciones, el 3% de I_L establecido por la norma. El armónico 7° está fuera de límites para las subestaciones Mariana de Jesús y El Ejido. Nótese que estos son armónicos no característicos del rectificador de 12 pulsos por lo que su aparición es un indicativo de una situación anormal. Los armónicos 11 y 13, en cambio, son siempre inferiores al 7.8% admisible, siendo, por tanto, aceptables.

El anexo 3.4 muestra el contenido armónico de corriente y voltaje para cada subestación, a través de los tres estados de carga indicados. En el anexo 3.5 se resumen las tendencias de los armónicos 5, 7, 11 y 13 de corriente y voltaje según se incrementa la carga. De estos dos anexos se desprenden varias observaciones:

- Los armónicos 5° y 7° de voltaje están siempre presentes, y de manera muy notoria, para todas las subestaciones y para todos los estados de carga. El armónico 5° es siempre el más alto, llegando a superar los 200V (5.5%) en la subestación El Ejido. Esta componente es mayor cuando la subestación de tracción está sin carga y disminuye paulatinamente conforme se va incrementando la corriente. El armónico 7° de voltaje, en cambio, para bajas cargas presenta un valor más moderado, en el rango de los 10 a 20V, que tiende a incrementarse ligeramente con el aumento de corriente (en El Ejido disminuye). Se confirma, entonces, la existencia de una distorsión de voltaje en el sistema primario de distribución, que es independiente del Sistema Trolebús y que merece ser estudiada detenidamente por la EEQ.

- Las componentes de corriente de orden 5 y 7, a pesar de ser armónicos no característicos del rectificador de 12 pulsos, asoman como las más representativas en condiciones de baja carga. Este hecho se entiende como una consecuencia de la elevada distorsión existente en el voltaje de alimentación, que obliga a la aparición de componentes de estos órdenes en la corriente de la subestación. Para corrientes bajas, los armónicos 5 y 7 son mayores que las demás componentes, por lo cual incrementan notablemente el THD de la corriente, por encima de los valores esperados para la operación del rectificador con una alimentación puramente senoidal.

- Al aumentar la corriente de carga, se hace evidente el incremento de las componentes 11 y 13 de corriente que, por los general, llegan a rebasar en magnitud a los armónicos 5° y 7°. Es decir, la generación de armónicos característicos por parte de las subestaciones rectificadoras se hace apreciable únicamente cuando la corriente es lo suficientemente alta como para sobresalir entre la contaminación existente en el sistema. Esto no se cumple en las subestaciones Mariana de Jesús y El Ejido, donde siempre son predominantes las corrientes armónicas 5° y 7°. Nótese que, para estas dos subestaciones, las distorsiones de voltaje de orden 5 y 7 son mayores que en los demás puntos analizados.

- Finalmente, la aparición de corrientes armónicas de órdenes característicos (11 y 13), tiene un efecto directo sobre la tensión, pues es notorio el incremento de los armónicos 11° y 13° de voltaje conforme crece la carga de la subestación.

Por todo lo expuesto, resulta oportuna la elaboración de un pequeño resumen, que destaque las principales implicaciones de este estudio:

1. La distorsión de demanda total para las subestaciones rectificadoras y la inyección al sistema de armónicos característicos están dentro de los límites aceptados por IEEE Std 519-1992

2. La corriente armónica aumenta conforme se incrementa la corriente de carga.

3. La influencia de las subestaciones del trolebús sobre la distorsión del voltaje primario de la EEQ es mínima

4. No existe una relación directa entre la corriente absorbida por las subestaciones de tracción y la distorsión producida en su voltaje de alimentación.

5. Las variaciones en la THD de voltaje obedecen principalmente a la curva de carga de cada subestación de distribución

6. Los límites de distorsión de voltaje son rebasados en la subestación de distribución Pérez Guerrero, por el efecto combinado que tienen las características de sus abonados y la conexión de un banco de capacitores.

7. Los valores elevados de THD para bajas corrientes se explican en gran parte por el alto porcentaje de 5° y 7° armónico existente en el sistema de la EEQ.

8. Las lecturas para corrientes sumamente bajas (< 2A) no son confiables debido a la precisión de los instrumentos y equipos utilizados.

CAPITULO IV

POTENCIA Y ENERGÍA EN EL SISTEMA TROLEBÚS

4.1. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL TRANSPORTE

4.1.1. Introducción.[18]

Los recursos naturales para obtención de energía primaria son, en su mayoría, no renovables y están en rápido decremento; muchos de ellos son el producto de procesos geológicos a lo largo de millones de años, y han sido consumidos en tan solo unos pocos siglos.

Si consideramos que cerca del 25% del consumo total de energía en los países industrializados es destinado al transporte, incluyendo vehículos privados, ferrocarriles, autobuses, aviones y barcos, la optimización de los sistemas de transporte se convierte en un objetivo primordial.

Diversos estudios han estimado que el costo de construcción y mantenimiento de una carretera, expresado en unidades energéticas, es el doble del costo de una vía férrea. En las ciudades grandes y medianas, la utilización de transporte a base de rieles permite disminuir drásticamente el pronunciado efecto que tienen los vehículos pesados sobre el desgaste del pavimento, y es por ello que se prefiere implantar metros y ferrocarriles en lugar de autobuses. Además, las pérdidas por fricción son mucho menores para el contacto rueda - riel que para el conjunto neumático - pavimento.

Se ha logrado determinar que el proceso de conversión de energía involucrado en la alimentación de las rieles electrificadas, tiene una eficiencia de 2 a 5 veces mayor que las máquinas de combustión interna, utilizadas en otros sistemas de transporte.

Una comparación entre locomotoras diesel y eléctricas indica que:

- El costo de mantenimiento de una locomotora eléctrica es entre el 25 y el 56% del costo correspondiente para una locomotora diesel.
- Las locomotoras eléctricas son el doble de confiables que las diesel.
- En Estados Unidos, la disponibilidad de las locomotoras eléctricas es del 96% mientras que para las locomotoras a diesel no supera el 84%.

Finalmente, los estudios indican que al transferir el transporte de la carretera a las rieles se consigue un ahorro de energía, y más aún, indican que el uso de la energía es más eficiente en aquellos países con un mayor porcentaje de electrificación en sus vías. De ahí que existan tantos proyectos de electrificación al rededor del mundo.

4.1.2. Evolución de la tracción eléctrica.[3]

El 31 de mayo de 1879, SIEMENS pone en funcionamiento, en la exposición de Berlín, una pequeña locomotora de 3 CV alimentada por tercer carril a 150 Vcc. Su velocidad máxima era de 12 km/h y arrastraba 3 coches con un total de 18 viajeros. Es el inicio de la tracción eléctrica.

Desde entonces, sistemas de corriente continua con voltajes de hasta 800 Vcc se implantan en las ciudades grandes, tales como Berlín, Londres, París y New York, donde el polo positivo correspondía a la línea de contacto (catenaria o tercer carril) y el negativo a la riel.

Frente a la necesidad de incrementar la potencia de las máquinas y ante la limitación en el manejo de corriente por el acoplamiento entre el captador y la línea, se hace necesario elevar el voltaje de alimentación. No obstante, para corriente continua, este aumento se ve limitado por el conmutador del motor serie de la locomotora o por el convertidor sincrónico de la subestación. Como resultado, se realizan pruebas para

utilizar corriente alterna, que facilitaría incrementar el voltaje de la línea de contacto y usar un transformador en la unidad móvil.

Sin embargo, los motores trifásicos de inducción solo disponían de dos o cuatro velocidades fijas y constantes, no siendo apropiados para un servicio de tracción. Se complicaba además la instalación por ser necesarias dos líneas aéreas, adicionales a la vía, para alimentar con energía trifásica a la locomotora. Se dirigieron por ello los esfuerzos hacia la tracción con motores monofásicos que, por problemas de conmutación, obligaron a utilizar una frecuencia de transmisión de 16 2/3 Hz, que permita disminuir la inducción de los motores.

El motor serie de continua seguía presentando para entonces grandes ventajas en su aplicación a la tracción por lo cual, en cuanto se consiguieron aislamientos eléctricos elevados en el interior de los motores, se empezó a electrificar, hacia 1906, con voltajes de 1200 a 3600 Vcc. Tales eran las bondades del motor de continua que para lo años 50 se inicia la electrificación a 25000 Vac, frecuencia industrial, con transformadores y rectificadores dentro de la locomotora.

Dado que la velocidad de los motores de inducción está intrínsecamente unida a la frecuencia de la señal de alimentación, la imposibilidad de su variación representaba una gran dificultad, que solo pudo superarse con la aparición de los tiristores y su aplicación en los inversores. En la actualidad, con el nacimiento de la electrónica de potencia, se aplican para la tracción motores trifásicos asíncronos, con la consecuente reducción de volumen, disminución del mantenimiento y adaptabilidad al sistema de alimentación.

4.1.3. Tipos de electrificación más comunes.[3]

Las electrificaciones pueden ser de corriente continua o de corriente alterna monofásica, ya sea a frecuencia industrial o a la frecuencia reducida de 16 2/3 Hz.

El sistema de electrificación con corriente continua se ha desarrollado principalmente en: Italia, Francia, Rusia, Bélgica, Holanda, Inglaterra, Japón, Africa del Sur, Polonia, Brasil y España.

La electrificación monofásica a 15.000 V, 16 2/3 Hz, se ha extendido en aquellos países que la adoptaron desde un principio: Alemania, Austria, Noruega, Suecia y Suiza. El sistema monofásico de 25.000 V, 50 o 60 Hz, se usa principalmente en: Bulgaria, Francia, Gran Bretaña, Hungría, India, Japón, Yugoslavia y la ex Unión Soviética.

Los niveles de voltaje más utilizados se resumen en la tabla 4.1 y en la tabla 4.2. se muestran los sistemas existentes en diferentes países.

TIPO DE CORRIENTE		
Continua	**Alterna Monofásica**	
Voltaje (V)	Voltaje (V)	Frecuencia (Hz)
650	6.000	50
750	6.250	50
1.000	12.000	16 2/3
1.200	15.000	16 2/3
1.350	20.000	50 - 60
1.500	25.000	50 - 60
1.550	50.000	60
1.650	50/25.000	50 - 60
3.000		
3.300		
6.000		
12.000		

***Tabla 4.1**. Tipos de electrificación más frecuentes*[3]

País	Corriente Continua		Corriente Alterna	
	1500 V	3000 V	15 kV, 16 2/3 Hz	25 kV, 50 Hz
Alemania			✓	
Austria			✓	
Bélgica		✓		
China				✓
España		✓		
Francia	✓			✓
Gran Bretaña	✓			✓
Holanda	✓			
India				✓
Italia		✓		
Japón				✓
Polonia		✓		✓
Portugal				✓
Suecia			✓	
Suiza			✓	
Turquía				✓
URSS		✓		✓
Yugoslavia		✓		
Zaire				✓

***Tabla 4.2**. Sistemas de electrificación en diferentes países*[18]

4.2. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL SISTEMA.[20]

Para llegar a comprender un sistema de transporte, primero debemos conocer diversos parámetros indicativos de su realidad operativa, tales como número de unidades, frecuencias, distancias recorridas, velocidades, etc.

4.2.1. Frecuencia y recorrido.

La frecuencia es el número de vehículos que pasan por un punto determinado del circuito en una unidad de tiempo. Su recíproco, el período, es el intervalo de tiempo existente entre una unidad y otra[20]:

$$t_f = \frac{1}{f} \qquad \textit{(ec. 4.1)}$$

La figura 4.1, visualiza ciertos términos que serán de utilidad en adelante:

L: Longitud de la línea (*2L* es la longitud del circuito)

tc: Tiempo total para una vuelta, incluyendo la espera en los terminales

ta: Tiempo perdido en paradas

tr: Tiempo en marcha

tb: Tiempo de espera en terminales

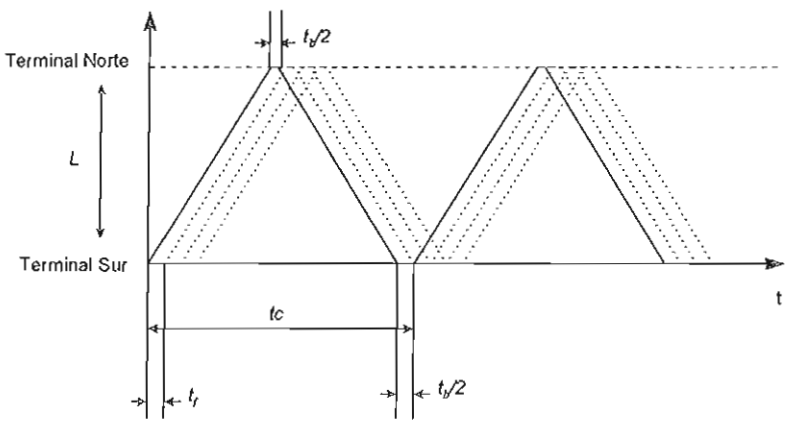


Figura 4.1. *Variables involucradas en la operación*[20]

En el sistema de trolebuses el tiempo total para una vuelta es, aproximadamente,

$$t_c = 86 \text{ min}$$

y el período, normalmente, es de:

$$t_f = 2 \text{ min}$$

por lo cual el número mínimo de unidades requerido (q) es de[20]:

$$q = \frac{t_c}{t_f} = \frac{86}{2} = 43 \qquad \textit{(ec. 4.2)}$$

En las horas pico, en las cuales la demanda es superior, es posible reducir los intervalos entre unidades, pues normalmente están operativos 48 de los 54 trolebuses de la flota.

Si llamamos H al número de horas de operación, entonces el número de ciclos por día (N_v) para cada unidad será[20]:

$$N_v = \frac{H}{t_c} \qquad \textit{(ec. 4.3)}$$

Puesto que los trolebuses trabajan de 5 de la mañana a 12 de la noche, cada unidad debería dar 13 vueltas al circuito. Sin embargo, debido al pequeño número de usuarios en las horas extremas de operación, son necesarias, en la práctica, únicamente 10 vueltas por trole. Considerando que una vuelta completa al circuito exige un recorrido de 22.6 km, cada vehículo recorre diariamente 226 km.

4.2.2. Velocidad comercial

De las definiciones anteriores, se tiene que el tiempo requerido para una vuelta completa t_c es:

$$t_c = t_a + t_b + t_r \qquad \textit{(ec. 4.4)}$$

y, sin contar el tiempo en terminales, el tiempo de recorrido t' es:

$$t' = t_a + t_r$$

Si definimos:

Vc: Velocidad comercial

Ve: Velocidad de operación o velocidad de un ciclo

se encuentra:

$$Vc = \frac{2L}{t'} \qquad Ve = \frac{2L}{tc} \qquad \textit{(ec. 4.5)}$$

y, puesto que $t_c = t' + t_b$, se tiene:

$$t_c = \frac{2L}{Vc} + t_b \qquad \textit{(ec. 4.6)}$$

que se conoce como la ecuación de un ciclo.

Para el Trolebús, donde t_b = 8 min y t' = 78 min, las velocidades resultantes son:

Vc = 17.4 km/h y *Ve* = 15.8 km/h

La velocidad comercial depende de varios factores, que caracterizan la operación del sistema: velocidad máxima, aceleración, distancia entre paradas, tiempo por parada, etc.

A continuación se muestra la influencia que tiene sobre la velocidad comercial la variación de cada uno de estos 4 parámetros operativos, en un circuito de características similares al Trolebús, con los siguientes valores nominales:

Velocidad máxima (Vm):	60 km/h
Aceleración (a):	1 m/s^2
Distancia entre paradas (st):	500 m
Tiempo en paradas (ta):	20 s

- Velocidad máxima.- La figura 4.2 indica la variación de la velocidad comercial conforme se incrementa la velocidad máxima: mientras mayor sea la velocidad máxima que alcance la unidad, mayor será la velocidad comercial. Esto exige, sin embargo, un mayor consumo de energía.

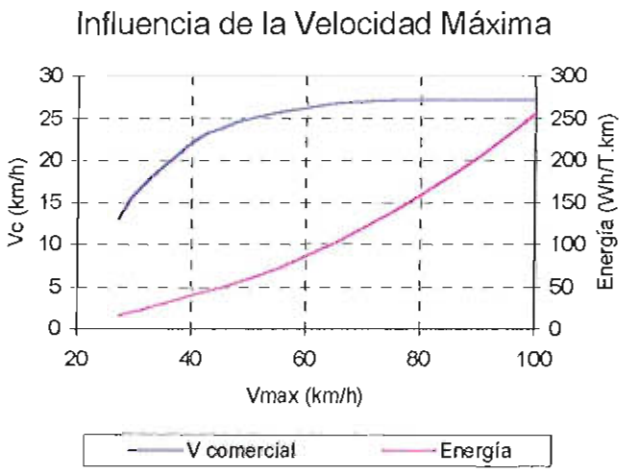


Figura 4.2. Influencia de la velocidad máxima sobre la velocidad comercial[20]

- Aceleración.- En la figura 4.3. se observa como, al aumentar la aceleración, se logra incrementar la velocidad comercial y disminuir el consumo de energía.

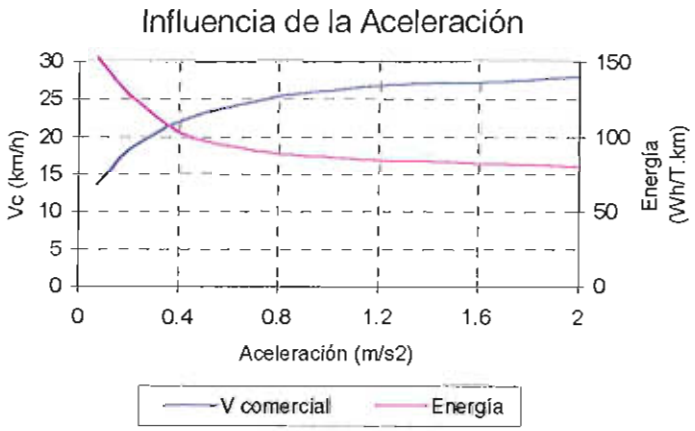


Figura 4.3. Influencia de la aceleración sobre la velocidad comercial[20]

- Distancia promedio entre paradas.- En un circuito con las características indicadas, el aumentar la separación entre paradas hasta valores cercanos a 1 km, permite incrementar notablemente la velocidad comercial y reducir de manera drástica el consumo de energía. Si la separación entre paradas se hace mayor a 1 km, los efectos sobre la velocidad comercial y la energía son menos representativos (Fig. 4.4.).

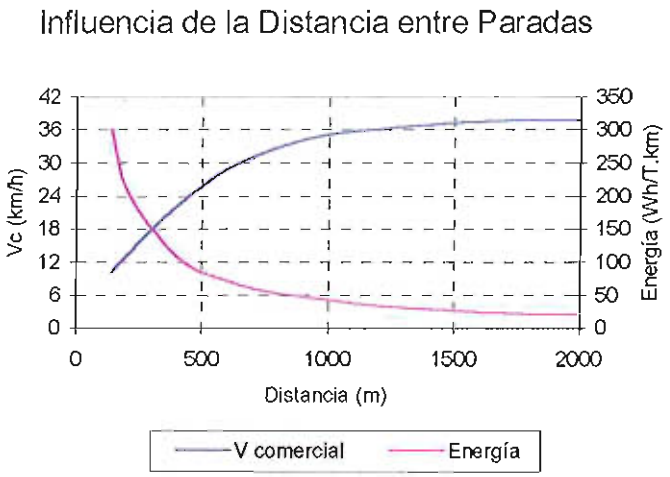


Figura 4.4. Influencia de la distancia entre paradas sobre la velocidad comercial[20]

- Pérdida de tiempo en paradas.- Obviamente, si la espera del vehículo en cada parada es mayor, la velocidad comercial se reduce (Fig. 4.5). El tiempo de espera no tiene efecto sobre la energía consumida.

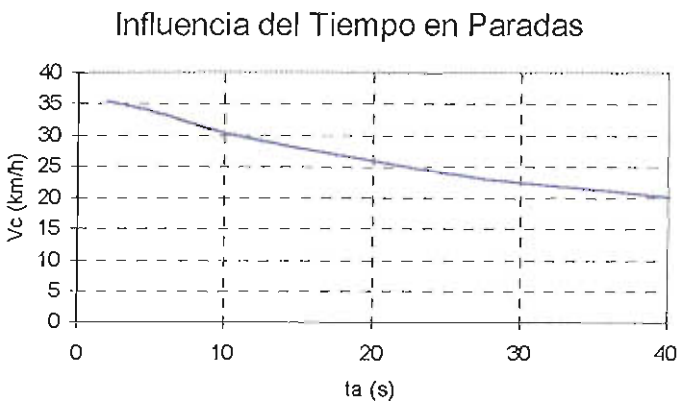


Figura 4.5. Influencia del tiempo por parada sobre la velocidad comercial[20]

4.3. POTENCIA Y ENERGÍA REQUERIDAS POR LA FLOTA

4.3.1. Introducción

Son múltiples los factores que se deben tomar en cuenta cuando se va a determinar la potencia requerida en subestaciones de tracción para alimentar a un sistema de transporte. Las características de la operación, tales como pendientes, curvas, frecuencia de paradas, número de vehículos, masa transportada, velocidad, etc., inciden directamente sobre el consumo de energía y la potencia a instalar.

Cada administración o empresa operadora posee sus sistemas propios para el cálculo de la potencia a instalar en subestaciones, según como respondan a sus necesidades. El cálculo de energía a suministrar por las subestaciones en función del tiempo puede realizarse con el uso de computadores, que utilicen las diversas condiciones e hipótesis de explotación y tomen en cuenta las características y peculiaridades del trayecto. También se pueden utilizar "Bancos de cálculo por simulación", que permiten obtener una extensa gama de resultados según las posibilidades e hipótesis que se planteen.

En ciertos casos, es posible reducir la cantidad de cálculos utilizando valores promedio, predefinidos en base de la experiencia operativa de cada sistema. Por ejemplo, en el caso de Bélgica, se utilizan los siguientes valores de consumo de energía para los diferentes tipos de tren:

- Tren de carga: 0.016 kWh/T.km
- Tren de pasajeros: 0.040 kWh/T.km
- Tren de pasajeros (vagón): 5 kWh/km

y se calcula con ellos la energía que anualmente se requerirá.

La energía así determinada no corresponde a un valor constante de potencia, pues la carga de los sistemas de tracción es, muy por el contrario, sumamente variable a lo largo de la operación. Es por eso que se deben encontrar otros parámetros, tales como la demanda de cuarto de hora, para poder dimensionar adecuadamente el

sistema. Debe también considerarse que los sistemas de tracción contienen elementos que no pueden soportar sobrecargas, por lo cual se debe estimar la potencia pico, correspondiente a una corriente máxima, que permita dimensionarlos adecuadamente. Para el efecto existen curvas estadísticas, como la de la figura 4.6., con las que se puede encontrar la demanda de cuarto de hora y la potencia pico de un sistema en función del consumo anual de energía.

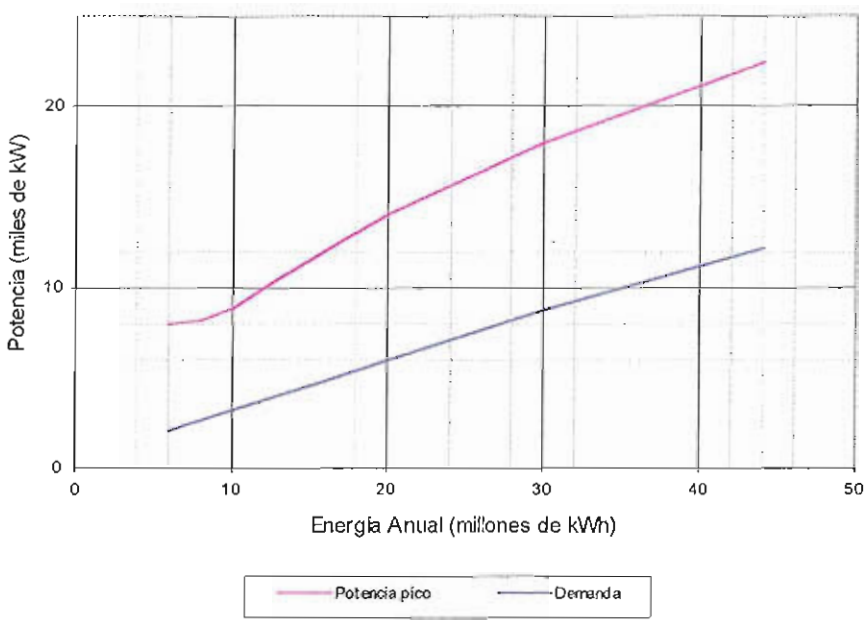


Figura 4.6. Determinación de la Demanda de 15 minutos y Potencia Pico[18]

Sin embargo, y puesto que en tracción eléctrica los picos de corriente tienen duraciones muy cortas, un dimensionamiento en función de la potencia pico podría implicar la construcción de sistemas económicamente ineficientes. Es por ello que los equipos utilizados en tracción se diseñan para soportar sobrecargas temporales, de acuerdo con diferentes normas, que permiten cubrir las elevadas corrientes exigidas en los procesos de arranque de los vehículos.

Con los criterios hasta ahora expuestos, se utilizarán datos obtenidos de la operación para determinar cual es la potencia instalada requerida por el Sistema Trolebús.

4.3.2. Consumo de energía

La energía total requerida durante el año 1997 para la operación de la flota de trolebuses asciende a 6'804.934 kWh, tal como se aprecia en la figura 4.7. Esto corresponde a un promedio de 18.644 kWh por día, cerca de 567.000 kWh al mes.

Puesto que cada subestación está sometida a diferentes cargas, dependiendo de las características de su entorno, es decir, dependiendo de las pendientes del trazado, de la velocidad de circulación de los troles, del número de pasajeros, del voltaje de alimentación a cada subestación, de las distancias entre una subestación y otra, etc, el consumo de energía es diferente para cada una de ellas.

Los registros indican que San Blas y Villaflora, que se ubican en un sector con marcadas pendientes, son las subestaciones más cargadas, mientras que las subestaciones ubicadas en los extremos del circuito (Sur y Norte), que utilizan uno solo de sus feederes, presentan un consumo claramente menor.

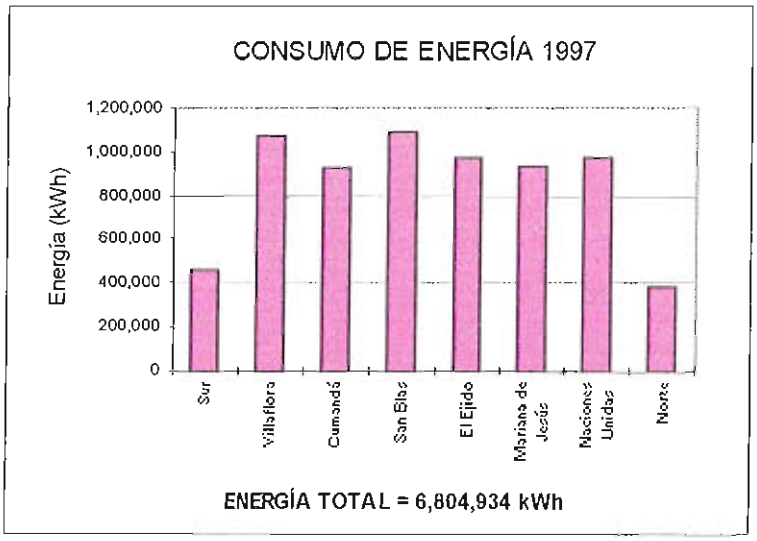


Figura 4.7. Consumo de energía durante 1997[1]

En el anexo 4.1 se ha graficado el consumo de energía por mes para cada subestación de tracción. Merece destacarse un hecho particular: desde el mes de agosto de 1997, se reduce visiblemente el consumo de energía en las subestaciones Sur y Cumandá y se aumenta en las subestaciones laterales, Villaflora y San Blas.

[1] Datos obtenidos de la Unidad Operadora del Sistema Trolebús

Este hecho se produce por cuanto, con el afán de reducir la demanda máxima en Cumandá, se operó el cambiador de taps de las subestaciones Villaflora y San Blas, poniendo de manifiesto la influencia directa que tiene el voltaje de alimentación sobre la toma de carga de una subestación.

La tabla 4.3. muestra el consumo de energía y la distancia recorrida con tracción eléctrica por la flota de trolebuses durante cada mes de 1997.

MES	ENERGÍA (MWh)	RECORRIDO (miles km)	kWh/km
Enero	515.64	250.00	2.06
Febrero	565.20	270.18	2.09
Marzo	471.97	248.56	1.90
Abril	621.57	318.01	1.95
Mayo	577.89	259.93	2.22
Junio	604.17	293.68	2.06
Julio	579.95	287.79	2.02
Agosto	589.86	302.15	1.95
Septiembre	580.49	289.37	2.01
Octubre	576.68	288.03	2.00
Noviembre	543.26	298.44	1.82
Diciembre	580.27	295.30	1.97
TOTAL	**6,806.95**	**3,401.42**	**2.00**

Tabla 4.3. *Energía y recorrido durante 1997*[2]

Se observa que por cada kilómetro recorrido por un trole con su motor eléctrico se requieren, en promedio, 2 kWh. Este es un parámetro característico del Sistema.

4.3.3. Demanda de cuarto de hora

Utilizando la energía promedio de 18.644 kWh diarios, indicada en 4.3.2., se puede encontrar una potencia media para el sistema. Se debe tomar en cuenta que la operación tiene lugar durante 19 horas del día:

$$P_m = \frac{18644 kWh}{19h} = 980 kW$$

[2] Datos obtenidos de la Unidad Operadora del Sistema Trolebús

Se observa curiosamente que la potencia media del sistema es menor que la mitad de la potencia nominal de una sola de las subestaciones.

Debe notarse, sin embargo que, según lo expuesto en 4.3.1, el parámetro indicativo de la potencia requerida por el sistema es su demanda de cuarto de hora. Para una energía anual de 6.8 millones de kWh, aplicando la curva de la figura 4.6, se encuentra una demanda de cuarto de hora cercana a los 2.000 kW. Esto quiere decir que con 2000 kW el trolebús funciona. Pero ¿cómo distribuimos esa potencia a lo largo del recorrido para tener una operación confiable?

En la última semana de octubre de 1996, se hizo un levantamiento de la demanda de cuarto de hora de cada subestación, registrando cada 15 minutos los valores de demanda de sus medidores de energía. La figura 4.8. indica la curva de carga del sistema para un día lunes, obtenida como la suma de las demandas de cada subestación. El anexo 4.2. contiene las curvas de carga de la semana completa.

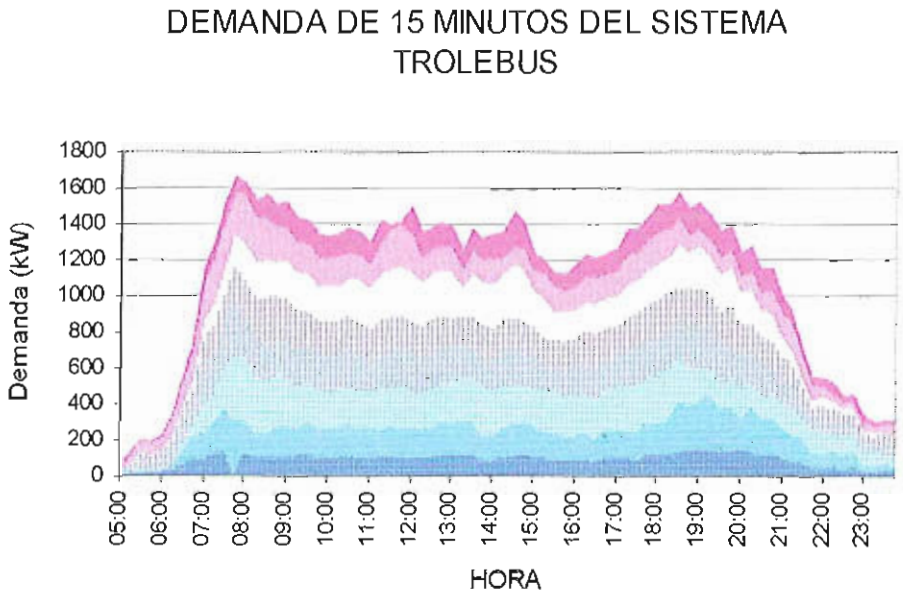


***Figura 4.8**. Curva de carga del Sistema Trolebús*[3]

Los valores de demanda se incrementan rápidamente desde las 5 hasta las 8 de la mañana, hora a partir de la cual se mantiene más o menos estables hasta las 20:00.

[3] Según mediciones realizadas por la Unidad Operadora del Sistema Trolebús

De allí en adelante decrecen hasta el final de la operación. Se aprecian dos picos durante el día: uno a las 8:00 y otro a las 18:30, y un valle al rededor de las 15:30

La demanda de cuarto de hora, si bien no llega a los 2000 kW anteriormente señalados, alcanza valores cercanos a los 1700 kW, bastante cerca de la primera aproximación. Es decir, la demanda máxima del sistema es:

$$Dt \approx 1.700 \text{ kW}$$

Pero la demanda máxima de cada subestación no resulta de una repartición equilibrada de este valor. Hay que considerar que, para poder mantener sin interrupciones el servicio, el sistema debe ser capaz, bajo cualquier condición operativa, de proporcionar la potencia instantánea requerida por la flota, dentro de los rangos de voltaje aceptados por los trolebuses. Esto implica que, ante la salida de servicio de una subestación, sea por mantenimiento, por falta de suministro de la EEQ o por una falla propia de la subestación, las subestaciones adyacentes deben tener la potencia suficiente para absorber dicha falta de alimentación. Además, las características del entorno y operativas, propias del área de influencia de cada subestación, determinan exigencias de potencia distintas para cada una de ellas. El resultado: las demandas de cuarto de hora y la demanda máxima son diferentes para cada subestación.

En el anexo 4.1. se ha graficado la demanda máxima por mes de cada subestación. Los valores se obtuvieron de los medidores de energía de las subestaciones de tracción, en los cierres de los períodos de facturación. La tabla 4.4. resume dichos valores.

SUBESTACION	Máxima demanda registrada	Máxima demanda 1997
	(kW)	(kW)
Sur	404.84	285.29
Villaflora	571.84	571.84
Cumandá	701.13	607.61
San Blas	533.23	533.23
El Ejido	786.76	486.86
Mariana de Jesús	733.10	459.32
Naciones Unidas	530.59	445.70
Norte	343.37	306.54
PROMEDIO	525.00	426.39

***Tabla 4.4**. Demandas máximas en las subestaciones de tracción*

Nótese que la máxima demanda de las subestaciones Sur, Cumandá, El Ejido y Naciones Unidas se presenta en el año 1996, entre los meses de septiembre y octubre. Durante esos dos meses, la operación "normal" del sistema se hacía solo con las cuatro subestaciones mencionadas, mientras se efectuaba un cambio en el esquema de conexión de los seccionadores de línea en las subestaciones restantes. Ante cortocircuitos o averías en línea, el sistema completo llegó a operar con tres y hasta con dos subestaciones. Por lo general y debido a múltiples circunstancias, 1996 fue un año de funcionamiento irregular para las subestaciones de tracción, por lo cual sus valores de máxima demanda no son representativos del comportamiento del sistema.

Utilizando los registros de 1997, se encuentra:

- Demanda máxima promedio para las ocho subestaciones:

$$Dmp = 426.4 \text{ kW} \approx 425 \text{ kW}$$

- Relación entre la mayor demanda máxima y la demanda máxima promedio:

$$Kd = 608 / 425 = 1.43 \approx 1.5$$

Nótese que el concepto de Dmp, por la manera en que ha sido encontrada, incluye la potencia extra necesaria para cubrir fallos en subestaciones, mientras que Kd refleja el efecto de repartición no uniforme de la carga entre subestaciones. Obsérvese, además, que si los 1.700 kW requeridos por el sistema se repartieran uniformemente entre las ocho subestaciones, cada una de ellas debería tener una demanda máxima de 212.5 kW, que es justamente la mitad del valor de Dmp.

En la figura 4.9. se relaciona la curva de demanda del sistema con el número de troles en operación, con el objeto de facilitar la determinación de la demanda máxima del sistema.

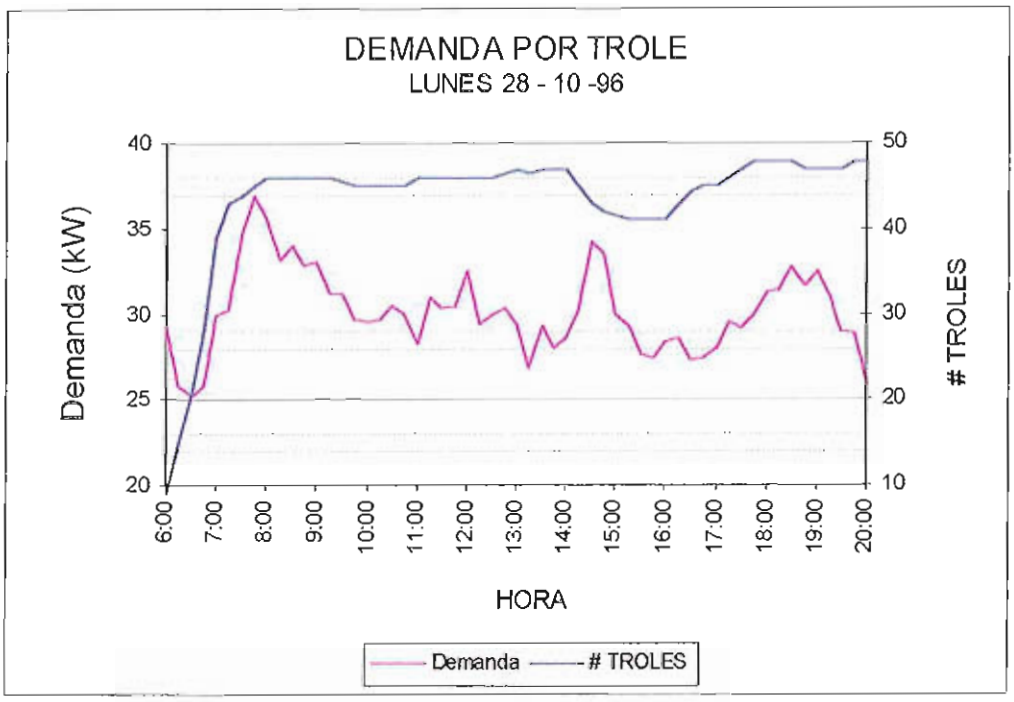


Figura 4.9. Demanda requerida por cada trole[4]

La curva de demanda indica los kW requeridos, en promedio, por cada unidad en circulación. Obviamente, este valor cambia durante el día, dependiendo de las condiciones operativas, pero no logra superar los 37 kW por trole. Obsérvese que esta demanda, que no es ni la quinta parte de la potencia nominal del motor eléctrico del trolebús, es compatible con el parámetro anteriormente determinado de consumo de energía por kilómetro, tal como se desprende al calcular la energía consumida por un trolebús durante un cuarto de hora:

Utilizando la demanda por trole: 37 kW * 15 min = 9.25 kWh

Utilizando el consumo kilométrico: 2 kWh/km * 15 min * 17.4 km/h =8.7 kWh

Resumiendo, si se conoce el número máximo de unidades operativas, la demanda máxima por subestación se puede encontrar de la siguiente manera:

1. Multiplicando el máximo número de troles en operación por 37 kW/trole para obtener la demanda máxima del sistema (Dt).
2. Dividiendo la demanda máxima del sistema para el número de subestaciones.

[4] Número de trolebuses obtenido de las tablas de programación de la UOST

3. Multiplicando dicho valor por 2, para cubrir la eventual salida de una subestación cualquiera, y,
4. Multiplicando el resultado por 1.5, para involucrar la repartición no uniforme de carga entre las subestaciones.

4.3.4. Variación instantánea de carga en el Sistema.

Si se observa la gráfica de la figura 4.6., de acuerdo al volumen de energía consumido durante un año por el Sistema, se puede esperar una potencia pico instantánea de hasta cuatro veces la demanda de cuarto de hora máxima. Sin embargo, desde el punto de vista práctico, la potencia instantánea de todo el sistema no es una magnitud fácilmente medible, ni tampoco es un dato útil en la determinación de la potencia a instalar en subestaciones.

Mas bien, una vez que se ha determinado la demanda de cuarto de hora máxima para cada subestación de tracción, se debe definir su potencia nominal, tomando en cuenta las potencias máximas que las características de sobrecarga del equipo le permiten manejar.

La figura 4.10a. muestra la variación, durante 15 minutos, de la potencia instantánea de entrada en la S/E San Blas.

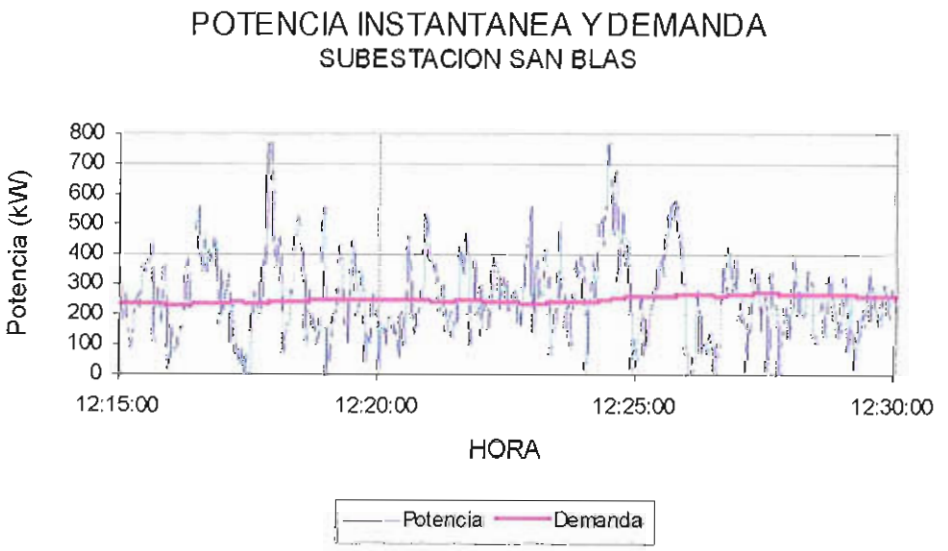


Figura 4.10a. Variación de la potencia en una subestación durante 15 minutos.

Se observa como una demanda de 270 kW está compuesta por un sinnúmero de valores instantáneos de potencia, entre 0 y 800 kW, que varían de un segundo a otro. Los picos tienen duraciones muy cortas que de ninguna manera superan los 10 segundos (Fig. 4.10b.)

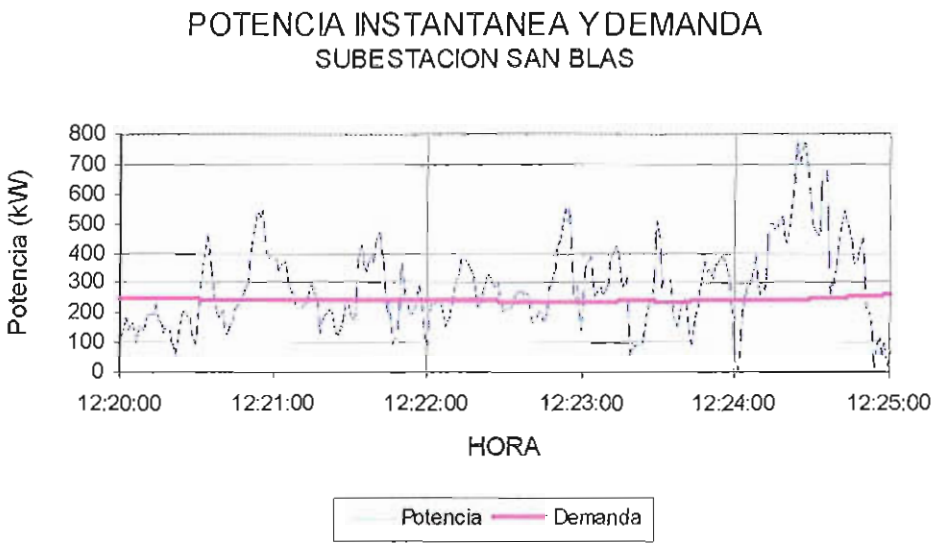


***Figura 4.10b**. Variación de la potencia en una subestación durante 5 minutos.*

De los registros realizados durante un día completo para cada subestación, que ya fueron utilizados en el estudio de armónicos expuesto en el capítulo 3, se desprende que la relación entre la máxima potencia instantánea y la máxima demanda de cuarto de hora difícilmente es superior a 3 (tabla 4.5.), corroborando la imagen de la figura 4.10.

SUBESTACION	Demanda máxima (kW)	Potencia máxima (kW)	Pot./Dem.
Sur	89	375	4.21
Villaflora	406	1002	2.47
Cumandá	266	863	3.24
San Blas	284	731	2.57
El Ejido	259	694	2.68
Mariana de Jesús	397	634	1.6
Naciones Unidas	223	458	2.05
Norte	144	423	2.94

***Tabla 4.5**. Relación entre potencia máxima y demanda máxima*

Debe anotarse que los valores de potencia máxima no necesariamente corresponden a valores de máxima demanda y que, por el contrario, se pueden producir aisladamente, durante cualquier hora del día. Además, estas grandes exigencias de corriente por parte de la flota son poco comunes, por lo que las subestaciones permanecen con cargas bajas durante un gran porcentaje del tiempo. En la figura 4.11. se observa como durante todo un día de operación, excluida ya la madrugada, los valores bajos de potencia son más frecuentes que las cargas altas. Claramente se aprecia como un 90% de los valores registrados son inferiores a los 400 kW, que es la demanda máxima del día para la subestación analizada.

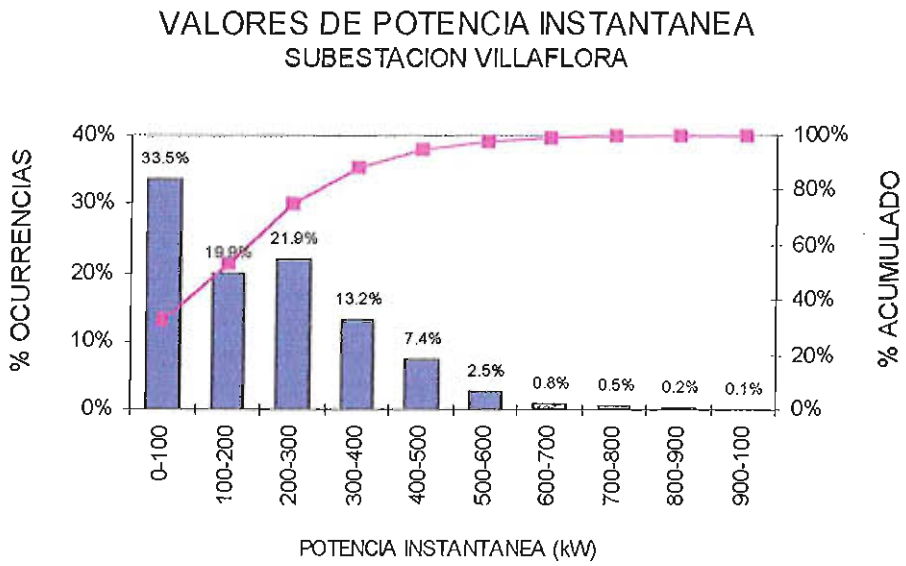


Figura 4.11. *Rangos de potencia a lo largo de un día*

Si consideramos que las subestaciones de tracción permiten sobrecargas de acuerdo con DIN 41756 clase VI, o IEC 146, es decir:

50% de la corriente nominal durante 2 horas

200% de la corriente nominal durante 1 minuto,

se puede ver como un dimensionamiento acorde con la máxima demanda de cuarto de hora es más que suficiente para cubrir las permanentes variaciones de la carga. Es decir, la potencia nominal de una subestación de tracción debe ser mayor o igual a su máxima demanda de cuarto de hora, determinada de acuerdo con el procedimiento descrito en 4.3.3.

CAPITULO V

FLUJOS DE CARGA EN LA LÍNEA AÉREA DE CONTACTO

5.1. INTRODUCCIÓN

Es bien conocido el hecho de que la corriente entregada por un generador para proporcionar una determinada potencia varía de acuerdo con el voltaje utilizado: un voltaje elevado significa una corriente más pequeña. Es por eso que un vehículo de 300 kW consumirá 200 A en un sistema de 1500 Vdc, 100 A en un sistema de 3000 Vdc o 12 A en un sistema monofásico de 25 kV.

Estas corrientes producen caídas de voltaje en la Línea Aérea de Contacto que, cuando superan los límites observados en el diseño de los vehículos, afectan su normal operación.

En electrificaciones de corriente continua, el elemento responsable de las caídas de voltaje es la resistencia del circuito línea de contacto - riel (hilo positivo - hilo negativo para trolebuses). Si, por el contrario, los sistemas utilizan corriente alterna, las inductancias del circuito se tornan muy importantes, por la gran separación entre los dos conductores.

Se ve, por ello, como la distancia entre subestaciones de tracción juega un papel muy importante en la definición de un sistema: cuando es pequeña, las caídas de voltaje y las pérdidas de energía se reducen pero, en cambio, se incrementan los costos de

inversión; por el contrario, cuando la separación entre subestaciones se hace mayor, se logra disminuir la inversión pero se aumentan las caídas de voltaje y las pérdidas.

La distancia entre subestaciones normalmente aceptada en sistemas ferroviarios es de 40 km para electrificaciones a 3000 Vdc y de 80 km para los sistemas de corriente alterna. Para servicio urbano, donde las distancias entre estaciones son cortas y los arranques y frenados se hacen muy frecuentes, estos valores se reducen considerablemente, hasta alcanzar los 2 km en sistemas de trolebuses.

Para una alimentación en paralelo de un tramo, desde los dos extremos de la línea aérea de contacto, el voltaje varia con la posición del vehículo, conforme se desplaza entre las dos subestaciones. En un esquema simplificado, para un solo móvil, se considera que la corriente por él absorbida se reparte entre cada subestación de manera inversamente proporcional a la distancia que lo separa de cada una de ellas. Las caídas de voltaje tienen entonces una gran semejanza con los momentos flectores producidos por una carga móvil al recorrer una viga apoyada en sus dos extremos: el mínimo voltaje se presenta en la mitad del recorrido.

Pero este modelo simple no permite representar ciertas características importantes que se dan en un sistema de transporte urbano: las máquinas eléctricas de los vehículos actúan como generadores durante los procesos de frenado, entregando energía a las unidades aledañas y aliviando la carga de las subestaciones. Así mismo, las elevadas corrientes exigidas durante los potentes arranques producen caídas de voltaje considerables dentro de las subestaciones de tracción, que no pueden ya representarse por un valor de voltaje fijo. La presencia del rectificador dentro de cada subestación produce su apertura instantánea ante ciertas circunstancias particulares, haciendo prácticamente imposible la aplicación exitosa del esquema descrito.

Es por ello que en el presente capítulo se busca definir un modelo del Sistema de Trolebuses, que represente más cercanamente las características de la instalación y permita visualizar los flujos de carga en la Línea Aérea de Contacto.

5.2. DEFINICIÓN DE LA CARGA DE UN TROLEBÚS

La razón de ser de las ocho subestaciones de tracción del Sistema Trolebús es alimentar a una flota de 54 trolebuses que, según las previsiones del Municipio del Distrito Metropolitano de Quito, será ampliada a 91 unidades. Se tendrán, entonces, 91 cargas desplazándose a lo largo del circuito, cada una con una posición y una potencia variables que, por las características operativas, no se pueden conocer con exactitud.

5.2.1. Descripción general del Trolebús de Quito

Un trolebús es una unidad de transporte urbano masivo que se desplaza mediante neumáticos y utiliza como accionamiento de tracción un motor eléctrico. En el caso de Quito, el trolebús está equipado con un sistema auxiliar de tracción, para casos de emergencia, que se basa en un motor diesel. Los dos sistemas de accionamiento actúan, el uno o el otro independientemente, sobre el tercer eje del vehículo, a través de un diferencial que se comanda electroneumáticamente y transmite la fuerza motriz a las ruedas. La figura 5.1 muestra esquemáticamente la estructura de un trolebús.

Cuando el vehículo es propulsado por el motor auxiliar, su operación es similar a la de un bus convencional: el conductor define el par y la velocidad del móvil a través del pedal de aceleración. El sistema de aceleración es controlado electrónicamente por un computador, el EMR, que comanda, a través de un servomotor, la bomba de inyección de combustible.

El motor diesel se acopla a una caja de cambios automática, también controlada electrónicamente, que transmite la fuerza motriz al diferencial, por medio de un eje de transmisión cardan.

El sistema diesel cuenta con todos los equipos auxiliares necesarios para la operación del vehículo: compresor, alternador, bomba hidráulica y ventilador, de manera de garantizar su total autonomía del sistema eléctrico de tracción.

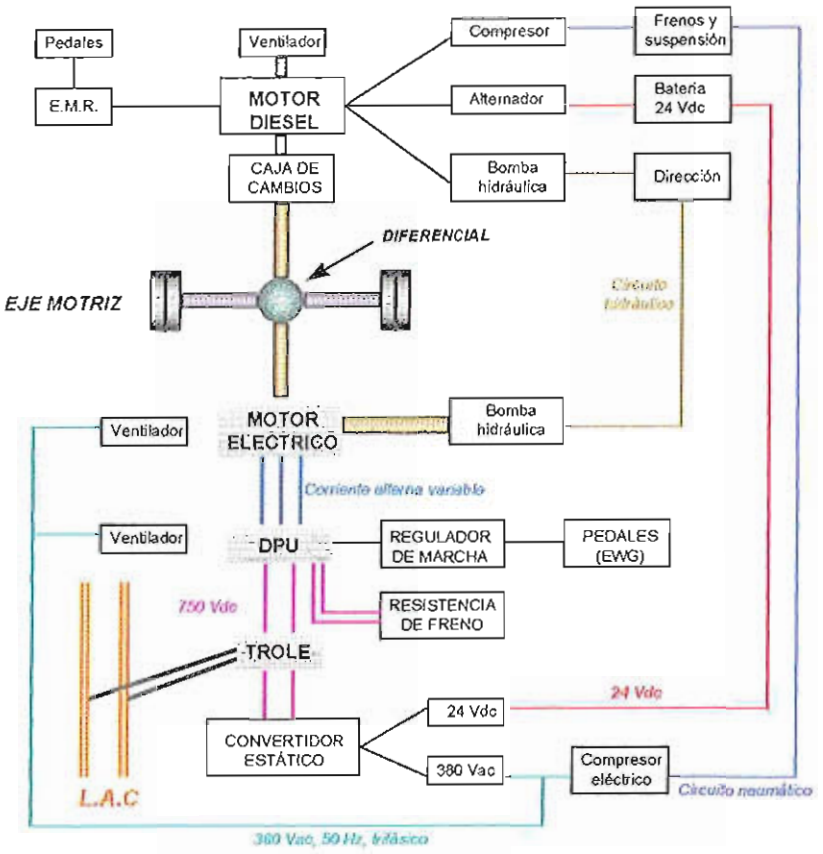


Figura 5.1. *Diagrama esquemático de un trolebús*

Las principales características del sistema de tracción diesel se indican en la tabla 5.1.

MARCA:	*MERCEDES BENZ*
CHASIS:	*MB O405G*
MOTOR DIESEL:	*MB OM 447-H (EURO I)* *6 cilindros en línea* *Cilindraje: 11.967 cm^3* *Potencia: 157 kW a 2200 rpm a nivel del mar* *Par motor máximo: 750 Nm. a 1000-1400 rpm* *Sistema de aceleración electrónica "EMR"*
CAJA DE CAMBIOS:	*ZF 4 HP 500* *Sistema de control electrónico*
ARTICULACIÓN	*MB con corona de giro y dos articuladores de rótula* *Sistema de control electrónico*
CARROCERÍA	*HISPANOCARROCERA* *3 puertas de acceso* *51 pasajeros sentados* *Capacidad total 175 personas*

Tabla 5.1. *Características del sistema de tracción diesel*[1]

[1] Datos obtenidos de la Unidad Ejecutora Trolebús, II Etapa

La tracción eléctrica, en cambio, requiere tomar corriente de la L.A.C. a través del "pantógrafo" o "trole". Este está formado por dos barras, ubicadas en el techo del vagón posterior, que poseen en sus extremos una cabeza colectora que capta la corriente por medio de una pieza de carbón.

El motor de tracción eléctrico es trifásico de inducción, tipo jaula de ardilla, con ventilación forzada. Es alimentado por un circuito ondulador o inversor (DPU), que transforma el voltaje continuo de la LAC en una tensión alterna variable, tanto en amplitud como en frecuencia, que permite controlar la velocidad y el par del motor de tracción mediante una modulación por ancho de pulsos (PWM). Los valores deseados de velocidad y par del motor eléctrico, se calculan de acuerdo con los requerimientos del conductor, sensados a través de los pedales digitales de aceleración y freno (EWG). El cálculo es realizado por un sistema digital microprocesado (Regulador de Marcha) que modela el motor de tracción en cada instante de tiempo, utilizando el algoritmo de control por orientación del vector de campo.

Acoplada al motor de tracción se tiene una bomba hidráulica que, aprovechando su rotación, suministra la presión y el caudal de aceite necesarios para la servodirección. Todos los demás sistemas auxiliares del trolebús se alimentan de un circuito electrónico inversor, denominado "Convertidor Estático", que toma el voltaje de la LAC y suministra a su salida 24 Vdc para recargar baterías y 380Vac, trifásicos, 50Hz, para alimentar los motores eléctricos que accionan al compresor eléctrico, y a los ventiladores tanto del DPU, como del motor de tracción. La figura 5.2 muestra un diagrama del circuito eléctrico de tracción del trolebús, cuyas principales características se resumen en la tabla 5.2.

MARCA:	*AEG - KIEPE*
TECNOLOGÍA:	*Trifásica con GTO´s* *Electrónica de potencia bajo el piso del trolebús*
MOTOR ELECTRICO:	*Marca: AEG* *Modelo: BAZu 4651/4sp* *Trifásico de inducción tipo jaula de ardilla* *Potencia: 230 kW, Ventilación forzada*
CIRCUITO DE CONTROL:	*Regulador de marcha con sistema microprocesado.*

Tabla 5.2. *Características del sistema de tracción eléctrico*[2]

[2] Datos obtenidos de la Unidad Ejecutora Trolebús, II Etapa

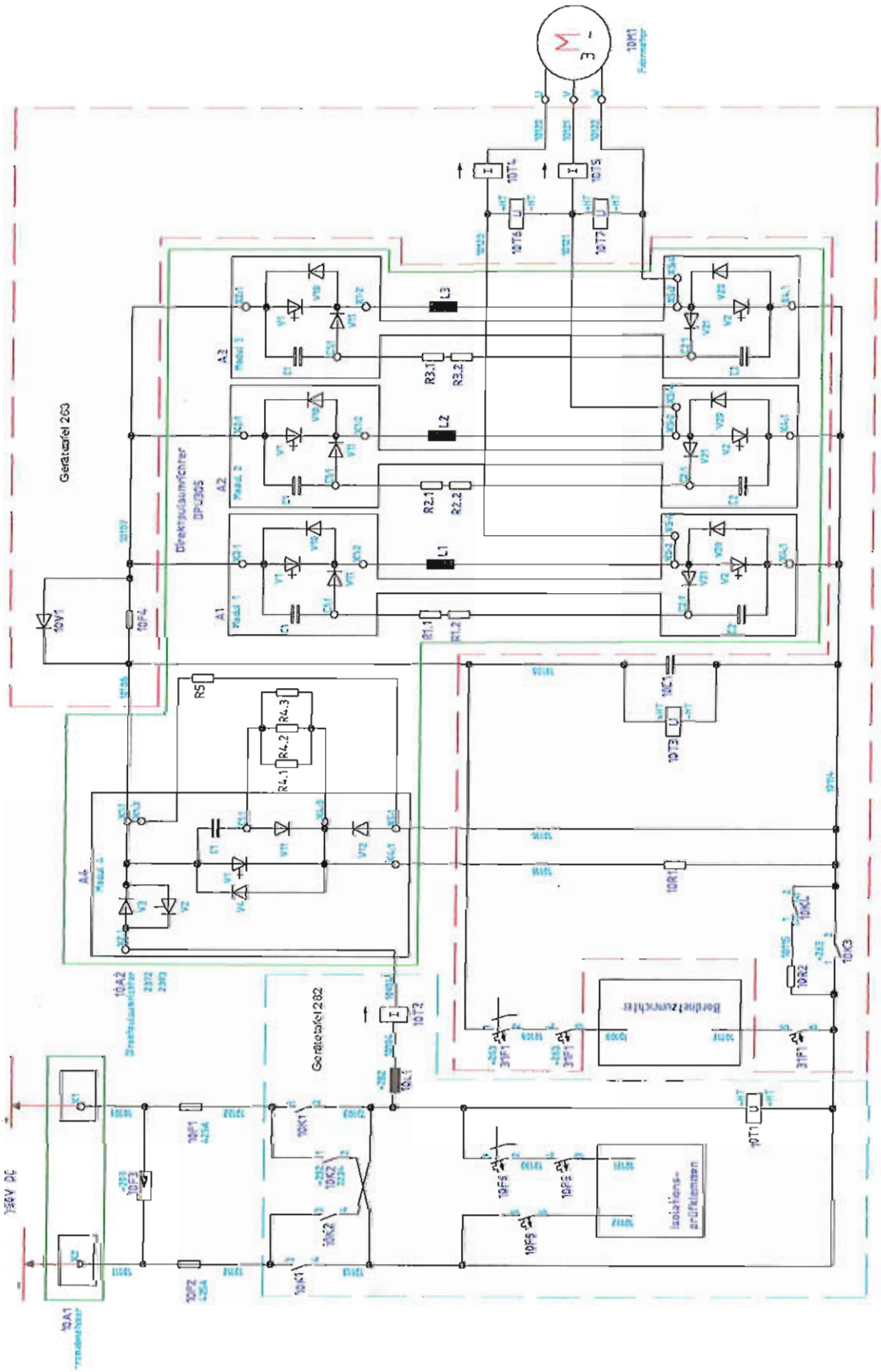


Figura 5.2. Circuito eléctrico de tracción del trolebús de Quito[21]

5.2.2. Control del motor de tracción

Para el accionamiento eléctrico del trolebús se utiliza un conjunto de procesadores que, a través de impulsos de mando enviados a los tiristores desconectables (GTO's) del convertidor de impulsos directo (DPU), genera el sistema trifásico de corrientes para la máquina asincrónica.

Partiendo del voltaje continuo del capacitor del filtro de entrada, el ondulador de impulsos genera bloques de tensión que permiten obtener un sistema de corriente trifásica de amplitud y frecuencia variables, que puede transportar la energía tanto desde el lado de corriente continua hacia la máquina como también en dirección inversa.

El principio de regulación se basa en el registro de voltajes y corrientes de ramales, de los cuales se calculan los valores reales de flujo y corriente del motor. Tomando en cuenta la situación relativa entre estas dos magnitudes, la corriente del motor se descompone en una componente que forma la excitación (flujo) de la máquina y otra que forma el momento de giro. Las dos componentes, por estar desacopladas entre si, pueden ser reguladas por separado. Puesto que esta descomposición solo es posible conociendo la situación del campo magnético, se habla de una regulación orientada por el campo.

El sistema de control del motor eléctrico está representado en la figura 5.3, en la que se aprecian los siguientes bloques funcionales:

Transmisor de valor teórico.- Los pedales de marcha y freno funcionan como transmisores de carrera, generando las señales de referencia para el sistema de control.

Procesamiento de valores teóricos.- La unidad de control Z4 procesa los valores teóricos especificados por el conductor a través de los pedales de marcha (FA) o freno (BR) para obtener los correspondientes valores teóricos de par de giro M y flujo de campo Ψ.

Regulador de par y flujo.- Los resultados de la comparación entre los valores reales y teóricos de par y flujo pasan por controladores PI dentro del bloque PWM1, para eliminar el error de posición en estado estable. La salida del controlador de flujo se convierte en una especificación previa de voltaje (U) que, dividido para el voltaje del filtro de red, genera el grado de modulación necesario para el control de voltaje de salida del inversor. La salida de par del controlador PI se convierte en una especificación de frecuencia (f).

Conjunto de mando PWM.- Es otro bloque de la unidad PWM1, que recibe las señales de frecuencia y grado de modulación para generar las señales de disparo de los 6 GTO's del convertidor de impulsos directo DPU 305.

Modelo de la máquina.- En la unidad ZFI1 se encuentra el modelo matemático de la máquina asincrónica, que obtiene los valores reales de par y flujo a partir de los valores de tensión y corriente del estator, aplicando el método de vector de campo.

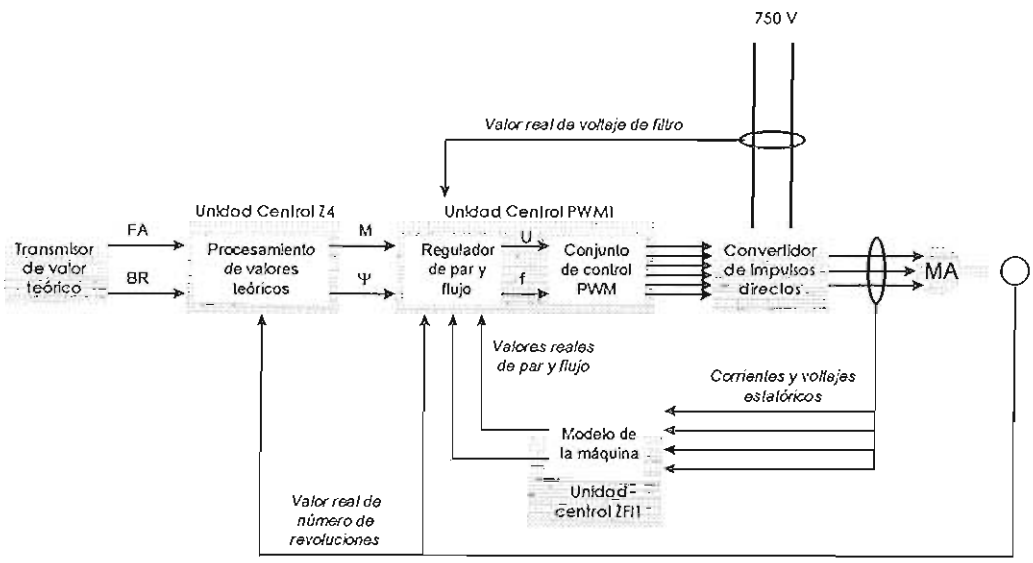


Figura 5.3. Principio de regulación de la máquina asincrónica[22]

Las propiedades dinámicas de un motor de inducción pueden ser descritas mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales, que relacionan las magnitudes eléctricas de corriente y voltaje con las variables mecánicas de torque y velocidad.

En el motor de inducción se cumple que el torque es directamente proporcional al cuadrado del voltaje aplicado e inversamente proporcional a la frecuencia de la red.

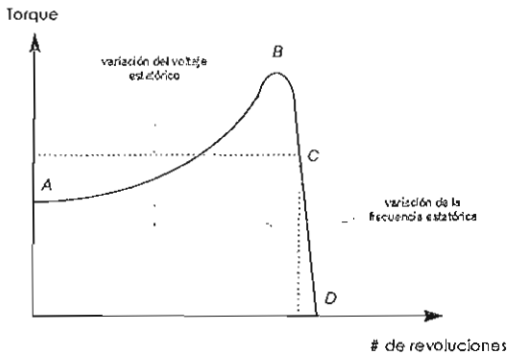


Figura 5.4 Curva característica de torque en una máquina asincrónica

La figura 5.4 muestra la curva característica del motor asincrónico alimentado con voltaje y frecuencia constantes. El punto [A] corresponde al instante de arranque, [B] es el torque máximo, [C] torque nominal y [D] torque nulo (el rotor gira a la velocidad sincrónica). El rango entre [C] y [D] se considera de operación normal y en él la velocidad se mantiene prácticamente constante ante variaciones pequeñas de carga.

Partiendo de esta curva y modificando la frecuencia y el voltaje del estator, se puede realizar un control del torque y de la velocidad del motor asincrónico, sin aumentar notablemente sus pérdidas. La variación de la frecuencia del voltaje de alimentación produce un cambio en la velocidad nominal del rotor, de modo que se puede hacer trabajar al motor con velocidad variable y torque constante e igual al nominal.

Debido a la reactancia de los bobinados del estator, la variación de la frecuencia provoca un cambio proporcional en el voltaje inducido. Por ello, la magnitud del voltaje de alimentación debe modificarse juntamente con el cambio de frecuencia, de manera de mantener constante la excitación (flujo) de la máquina. Sin embargo, esta compensación sólo es posible hasta la tensión nominal, es decir hasta la velocidad nominal de la máquina. Para velocidades superiores a la nominal, la tensión en el estator se mantiene constante de modo que la curva del torque cambia de forma y el par máximo disminuye en forma inversamente proporcional a la frecuencia.

Si se combinan ambos métodos de forma adecuada y el par máximo se mantiene por debajo del par de sobrecarga, se produce un manejo de curvas características similar al de una máquina de corriente continua excitada de forma externa, tal como se muestra en la figura 5.5

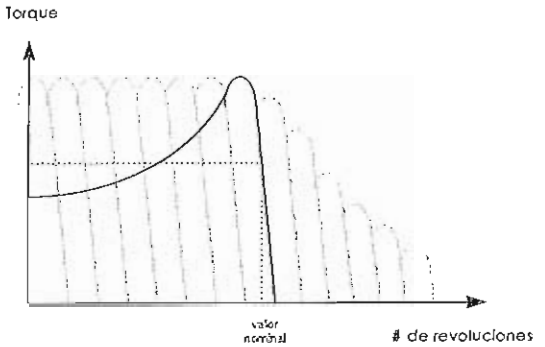


Figura 5.5. Variación de las curvas de torque para manejo de la máquina asincrónica[22]

En la figura 5.6. se distinguen dos regiones, a uno y otro lado de los valores nominales de voltaje y frecuencia definidos por el punto B. En la región A, por debajo de la frecuencia nominal, tanto el torque como el flujo se mantienen constantes mientras la potencia y el voltaje inducido crecen en forma lineal. A frecuencias bajas, la curva de la tensión inducida deja de ser lineal debido a la presencia del campo magnético remanente en el hierro del estator.

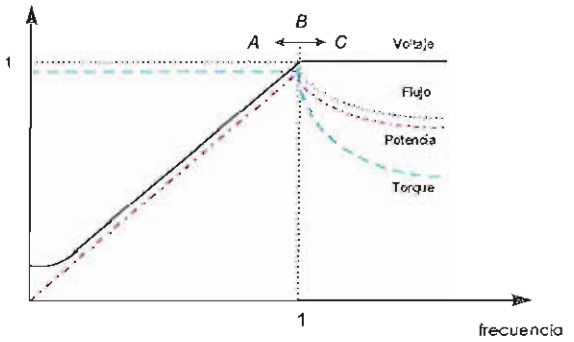


Figura 5.6. Variación de parámetros en la máquina en función de la frecuencia[22]

La zona C, por encima del punto de frecuencia nominal, corresponde a la operación de la máquina con debilitamiento de campo y voltaje de inducido constante.

El control de la máquina esta ligado a las magnitudes de flujo y par de giro, las cuales no están directamente accesibles y deben, por tanto, determinarse en base de un modelo matemático de la máquina, que utiliza las corrientes y voltajes medidos en el motor. Los valores reales de par y flujo así calculados se contrastan con los valores nominales dentro de los reguladores PI del grupo PWM1.

La salida del regulador de flujo determina el grado de modulación del conjunto de mando PWM, en función del número de revoluciones y la relación entre el voltaje del motor y el voltaje de filtro.

La salida del regulador de par de giro, por su parte, se convierte en una frecuencia equivalente del rotor que, sumada a la frecuencia de giro real, permite especificar la frecuencia estatórica básica para el conjunto PWM.

Finalmente, el conjunto PWM recoje las dos magnitudes anteriores y a base de ellas genera las señales de mando correspondientes para los tiristores GTO's.

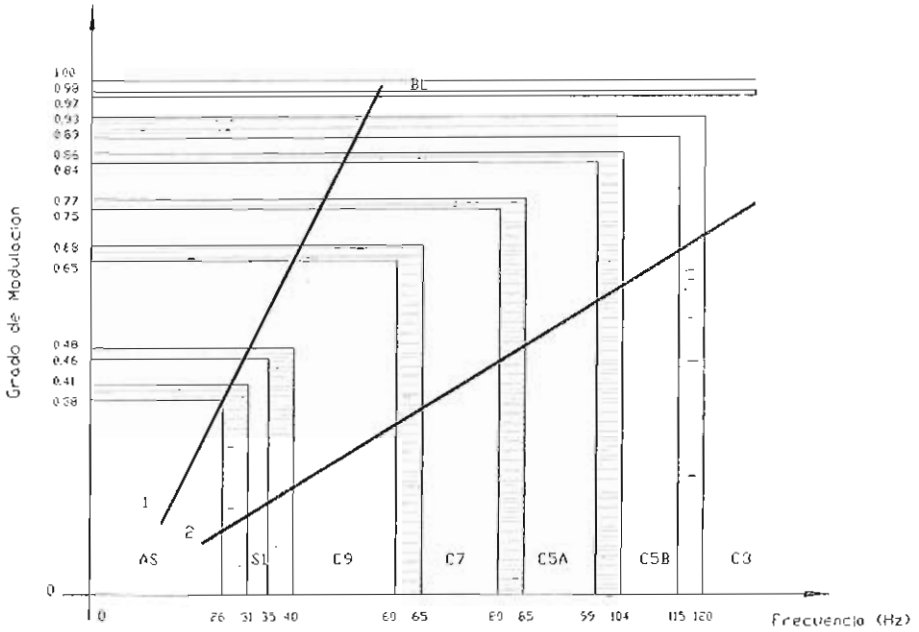
Para poder realizar el mando en todo el rango de revoluciones, el conjunto PWM utiliza modelos de pulsos diferentes, de manera de reducir la generación de componentes armónicas y no exceder la frecuencia de conexión máxima de los semiconductores.

El esquema utilizado es el siguiente (figura 5.7.):

- En la gama de frecuencias media y alta, se aplica la modulación sincrónica de seno, en la cual, por cada período de la onda fundamental se conecta un número fijo de pulsos. Este número disminuye escalonadamente conforme decrece el período, hasta alcanzar un funcionamiento de bloque.

- Para que la frecuencia de los pulsos no disminuya con las frecuencias bajas, se produce una modulación asincrónica de seno, que marca una frecuencia de pulsos fija, independientemente de la frecuencia de la onda fundamental.

Para un elevado grado de modulación, entendido éste como la relación entre el voltaje del motor y el voltaje de filtro, las frecuencias de pulsos altas se vuelven perturbadoras y debe, por ello, reducirse el número de pulsos conforme el grado de modulación se incrementa.



AS = Modulación asincrónica del seno
S15 = Modulación sincrónica del seno sincronización x15
C9 = Angulos de conexión optimizados sincronización x9
C7 = Angulos de conexión optimizados sincronización x7
C5A= Angulos de conexión optimizados sincronización x5 (variante A)
C5B= Angulos de conexión optimizados sincronización x5 (variante B)
C3 = Angulos de conexión optimizados sincronización x3
BL = Modo de bloques
1 = Funcionamiento normal o voltaje de red reducido
2 = Funcionamiento con carga reducida o voltaje de red elevado

Figura 5.7. Modelos de pulsos utilizados por el módulo PWM[22]

En funcionamiento de freno, la pérdida de energía cinética del vehículo se realimenta a la línea aérea de contacto a través del convertidor. Si la red no puede absorber esta energía o solo puede hacerlo parcialmente, su voltaje aumenta, juntamente con el voltaje en el capacitor del filtro. Al sobrepasar un valor umbral (980 V), definido como la máxima tensión admisible de retorno, se enciende el GTO del chopper de freno y el condensador se descarga sobre una resistencia de frenado hasta que su voltaje quede por debajo de un segundo valor umbral más bajo (900 V). Mediante este método de regulación de dos puntos, se logra limitar el voltaje en la red a un valor de 940 V.

5.2.3. Cálculo de la potencia de un trolebús

Todo el sistema de control del motor eléctrico descrito anteriormente tiene un solo objetivo primordial: permitir que el motor eléctrico desarrolle la potencia exigida por las condiciones operativas.

El análisis de las cargas que se producen durante la explotación del Sistema nos lleva a considerar dos situaciones básicas:

1. Situación de régimen permanente o "Marcha de Crucero", durante la cual el vehículo mantiene una velocidad determinada y constante.

2. Situación de régimen transitorio o "marcha de Inercia", durante la cual el trolebús cambia de velocidad dentro de un proceso de arranque, aceleración, desaceleración o parada.

En el primer caso, las cargas a superar por el vehículo son:

- La resistencia que ofrece el pavimento a la rodadura, siempre en contra del avance del vehículo
- La resistencia que presenta el aire al desplazamiento del trolebúes, siempre desfavorable
- Los efectos que produce la geometría del trazado por su inclinación, favorables en pendientes negativas y desfavorables en pendientes positivas.

En situaciones transitorias, marcha de inercia, además hay que tener en cuenta los efectos de la masa del vehículo durante el régimen temporal, hasta llegar a una situación estable, marcha de crucero o paro. En caso de arranques y aceleraciones la carga sería positiva o desfavorable y en los momentos de frenado y desaceleraciones ésta sería negativa o favorable.

Para la determinación de la potencia total en cada instante se tendrá en cuenta, además:

- El rendimiento interno electromecánico del vehículo
- La carga correspondiente a los servicios auxiliares del propio trolebús

Se establecen a continuación las expresiones que definen las diferentes hipótesis de carga por concepto para, posteriormente, determinar las correspondientes potencias. Las hipótesis de cálculo provienen, fundamentalmente, de datos empíricos,

ampliamente contrastados por experiencias de administraciones de transporte, que utilizan vehículos de alto tonelaje y que son aplicables con fiabilidad al Sistema Trolebús.

Resistencia a la rodadura.- Es la carga debida a la resistencia de rozamiento de las llantas con la calzada. Se determina por la expresión[1]:

$$R_r = f_R * W \qquad \textit{(ec. 5.1)}$$

siendo: R_r: Resistencia a la rodadura [kg]

f_R: Coeficiente de rodadura [kg/Tm]

W: Peso del vehículo [Tm]

El coeficiente f_R depende de factores como tipo de neumático, diámetro de la rueda, presión de inflado, número de ejes y tipo de calzada. En las condiciones de Quito, con una calzada dura, en vehículos de transporte pesado con carga repartida, tras consultar diversas publicaciones hay coincidencias en las experiencias de Meyer, por un lado, y Billingsley, por otro, los cuales recomiendan valores de f_R entre 8 y 12 kg/Tm. Para los cálculos normales consideraremos f_R = 10 kg/Tm, obteniendo:

$$R_r = 10 * W \qquad \textit{(ec. 5.2)}$$

Resistencia del aire.- Es la carga producida por la resistencia del aire atmosférico al desplazamiento del vehículo. Las experiencias de carácter empírico efectuadas en tranvías, trenes y vehículos de este carácter, proponen fórmulas con parámetros de velocidad, peso medio de eje de ruedas, y área de la sección transversal o forma aerodinámica del móvil.

Una fórmula propuesta por W. J. Davis (General Electric Reveu) empleada para vehículos en velocidades de hasta 64 km/h es[1]:

$$R_a = \left[0.65 + \frac{13}{w} + 0.014v + \frac{0.00094Av^2}{wn} \right] * W \qquad \textit{(ec. 5.3)}$$

siendo: R_a: Resistencia del aire [kg]

w: Peso medio por eje [Tm]

v: Velocidad [km/h]

n: Número de ejes de rodadura

A: Area transversal del vehículo [m^2]

Para el caso del trolebús, donde:

$n = 3$

$w = W/3$

$A = 2.5m \times 3.06m = 7.65\ m^2$

se tiene:

$$R_a = 39 + 0.65W + 0.014v * W + 0.0072v^2 \qquad \textbf{(ec. 5.4)}$$

Resistencia por geometría del trazado.- Es la carga debida a las pendientes o rampas con que se encuentra el trolebús en su recorrido, pues al variar la altura modifica su energía potencial, de forma que[1]:

$$R_p = \pm i * W \qquad \textbf{(ec. 5.5)}$$

donde: R_p: Resistencia de rampa [kg]

i: Inclinación de la calzada [mm/m]

Resistencia de inercia.- Es la carga producida por los cambios de velocidad, arranques y frenadas de los vehículos, dada por[1]:

$$R_i = k * a * W \qquad \textbf{(ec. 5.6)}$$

donde: R_i: Resistencia de inercia [kg]

a: Aceleración del vehículo [m/s^2]

k: Factor de inercia [$s^2/m.Tm$]

Según datos de RENFE, para vehículos de menos de 80 Tm y menos de 4 ejes, el valor recomendado para el factor de inercia k es de 112 s^2/m.Tm. Se tiene, entonces:

$$R_i = 112a * W \qquad \textbf{(ec. 5.7)}$$

Una vez definidas todas las cargas existentes, la potencia mecánica a desarrollar por el vehículo se calcula como el producto de su velocidad por la suma de los esfuerzos a vencer durante el recorrido [1]:

$$P_m = \frac{9.8}{3600} * v * \left(R_r + R_a + R_p + R_i\right) \qquad \textbf{(ec. 5.8)}$$

La potencia eléctrica, a su vez, depende del rendimiento electromecánico del vehículo y de su potencia de servicios auxiliares[1]:

$$P = \frac{P_m}{\eta} + P_{SA} \qquad \textbf{(ec. 5.9)}$$

donde el rendimiento η = 0.87 y los servicios auxiliares se consideran constantes e iguales a 10 kW.

Esta última expresión proporciona el dato de potencia eléctrica que deberá representar a cada trolebús dentro de un modelo del sistema

5.3. METODO DE SOLUCION DE LA RED

Para el cálculo de caídas de voltaje en la línea aérea de contacto se utiliza generalmente un modelo muy simple, al que ya nos referimos con anterioridad, en el cual se considera que la corriente absorbida por un vehículo es la suma de dos componentes que provienen de las subestaciones aledañas y cuyas magnitudes son inversamente proporcionales a la separación de cada fuente a la carga (figura 5.8).

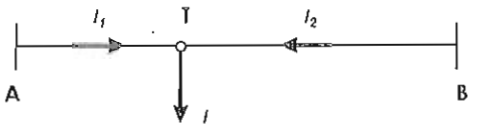


Figura 5.8. Alimentación a una carga desde dos subestaciones[1]

Bajo este esquema, si el trolebús se desplaza a lo largo del tramo o seccionamiento AB absorbiendo siempre la corriente *I*, la caida de voltaje será la ordenada de una parábola con valor cero en los extremos A y B y valor máximo en el centro del seccionamiento. Si la resistencia de todo el tramo de línea es *R*, la caída de voltaje máxima será[1]:

$$\Delta V_{max} = \frac{IR}{4} \qquad \textbf{(ec. 5.10)}$$

Pero, ¿qué sucede en este esquema cuando el trolebús en lugar de absorber corriente la entrega? La repartición de corrientes ya no dependerá de la ubicación relativa de las subestaciones sino de la posición y carga de cada uno de los trolebuses restantes en el tramo. Así mismo, ¿qué pasa si las dos subestaciones no tienen el mismo voltaje? ¿O si el voltaje de la línea se hace mayor al de una subestación? Se ve, pues, como el modelo descrito sucumbe ante una pequeña modificación de sus datos de partida.

Y es que el modelo de la red no puede obviar la regulación de voltaje de las subestaciones de tracción ni, peor aún, el hecho de que existe un rectificador dentro de ellas. Necesariamente se debe considerar a los dos carriles de la LAC como un solo sistema, pues la operación del uno influye sobre el otro.

Por tal motivo, se vio la necesidad de desarrollar un pequeño programa computacional basado en el análisis matricial de redes, que aplica el método de análisis por nodos para la solución de la red.

5.3.1. Topología de la red

La topología o geometría de la red se refiere a la manera en que se encuentran interconectados sus diferentes elementos, sin importar su naturaleza. La red se representa por un gráfico en el que se muestra cada elemento como una rama

y cada terminal como un nodo. El gráfico es orientado asumiendo un sentido de corriente en cada rama.

La conexión de los elementos dentro de la red se refleja mediante una matriz conocida como matriz de incidencia ($[A]_{n \times r}$), de orden n x r, donde n es el número de nodos y r es el número de ramas. Cada fila de la matriz corresponde a un nodo y cada columna a una rama. Los elementos de la matriz son:

$$A_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{si no hay conexión entre el nodo i y la rama j} \\ -1 & \text{si la corriente de la rama j entra al nodo i} \\ 1 & \text{si la corriente de la rama j sale del nodo i} \end{cases}$$

Aplicando estas definiciones al sistema que nos ocupa, cada subestación, cada trolebús y cada segmento de línea de contacto puede considerarse como una rama, y sus puntos de conexión se convierten en nodos.

En la figura 5.9. se representa bajo este esquema a un tramo de LAC, en el cual se han ubicado trolebuses circulando tanto en sentido sur - norte como en sentido norte sur. La nomenclatura utilizada es la siguiente:

n1 = Número de trolebuses en sentido sur - norte

n2 = Número de trolebuses en sentido norte - sur

N = Número de nodos

r = Número de ramas

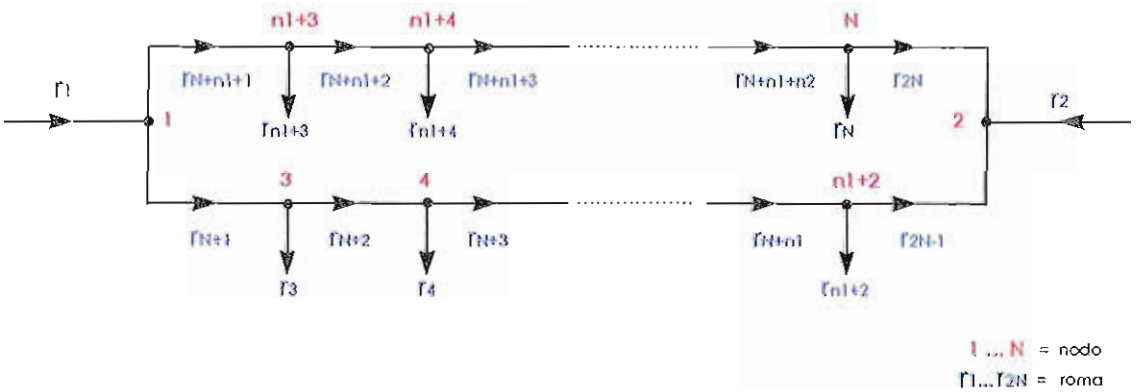


Figura 5.9. Topología de red para un tramo de LAC

Se encuentra que el número total de nodos para esta red es $N = 2+n1+n2$ y que el número de ramas es exactamente el doble, es decir, $r = 2N$

Para la numeración de nodos y ramas, que puede ser totalmente arbitraria, se ha seguido el siguiente criterio:

Nodos:

1 → 2	Barras de salida de las subestaciones de tracción.
3 → n1+2	Conexión de los trolebuses de sentido sur - norte con el hilo de contacto
n1+3 → N	Conexión de los trolebuses de sentido norte - sur con el hilo de contacto

Ramas:

1 → 2	Subestaciones de tracción.
3 → n1+2	Trolebuses de sentido sur - norte
n1+3 → N	Trolebuses de sentido norte - sur
N+1 → 2N	Secciones de hilo de contacto

Nótese que en la figura no se visualiza el polo negativo de la LAC, el cual se considera como punto de referencia y constituye el nodo $N+1$.

Por representar una configuración general de la red, la figura 5.9. permite definir un modelo generalizado para la matriz de incidencia, en función del número de trolebuses que existan en cada carril de LAC. El orden de la matriz, como ya se indicó anteriormente es $N \times r$

[A] =

	1	2	3	4	...	n1+1	n1+2	n1+3	n1+4	...	N-1	N	N+1	N+2	...	N+n1-1	N+n1	N+n1+1	N+n1+2	...	N+n1+n2-1	N+n1+n2	2N-1	2N
1	-1	0	0	0	...	0	0	0	0	...	0	0	1	0	...	0	0	1	0	...	0	0	0	0
2	0	-1	0	0	...	0	0	0	0	...	0	0	0	0	...	0	0	0	0	...	0	0	-1	-1
3	0	0	1	0	...	0	0	0	0	...	0	0	-1	1	...	0	0	0	0	...	0	0	0	0
4	0	0	0	1	...	0	0	0	0	...	0	0	0	-1	...	0	0	0	0	...	0	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n1+1	0	0	0	0	...	1	0	0	0	...	0	0	0	0	...	-1	1	0	0	...	0	0	0	0
n1+2	0	0	0	0	...	0	1	0	0	...	0	0	0	0	...	0	-1	0	0	...	0	0	1	0
n1+3	0	0	0	0	...	0	0	1	0	...	0	0	0	0	...	0	0	-1	1	...	0	0	0	0
n1+4	0	0	0	0	...	0	0	0	1	...	0	0	0	0	...	0	0	0	-1	...	0	0	0	0
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
N-1	0	0	0	0	...	0	0	0	0	...	1	0	0	0	...	0	0	0	0	...	-1	1	0	0
N	0	0	0	0	...	0	0	0	0	...	0	1	0	0	...	0	0	0	0	...	0	-1	0	1

5.3.2. Modelo de rama generalizada

Para el análisis de la red, cualquier rama r_k (k:= 1..r) puede representarse de manera generalizada por el esquema de la figura 5.10.

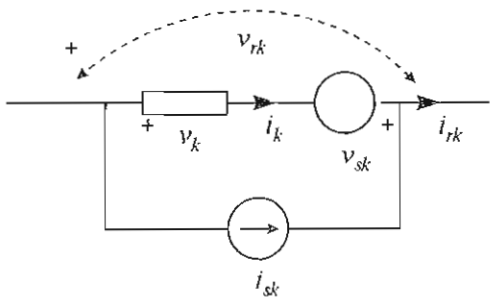


Figura 5.10. *Modelo de rama generalizada*[23]

donde:

	i_{rk}:	Corriente de la rama k
	i_k:	Corriente en el elemento de la rama k
	i_{sk}:	Fuente de corriente asociada al elemento de la rama k
	v_{rk}:	Voltaje de la rama k
	v_k:	Voltaje en el elemento de la rama k
	v_{sk}:	Fuente de Voltaje asociada al elemento de la rama k

Por las leyes de Kirchhoff se tiene que[23]:

$$i_{rk} = i_k + i_{sk} \qquad \textit{(ec. 5.11)}$$

$$v_{rk} = v_k - v_{sk}$$

y, puesto que estamos trabajando con corriente continua y en estado estable, el elemento de cada rama será una resistencia R_k, con la conocida relación voltamperimétrica[23]:

$$v_k = R_k * i_k \qquad \textit{(ec. 5.12)}$$

Si se representan las corrientes y voltajes de la red por medio de matrices columna:

$$[I_r]=\begin{bmatrix} i_{r1} \\ i_{r2} \\ \dots \\ i_{rr} \end{bmatrix} \qquad [I]=\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \dots \\ i_r \end{bmatrix} \qquad [I_s]=\begin{bmatrix} i_{s1} \\ i_{s2} \\ \dots \\ i_{sr} \end{bmatrix}$$

$$[V_r]=\begin{bmatrix} v_{r1} \\ v_{r2} \\ \dots \\ v_{rr} \end{bmatrix} \qquad [V]=\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \dots \\ v_r \end{bmatrix} \qquad [V_s]=\begin{bmatrix} v_{s1} \\ v_{s2} \\ \dots \\ v_{sr} \end{bmatrix}$$

se tienen las expresiones:

$$[I_r]=[I]+[I_s] \qquad \textit{(ec. 5.13)}$$

$$[V_r]=[V]-[V_s]$$

$$[V]=[Z][I]$$

donde [*Z*] se llama matriz de impedancia primitiva y es una matriz cuadrada que contiene en su diagonal las resistencias de las ramas correspondientes:

$$[Z]=\begin{bmatrix} R_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & R_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & R_r \end{bmatrix}$$

La inversa de [*Z*] es [*Y*] y se conoce como matriz de admitancia primitiva, que cumple:

$$[I]=[Y][V] \qquad \textit{(ec. 5.14)}$$

A continuación se representan los elementos de la instalación bajo el modelo de rama generalizada.

5.3.2.1. Modelo de una subestación de tracción

El lado de corriente continua de una subestación rectificadora puede reprodicirse, de acuerdo con lo indicado en el apartado 2.3.2 y reflejado en la figura 2.4., por una fuente de voltaje en serie con una resistencia (R_{int}) y un diodo.

Dado un voltaje nominal de los devanados secundarios del transformador de potencia de 596 V entre líneas, la aplicación de la ecuación 2.2 arroja un valor de 833 V para el voltaje en vacío de las subestaciones de tracción. Los registros realizados sobre el equipo en funcionamiento indican, no obstante, voltajes de salida ligeramente superiores al calculado, debidos a las variaciones del voltaje primario de la red de suministro de la EEQ. En adelante se utilizará V_{do} = 850V.

La resistencia R_{int} reproduce la regulación de voltaje a la salida del rectificador, de manera que:

$$V_{dc} = V_{do} - R_{\text{int}} I_d \qquad \textit{(ec. 5.15)}$$

$$R_{\text{int}} = \frac{V_{do} - V_{dc}}{I_d}$$

La figura 5.11. muestra la característica Voltaje - Corriente para la subestación de tracción Villaflora, obtenida al realizar una serie de registros de las dos magnitudes.

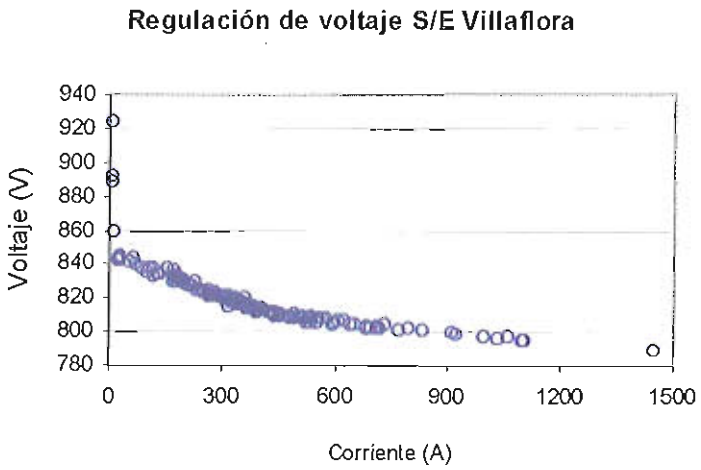


Figura 5.11. *Regulación de voltaje en una subestación rectificadora*

Aproximando esta característica a una línea recta, se tiene:

$$R_{\text{int}} = \frac{850V - 790V}{1500A} \qquad \textit{(ec. 5.16)}$$

$$R_{int} = 0.04\ \Omega$$

La presencia del diodo evita la inversión del sentido de la corriente ante el freno regenerativo de los trolebuses, cuando el voltaje en los terminales de salida de la subestación V_{dc} puede hacerse mayor que V_{do}. Esto se refleja en el modelo haciendo $R_{int} \rightarrow \infty$, es decir:

$$R_{int} = \begin{cases} 0.04\ \Omega & \text{si } V_{dc} < V_{do} \\ \infty & \text{si } V_{dc} > V_{do} \end{cases}$$

Con estas definiciones, la representación de una subestación bajo el modelo de rama generalizada es:

$$R_k = R_{int} \qquad \textit{(ec. 5.17)}$$
$$V_{sk} = V_{do}$$
$$I_{sk} = 0$$

5.3.2.2. Modelo de un trolebús

Un trolebús en marcha se comporta, en cada instante, como una carga de potencia constante y, para un requerimiento de potencia determinado, la corriente que el vehículo absorbe de la LAC depende únicamente del valor de voltaje existente en el punto de captación.

Entonces, el valor de potencia instantánea P_k encontrado según el procedimiento descrito en 5.2.3 (ec. 5.9), se incorpora al modelo de la red de la siguiente manera:

Si $P_k > 0$: Se define una resistencia equivalente, dada por la expresión:

$$R_k = \frac{V_k^{\,2}}{P_k} \qquad \textit{(ec. 5.18)}$$

donde P_k es el valor de potencia y V_k es el voltaje en los tomacorrientes del trolebús. Puesto que V_k no es un dato de partida sino un resultado del cálculo, se ve la necesidad de utilizar un proceso iterativo de recálculo de R_k, hasta llegar a un valor de voltaje con un margen de error aceptable.

Adicionalmente debe hacerse:

$$V_{sk} = 0$$

$$I_{sk} = 0$$

Si, en cambio, el vehículo está frenando, la máquina asincrónica actúa como generador, con lo cual existe una corriente que sale del trolebús y se reparte a través de la LAC entre las demás cargas, de acuerdo con su posición y potencia instantáneas.

Si al t = 0 la máquina inicia el proceso de frenado, la corriente *I* tiene dos caminos, según se aprecia en la figura 5.12, debido al capacitor del filtro de entrada del trolebús.

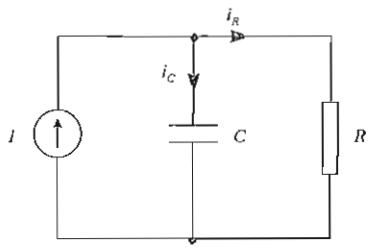


Figura 5.12. *Modelo de un trole en proceso de frenado*

El voltaje sobre la carga, considerando que *I* es una función paso, viene dado por la expresión:

$$v(t) = RI + (V_{(0)} - RI)e^{-t/RC} \qquad \textbf{(ec. 5.19)}$$

donde se observa que el curso del voltaje, y por ende el flujo de corrientes, depende de la relación entre $V_{(0)}$ y *RI*.

R se calcula al instante t = 0 como:

$$R = \frac{V_{(0)}}{I_{carga}} \qquad \textbf{(ec. 5.20)}$$

y representa a la carga de todos los demás trolebuses que se encuentran dentro del tramo. Entonces, el producto *RI:*

$$RI = \frac{V_{(0)}}{I_{carga}} I = V_{(0)} \frac{I}{I_{carga}} \qquad \textit{(ec. 5.21)}$$

no es más que una relación entre la potencia de carga (R) y la potencia de frenado (I), según la cual la corriente I se repartirá de la siguiente manera:

- Cuando la potencia de frenado es menor o igual que la potencia de carga ($V_{(0)}$-$RI \geq 0$), toda la corriente generada en la máquina se distribuye entre los demás trolebuses. La potencia faltante es suministrada por las subestaciones de tracción, que evitan la descarga del capacitor.

  En este caso, el trolebús en freno se puede representar como una fuente de corriente dada por:

$$Is_k = \frac{P_k}{V_k} \qquad \textit{(ec. 5.22)}$$

  donde Is_k es actualizada en cada iteración en función del voltaje. Adicionalmente se hace:

$$V_{sk} = 0$$

$$R_k \rightarrow \infty$$

- Cuando la potencia de frenado es mayor que la potencia equivalente ($V_{(0)}$ -$RI < 0$), parte de la corriente generada carga el capacitor de filtro, hasta llegar a un voltaje dado por:

$$V_{ar} = RI \qquad \textit{(ec. 5.23)}$$

  Debido a la lógica implantada en el regulador de marcha del trolebús, este voltaje no puede exceder los 980 V, valor al cual entra en funcionamiento el chopper de freno, disipando energía en la resistencia dispuesta para el efecto. Tanto en el proceso de carga del capacitor hasta alcanzar los 980 V como en el proceso de freno resistivo, la corriente generada en la máquina se pierde parcial o totalmente dentro del propio trolebús, por lo que su valor no puede ser utilizado dentro del modelo de la red.

  Si bien parece interesante conocer la evolución en el tiempo de la carga del capacitor, su estudio se complica por las variaciones instantáneas que presenta la

potencia equivalente del resto de cargas en el tramo, cuyo valor difícilmente se puede predecir con exactitud. No está dentro del objetivo de nuestro estudio desarrollar un modelo para este caso, considerando que lo que nos preocupan son los voltajes bajos en la red, que influyen sobre la operación normal de la flota, y no estas eventuales condiciones donde la potencia neta de la carga en el tramo es negativa y las subestaciones dejan de trabajar.

5.3.2.3. Modelo del hilo de contacto

Según la "Especificación Técnica para el suministro de hilo ranurado para línea de contacto" preparada por la administración ferroviaria española (RENFE), los hilos de contacto de cobre electrolítico y sección circular (figura 5.13) deben reunir las características indicadas en la tabla 5.3.

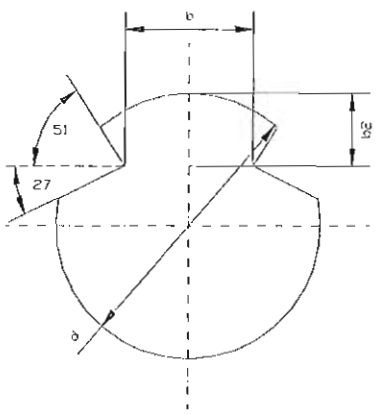


Figura 5.13. Sección de hilo de contacto circular[24]

	SECCIÓN (mm^2)		
	107	120	150
Geometría: b (mm)	6.92 ± 0.2	6.92 ± 0.2	6.92 ± 0.2
b2 (mm)	4.30	4.30	4.00 ± 0.2
d (mm)	12.24	12.85	14.50
Radio de curvatura min. (mm)	30	30	30
Resistencia max a 20°C (Ω/km)	0.171	0.153	0.122
Capacidad mecánica (kg)	3900	4390	5480
Capacidad de corriente en régimen permanente (A)*	505	565	705

- Valor calculado al utilizar 4.71 A/mm2

Tabla 5.3. Características del Hilo de Contacto[24]

El hilo de contacto instalado (150 mm^2) posee una resistencia promedio de 0.117Ω/km y una tensión de rotura de 5580 kg. Para efectos de cálculo, los hilos positivo y negativo, conectados en serie con la carga, se consideran como una sola resistencia. Entonces:

$$V_{sk} = 0 \qquad \textit{(ec. 5.24)}$$
$$I_{sk} = 0$$
$$R_k = 2*R_{esp}*L_k$$

donde R_{esp} es la resistencia por km del hilo de contacto y L_k es la longitud (en km) de la sección de hilo entre uno y otro nodo.

5.3.3. Analisis por nodos

Para una red que posee *N+1* nodos y *r* ramas y el número de nodos es considerablemente menor que el número de ramas, el análisis por nodos es mucho más eficiente que cualquier otro método. El análisis nodal hace uso de los voltajes de nodo como variables auxiliares y requiere un grupo de *N* ecuaciones linealmente independientes con *N* incógnitas.

Si referimos los voltajes en cada nodo de la red al nodo N+1, se obtiene el vector de voltajes de nodo $[V_n]$, que se relacionan con los voltajes de rama mediante la expresión[23]:

$$[V_r] = [A]^T [V_n] \qquad \textit{(ec. 5.25)}$$

Por definición:

$$[Y_N] = [A][Y][A]^T \qquad \textit{(ec. 5.26)}$$

se conoce como matriz de admitancia de nodos y puede encontrarse por simple inspección del sistema. Esta matriz es indispensable para calcular los voltajes de nodo, utilizando[23]:

$$[V_N] = -[Y_N]^{-1}[A][Y][V_s] - [Y_N]^{-1}[A][I_s] \qquad \textit{(ec. 5.27)}$$

que es la solución por nodos de la red.

Los voltajes de nodos así encontrados corresponden a los voltajes de salida de las subestaciones y a los voltajes de entrada en cada uno de los trolebuses. Utilizando las ecuaciones 5.25 y 5.13, se encuentran directamente la corriente de cada subestación, la corriente en cada trole y la corriente en cada sección de LAC.

5.4. APLICACIÓN DEL MODELO A LA TRONCAL CENTRAL

Las operación actual de los trolebuses en la línea troncal, establece una separación de 2 minutos entre vehículos, bajo condiciones normales. En las horas pico, los despachos se realizan con un intervalo de minuto y medio que, de todas maneras, no basta para cubrir la siempre creciente demanda de servicio.

Los estudios de demanda de pasajeros, realizados por la Unidad de Planificación y Gestión de Transporte, han determinado que el número de trolebuses requeridos en dicho trayecto para cubrir las futuras expectativas de transporte es de 91 unidades, representando un incremento de carga del orden del 70%, que no estuvo contemplado en el diseño original de las instalaciones fijas del sistema.

Si bien la explotación actual ha demostrado la elevada confiabilidad y flexibilidad operativa del sistema, que resulta de tener subestaciones de tracción con una potencia instalada grandemente superior a la demanda máxima de la flota, una ampliación de la carga como la prevista en la Segunda Etapa del Proyecto Trolebús obliga a definir si las instalaciones fijas podrán manejar, en su estado actual, el escenario de carga futuro.

Una relación simple entre número de trolebuses y demanda máxima por subestación, que resulta en una demanda esperada de 1000 kW aproximadamente, indica que la potencia instalada no es, de ninguna manera, un obstáculo para la ampliación del sistema. Resta por definir, entonces, si las caídas de voltaje en el hilo de contacto no superarán los límites mínimos establecidos en el diseño de los trolebuses.

Por ello, a manera de aplicación del modelo de sistema desarrollado en 5.3, se estudia a continuación el comportamiento de la troncal central con una flota de 91 trolebuses.

5.4.1. Condiciones operativas

No es posible definir con certeza, para un instante dado, la posición, y potencia de cada uno de los trolebuses en operación. El estudio de un solo tramo de LAC exige manejar al rededor de 16 vehículos, cada uno con condiciones particulares de velocidad, aceleración, freno, número de pasajeros, pendiente, etc., que definen para cada instante un escenario diferente.

Con el objeto de representar lo más aproximadamente la operación de la flota y establecer un comportamiento operativo típico de los vehículos, se ha realizado un registro de velocidad en un trolebús, utilizando una tarjeta de adquisición de datos, durante una vuelta completa al circuito. Para cada segundo se cuenta con un valor de velocidad el cual, combinado con variables tales como el peso del trolebús y la pendiente de la vía, resulta en un dato de potencia instantánea, según las definiciones de 5.2.3.

El método utilizado es, entonces:

- Registro de velocidad a lo largo de la ruta para un trolebús en función del tiempo, con intervalos de un segundo.
- Cálculo de la posición del vehículo en función del tiempo de recorrido
- Definición de la pendiente de la vía en cada posición, utilizando planos del perfil del trayecto.
- Cálculo de la potencia en función del tiempo, considerando la pendiente, velocidad y aceleración, mediante las fórmulas de 5.2.3. Es necesario definir un porcentaje de pasajeros aproximado.
- Separación de los vehículos por intervalos de tiempo, de acuerdo con las necesidades operativas a simular.

Se estudiarán los tramos Ejido - Mariana de Jesús (E) y Villaflora - Cumandá (B), por ser los más largos de todo el circuito. Se considerará una separación de un minuto entre cada trolebús.

Para cada tramo se hace el análisis de varios instantes consecutivos, separados 2 segundos uno de otro, para encontrar así la condición de carga más dura.

La posición de subestaciones y trolebuses se define como su distancia en metros desde el Terminal Norte y el tiempo de recorrido se mide desde la salida del terminal Sur. Los vehículos se numeran de sur a norte, primero los de sentido sur - norte y luego los de sentido norte - sur.

5.4.2. Tramo Ejido - Mariana de Jesús

El tiempo requerido por un trolebús para recorrer los 2360 m de este tramo es cercano a 8 minutos. Los datos utilizados en el cálculo son:

SUBESTACIONES

SUBESTACIÓN	Posición (m)	Voltaje en vacío (Vcc)
Ejido	5233	850
Ma. De Jesús	2890	850

TROLEBUSES SENTIDO SUR - NORTE
(porcentaje de carga = 90%)

Δt	T1 (23:40)[3]		T2 (24:40)		T3 (25:40)		T4 (26:40)		T5 (27:40)	
(s)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)
0	5150	84	4800	10	4609	10	4360	186	4107	10
2	5136	7.4	4800	10	4609	10	4352	266	4107	49
4	5121	-17	4800	68	4609	10	4339	290	4104	129
6	5107	37	4797	248	4609	10	4322	215	4097	206
8	5094	158	4787	304	4609	79	4303	146	4087	91
10	5080	146	4773	272	4605	199	4282	161	4075	234
12	5064	44	4754	175	4596	282	4260	166	4060	168
14	5048	43	4735	140	4582	233	4237	19	4042	-48
16	5031	37	4713	196	4565	141	4215	-131	4024	-292
18	5015	-28	4691	109	4546	190	4194	17	4009	-160
20	4998	-55	4668	8	4526	111	4175	154	4002	-2

[3] Entre paréntesis el tiempo transcurrido desde que el trolebús salió del Terminal Sur

Δt	T6 (28:40)		T7 (29:40)		T8 (30:40)	
(s)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)
0	3834	95	3315	246	2940	3
2	3815	-19	3304	172	2939	10
4	3797	-19	3289	-155	2939	10
6	3779	235	3277	-130	2939	10
8	3761	330	3269	-31	2939	10
10	3742	265	3267	10	2939	10
12	3721	179	3267	10	2939	10
14	3701	220	3267	10	2939	10
16	3680	-4	3267	10	2939	10
18	3660	130	3267	127	2939	10
20	3640	42	3261	155	2939	10

TROLEBUSES SENTIDO NORTE - SUR
(porcentaje de carga = 90%)

Δt	T9 (1:01:10)		T10 (1:00:10)		T11 (59:10)		T12 (58:10)		T13 (57:10)	
(s)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)
0	5198	-60	4923	10	4572	10	4446	-136	4155	10
2	5200	10	4923	10	4572	10	4453	-3	4155	10
4	5200	38	4923	10	4572	10	4454	10	4155	10
6	5203	64	4923	10	4572	10	4454	10	4155	106
8	5209	82	4923	10	4572	10	4454	10	4160	218
10	5216	119	4923	10	4572	29	4454	10	4170	271
12	5225	177	4923	10	4574	130	4454	10	4185	232
14	5236	96	4923	10	4580	224	4454	10	4203	218
16	5250	134	4923	21	4591	284	4454	10	4222	191
18	5265	7	4925	116	4606	278	4454	10	4243	152
20	5280	-19	4931	207	4624	230	4454	10	4265	58

Δt	T14 (56:10)		T15 (55:10)		T16 (54:10)		T17 (53:10)	
(s)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)
0	3992	-1	3419	242	3270	-124	2906	-184
2	4007	31	3439	81	3287	-31	2927	-66
4	4021	27	3459	175	3304	-231	2947	-161
6	4035	-134	3481	169	3319	-182	2966	-290
8	4047	-158	3503	122	3327	-41	2981	-175
10	4056	-67	3526	73	3331	-13	2988	-13
12	4058	10	3549	73	3332	10	2989	10
14	4058	10	3572	73	3332	10	2989	10
16	4058	10	3594	73	3332	10	2989	10
18	4058	10	3617	-139	3332	10	2989	10
20	4058	10	3640	-61	3332	33	2989	10

En el Anexo 5.1 se muestra gráficamente la evolución de la velocidad y potencia de cada trolebús durante los 20 segundos de estudio. El Anexo 5.2 contiene los resultados de los flujos de carga, cuyo resumen se encuentra en la tabla 5.4.

Δt	I SE1	I SE2	Imax LAC	Vmin LAC	Ptotal	Pperd
(s)	(A)	(A)	(A)	(V)	(kW)	(%)
0	251.20	266.10	433.50	777.90	433.00	9.70
2	350.80	333.60	341.50	772.20	570.00	5.70
4	270.90	-	342.50	785.90	226.60	18.80
6	729.00	136.20	704.90	706.80	708.00	18.90
8	1,080.30	544.00	943.50	682.70	1,307.60	12.40
10	1,508.40	1,018.60	1,212.50	608.60	1,982.30	15.40
12	1,451.10	973.40	909.00	642.00	1,908.20	12.20
14	903.80	665.00	489.80	732.90	1,270.60	7.80
16	527.90	232.40	453.00	752.20	629.60	11.70
18	664.20	402.30	444.80	761.20	876.40	6.20
20	662.10	498.20	473.60	767.20	951.90	5.50

Tabla 5.4. *Resultados del flujo de carga Ejido - Mariana de Jesús*

Se destaca como condición más exigente la producida en el instante Δt = 10, donde la potencia de carga es cercana a los 1700 kW. Nótese que incluso en dicho caso los valores de corriente y voltaje se mantienen dentro de los límites operativos aceptables.

Al analizar este estado de carga con una de las dos subestaciones fuera de servicio, se encuentra que las excesivas caídas de voltaje no permitirían la normal operación de las unidades, pues se presentarán desconexiones momentáneas en algunos trolebuses. Para evitar este efecto sería necesaria una sección de LAC equivalente a 300 mm^2 de hilo de contacto de cobre.

5.4.3. Tramo Villaflora - Cumandá

El tiempo requerido por un trolebús para recorrer los 2000 m de este tramo es cercano a 6 minutos. Los datos utilizados en el cálculo son:

SUBESTACIONES

SUBESTACION	Posición (m)	Voltaje en vacío (Vcc)
Villaflora	9940	850
Cumandá	7960	850

TROLEBUSES SENTIDO SUR - NORTE
(porcentaje de carga = 100%)

Δt	T1 (7:20)		T2 (8:20)		T3 (9:20)		T4 (10:20)		T5 (11:20)	
(s)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)
0	9752	-154	9325	10	9044	52	8744	286	8423	291
2	9733	21	9325	10	9040	217	8722	235	8411	318
4	9712	-97	9325	10	9029	188	8700	176	8396	360
6	9691	-100	9325	94	9012	-93	8679	284	8380	337
8	9668	-63	9320	213	8993	-230	8660	271	8363	311
10	9645	-147	9311	339	8974	-258	8641	303	8346	311
12	9621	-308	9297	323	8956	-152	8623	337	8329	311
14	9598	-97	9279	333	8938	-119	8605	295	8311	311
16	9577	-213	9258	214	8920	-152	8587	258	8294	273

TROLEBUSES SENTIDO NORTE - SUR
(porcentaje de carga = 90%)

Δt	T6 (1:19:30)		T7 (1:18:30)		T8 (1:17:30)		T9 (1:16:30)		T10 (1:15:30)	
(s)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)	(m)	(kW)
0	9791	309	9475	238	8908	228	8675	196	8496	-68
2	9802	277	9494	191	8927	226	8687	183	8511	-98
4	9816	269	9513	233	8946	223	8700	126	8527	-36
6	9831	200	9532	271	8966	266	8713	-112	8542	-9
8	9848	252	9549	267	8984	266	8724	66	8558	192
10	9866	223	9568	220	9003	219	8733	-67	8575	217
12	9883	77	9586	216	9022	263	8739	154	8591	55
14	9903	-50	9602	294	9040	216	8745	259	8606	-58
16	9922	-367	9619	294	9059	306	8755	-20	8617	-47

Δt	T11 (1:14:30)		T12 (1:13:30)	
(s)	(m)	(kW)	(m)	(kW)
0	8187	-190		
2	8206	-21	7968	205
4	8224	-200	8978	195
6	8243	-88	7990	24
8	8261	-53	8002	148
10	8279	-36	8014	148
12	8298	-71	8028	23
14	8315	-112	8042	-123
16	8335	-112	8057	-149

En el Anexo 5.3 se muestra la evolución de la velocidad y potencia de cada trolebús durante los 16 segundos de estudio. El Anexo 5.4 contiene los resultados de los flujos de carga, cuyo resumen se encuentra en la tabla 5.5.

Δt	I SE1	I SE2	Imax LAC	Vmin LAC	Ptotal	Pperd
(s)	(A)	(A)	(A)	(V)	(kW)	(%)
0	887.90	738.70	786.40	736.70	1,315.90	8.90
2	1,188.10	1,234.40	748.70	694.40	1,912.40	7.80
4	973.70	977.30	735.00	722.70	1,536.20	7.40
6	745.00	668.10	611.50	751.20	1,151.10	6.70
8	1,094.80	1,130.80	911.10	703.00	1,767.90	7.20
10	931.10	1,025.70	725.80	738.00	1,567.40	6.10
12	739.60	925.30	627.00	732.80	1,345.00	8.70
14	804.40	756.40	658.80	739.20	1,265.70	9.20
16	102.00	305.00	431.80	793.70	341.50	16.50

Tabla 5.5. *Resultados del flujo de carga Villaflora - Cumandá*

La condición más exigente se produce en el instante Δt = 2, cuando la potencia de carga es cercana a los 1800 kW. Los valores de corriente y voltaje para este caso se mantienen dentro de los límites operativos aceptables.

Nuevamente, al analizar este estado de carga con una de las dos subestaciones fuera de servicio, se encuentra que las excesivas caídas de voltaje no permitirían la normal operación de las unidades, haciéndose necesaria una sección de LAC equivalente a 360 mm^2 de hilo de contacto de cobre.

El desarrollo del estudio de estos dos tramos nos ha permitido hacer ciertas observaciones:

- La línea aérea de contacto y las subestaciones de tracción trabajarán normalmente con los 91 trolebuses, siempre y cuando se mantengan todas las subestaciones operativas.

- La salida de servicio de una subestación de tracción podría causar problemas en el funcionamiento de algunos trolebuses, dependiendo del estado de carga del sistema. De todas maneras, estos problemas se presentarían como desconexiones esporádicas de los trolebuses dentro de la zona más alejada de las subestaciones operativas, que no influirían drásticamente sobre la operación de toda la flota.

- El porcentaje de pérdidas en la línea aérea de contacto es extremadamente variable, pues ni siquiera depende de la magnitud de la carga total del tramo sino de su distribución física y de las condiciones particulares de los vehículos.

- El voltaje en vacío de las subestaciones es determinante para su mayor o menor captación de carga e influye directamente sobre las caídas de voltaje y el porcentaje de pérdidas en la LAC.

- Al existir un límite de caída de voltaje permisible, la separación entre subestaciones está estrechamente ligada al calibre del hilo de contacto utilizado en la LAC.

- La validez de los resultados arrojados por el modelo depende del buen criterio con que se establezca el escenario de carga. Un mal planteamiento del problema nos puede llevar a resultados irreales y absurdos.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Las ocho subestaciones de tracción que conforman la primera etapa del Proyecto Trolebús se encuentran, bajo las actuales condiciones de operación, con una carga sumamente baja en relación a su capacidad nominal. En todas las subestaciones son más frecuentes los valores bajos de corriente, ya que aproximadamente el 50% del tiempo, la corriente primaria de entrada es inferior al 3% de la corriente nominal.

- La demanda máxima registrada en las subestaciones de tracción no alcanza ni al 50% de la potencia nominal del rectificador, evidenciando un sobredimensionamiento de las instalaciones que obedece a dos factores esenciales: a) El diseño del sistema se realizó considerando una flota de 72 trolebuses, que era la expectativa de crecimiento en aquel momento, y b) Las marcadas pendientes en el trazado de la vía obligaron a mantener un factor de coincidencia conservador el momento de calcular la potencia instalada requerida.

- El sobredimensionamiento antes señalado de las subestaciones de tracción permitirá que estas instalaciones soporten sin ninguna dificultad el incremento de la flota de trolebuses a 91 unidades, tal como está previsto por el Municipio de Quito.

- Las características de sobrecarga establecidas en la norma DIN 41 756 clase VI para sistemas de tracción, permiten definir la potencia nominal del equipo en función de la demanda máxima de cuarto de hora de cada subestación. No obstante, en el momento de determinar esta demanda de cuarto de hora, se debe considerar tanto la distribución no uniforme de la carga entre subestaciones como la posibilidad de operación del sistema con una subestación fuera de servicio.

- Las subestaciones de tracción del Sistema Trolebús, por las características inherentes al rectificador de 12 pulsos, son cargas no lineales que inyectan corrientes armónicas al sistema de la EEQ. Los valores de distorsión de demanda total se encuentran, sin embargo, muy por debajo de los límites tolerados por ANSI/IEEE 519-1992, que es la norma adoptada por la Empresa Eléctrica Quito.

- La distorsión armónica total de corriente disminuye conforme aumenta la carga de la subestación. Para corrientes muy bajas se registran valores de THD elevados que podrían parecer, en primera instancia, alarmantes. Sin embargo, estas "alarmantes distorsiones", debidas en parte a errores de medición de los equipos, representan corrientes armónicas sumamente pequeñas que, al compararse con la corriente de máxima demanda, resultan en valores de TDD muy bajos. Su influencia sobre el voltaje del sistema es, obviamente, insignificante. Además, la tendencia asintótica de la curva de distorsión conforme se incrementa la carga, prácticamente garantiza que la THD de corriente se mantendrá, para valores elevados de corriente, por debajo del 10%

- Las corrientes armónicas producidas por la operación de las subestaciones rectificadoras aumentan conforma se incrementa la corriente de carga pero, a pesar de ello, no afectan apreciablemente la distorsión armónica total de voltaje. El efecto que tiene una subestación de tracción sobre el sistema de la EEQ depende tanto de las características particulares del sistema como del grado de distorsión en él preexistente. Si bien, dependiendo de la subestación, la distorsión de corriente puede tener un efecto mínimo sobre la distorsión de voltaje del sistema, este es prácticamente despreciable al compararlo con la distorsión de voltaje provocada por el conjunto total de abonados de la EEQ y que existe independientemente del Sistema Trolebús.

- La distorsión armónica de voltaje en el sistema de la EEQ está estrechamente relacionada con la curva de carga de cada una de sus subestaciones de distribución y es producida, por tanto, por el conjunto total de consumidores. Las mediciones realizadas en este trabajo indican que incluso las mayores distorsiones de voltaje están lejos de alcanzar el límite aceptado por ANSI/IEEE 519-1992. Es válido afirmar, entonces, que a pesar de la existencia de armónicos en el sistema de la EEQ, estos se mantienen, en los puntos analizados, aún dentro de valores admisibles. Lo dicho no se es válido para la subestación de distribución Pérez Guerrero, que presenta distorsiones de voltaje muy elevadas y merece un estudio especial por parte de la EEQ.

- El voltaje primario de la EEQ presenta un alto contenido de armónicos 5° y 7°, independientemente de la operación del Sistema Trolebús, que obliga a la aparición de armónicas del mismo orden en la corriente de carga de las subestaciones de tracción. Por su parte, las subestaciones rectificadoras inyectan al sistema armónicos 11 y 13 de corriente, pero dentro de los límites aceptados por la norma ANSI/IEEE 519-1992

- En vista de que la distorsión armónica registrada está dentro de los límites establecidos por ANSI/IEEE 519-1992, no se justifica el adoptar alguna acción correctiva para limitar el contenido armónico de la corriente de las subestaciones de tracción. No es necesaria la instalación de filtros para los armónicos11 y 13 de corriente, como alguna vez lo solicitó la EEQ.

- La regulación de voltaje en las subestaciones rectificadoras es bastante considerable y, por ello, no se puede representar a dichas instalaciones como una barra infinita. Además, el esquema de conexión de los seccionadores de línea implantado, no permite independizar la operación de los dos carriles dentro de un mismo tramo de LAC, lo cual obliga a que un estudio de flujos de carga en la LAC considere necesariamente la interrelación entre los dos carriles de la línea, que influye sobre el voltaje en las barras de las subestaciones de tracción.

- La repartición de la carga de los trolebuses entre cada subestación de tracción adyacente depende, a más de la separación, del voltaje en vacío que presente cada una de las subestaciones. Es decir, el voltaje en vacío de las subestaciones es determinante para su mayor o menor captación de carga e influye directamente

sobre las caídas de voltaje y el porcentaje de pérdidas en la LAC. De ahí la necesidad de que la posición de los taps de los transformadores de potencia sea revisada periódicamente en función del voltaje primario de la EEQ.

- Puesto que al planificar un nuevo sistema se pueden predecir aproximadamente las condiciones operativas, llámense éstas: intervalos entre unidades, potencia de cada unidad, expectativa de pasajeros, etc., el modelo de flujos de carga desarrollado en este trabajo será de mucha utilidad en la definición de las distancias óptimas entre futuras subestaciones de tracción. Nótese que la validez de los resultados arrojados por el modelo dependerá del buen criterio con que se establezca el escenario de carga, ya que un mal planteamiento del problema nos puede llevar a resultados irreales y absurdos.

- La separación entre subestaciones de tracción está estrechamente relacionada con el calibre del hilo de contacto a utilizarse. Durante el diseño de un nuevo sistema de tracción eléctrica se debe encontrar un compromiso entre separación de subestaciones y calibre de conductor, considerando todas las implicaciones mecánicas que tiene el peso del hilo de contacto dentro del comportamiento de la Línea Aérea.

- La aplicación del modelo de flujos de carga al estudio de los tramos Ejido - Mariana de Jesús y Villaflora - Cumandá indica que la línea aérea de contacto y las subestaciones de tracción trabajarán normalmente ante la ampliación de la flota a 91 trolebuses, siempre y cuando se mantengan todas las subestaciones operativas. La salida de servicio de una subestación de tracción podría causar problemas en el funcionamiento de algunos trolebuses, dependiendo del estado de carga del sistema.

6.2. RECOMENDACIONES

- Puesto que con el incremento de la flota de trolebuses a 91 unidades, previsto en la II Etapa del Proyecto, se verán modificados los valores de demanda de las subestaciones de tracción así como las exigencias pico de corriente, es recomendable realizar un nuevo estudio de armónicos una vez puesta en marcha la ampliación, para verificar el cumplimiento de los límites impuestos por

ANSI/IEEE 519-1992. Este estudio deberá incluir tanto las subestaciones actuales como las que estén por instalarse.

- Los elevados niveles de 5° y 7° armónico en el voltaje primario de la EEQ son un llamado de alerta para dicha institución pues, si bien aún no se han superado los límites aceptados por ANSI/IEEE 519-1992, son un indicativo de la elevada proliferación de cargas no lineales dentro de su sistema, que se ve agravada por la falta de una normativa institucional al respecto. La EEQ debería realizar un estudio minucioso de las características de sus grandes consumidores y determinar quienes efectivamente están distorsionando la calidad de la energía.

- Sería conveniente, como un complemento al presente trabajo, realizar un estudio sobre la corriente manejada por cada uno de los secundarios del transformador de potencia de las subestaciones de tracción para, de esa manera, determinar cual es la magnitud real de los armónicos 5° y 7° que, como armónicos no característicos, son generados por el rectificador.

- La dificultad de determinar el escenario de carga dentro de un tramo de línea aérea de contacto, se debe a que los trolebuses constituyen un gran número de cargas de potencia y ubicación variables. Estas características hacen pensar en el desarrollo de un modelo probabilístico del sistema que, sobre la base de este trabajo, permita encontrar los flujos de carga menos o más probables.

- La aplicación anterior permitiría definir un porcentaje medio de pérdidas de potencia en la línea aérea de contacto, con el cual cuantificar de manera económica la relación entre número de subestaciones y pérdidas de energía en la línea.

- El modelo de flujos de carga desarrollado podría ser utilizado por el Municipio de Quito para verificar o redefinir el calibre óptimo del conductor, en pro de mejorar las características mecánicas de la línea aérea de contacto y reducir el desgaste del hilo de contacto.

BIBLIOGRAFIA

[1] AEG-Cobra. "**Sistema de Transporte mediante Trolebuses-Quito. Proyecto de Instalaciones Fijas. Memoria Técnica**". Febrero 1996

[2] Heumann, K. "**Fundamentos de la Electrónica de Potencia**" . AEG - TELEFUNKEN. Selecciones Técnicas. Editorial Paraninfo. 1978

[3] Pérez, Gonzalo. "**Electrificación, tomos I y II**". documentación inédita.

[4] Mohan, Ned; Underland, Tore; Robbins, William. "**POWER ELECTRONICS: Converters, Applications and Design**". John Willey & Sons. 1989.

[5] Hempel, Hans-Peter. "**Protecction of Semiconductor Power Devices against Voltage Transients**". SEMIKRON application note No E755E. 1993.

[6] IEEE Std 519-1992. "**IEEE Recomended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**". IEEE. Abril 12, 1993.

[7] SQUARE D Product Data Bulletin. "**Power System Harmonics. Causes and Effects of Adjustable Frecuency Drives Relative to the IEEE 519-1992 Standard**". Bulletin No. 8803PD9402. Agosto 1994.

[8] Arthur, Robert; Shanahan, R. "**Neutral Currents in Three Phase Wye Systems**" SQUARE D Bulletin 0104ED9501. Octubre 1995.

[9] Lemieux, Guy. "**Power System Harmonic Resonance - A Documented Case**". IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 26, No. 3. Mayo/junio 1990.

[10] Kelley, Arthur; Yadusky, William. "**Rectifier Design for Minimum Line-Current Harmonics and Maximum Power Factor**". IEEE Transactions on Power Electronics. Vol. 7, No. 2. Abril 1992.

[11] Puentestar, Washington. "**HARMÓNICAS: Efeitos sobre os equipamentos eléctricos e normas sobre os limites asmissíveis**"

[12] Kimbark, Edward Wilson. "**Direct Current Transmision. Volume I**". John Willey & Sons, Inc. 1971.

[13] McGranaghan, Mark. "**An Overview of Power Quality**". EPRI/Electrotek. Agosto 1995

[14] Lima, Antonio; Ross, Ricardo. "**Influencia de Hornos Eléctricos en la Calidad de Energía Eléctrica**". CEPEL - Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica. Rio de Janeiro.

[15] Lima, Antonio; Ross, Ricardo; Guarini, Antonio. "**Harmonic Generated by Induction Furnaces**". CEPEL - Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica. Rio de Janeiro.

[16] Ross, R.; Lima, A.; Guarini, A.; Louenco, P.; Mello, A.; "**Calidad de Energía - Estudio de Casos Reales - 1ª Parte. Suministro de la Industria Metalúrgica que utiliza Hornos de Inducción**". CEPEL - Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica. Rio de Janeiro.

[17] Ross, R.; Lima, A.; Guarini, A.; Louenco, P.; Mello, A.; "**Calidad de Energía - Estudio de Casos Reales - 2ª Parte. Suministro a la Industria Siderúrgica que utiliza Hornos de Arco y Laminadores**". CEPEL - Centro de Pesquisas de Energía Eléctrica. Rio de Janeiro.

[18] Trecat, J. "**RAILWAYS AND RAILWAY TRANSPORT. STATIONARY EQUIPMENT FOR RAILWAYS. The Supply of electric Power**"., Institut de Formation Internationale aux Transports.

[19] Broche, C. "**RAILWAYS AND RAILWAY TRANSPORT. Railways Electrical Drives**". Institut de Formation Internationale aux Transports.

[20] Etienne, J. "**RAILWAYS AND RAILWAY TRANSPORT. Management of Urban and Suburban Transport**". Institut de Formation Internationale aux Transports.

[21] Winand, Helmut. "**Descripción. Convertidor de impulsos directos DPU 305 Quito**". KIEPE Elektrik Technische Dokumentation n°. 4.050647.011. Agosto 1997

[22] Winand, Helmut. "**Descripción. Regulador electrónico de marcha y freno EFB 142 Quito**". KIEPE Elektrik Technische Dokumentation n°. 4.050647.015. Julio 1996

[23] Vass, Helena. "**Circuitos Eléctricos III**", M.N.V Editor. Quito - 1985.

[24] RENFE. "**Especificación Técnica para el suministro de hilo ranurado para línea de contacto**". Especificación técnica No. 03.364.291.9. Abril 1995.

[25] ASTM B 47 - 95a. "**Standard Specification for Copper Trolley Wire**". 1995

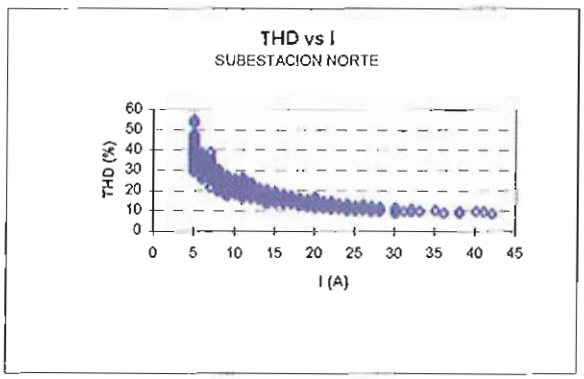
[26] Rashid, M. "**Power Electronics: Circuits, devices and Applications**". Prentice-Hall International, Inc. 1988

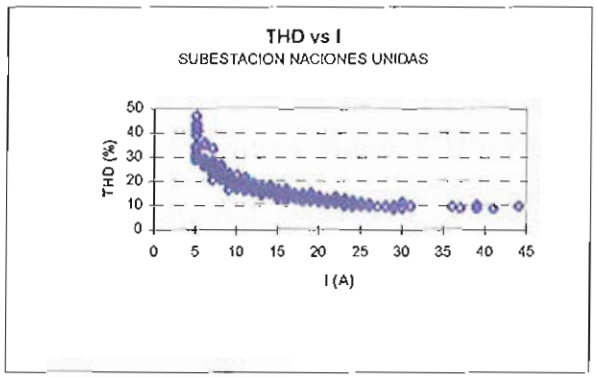
[27] Uzuka, T.; Mochinaga, Y.; Hase, S. "**Principle Theory of Single Phase Feeding Power Conditioner for AC traction**". Railway Technical Research Institute. Tokyo.

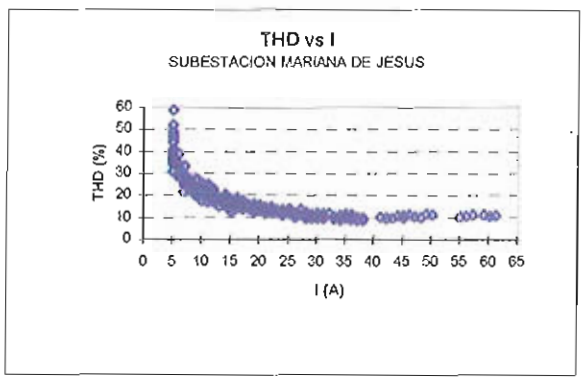
ANEXO 3.1

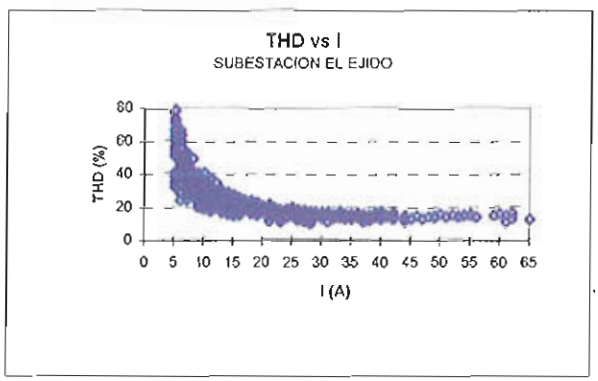
DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE CORRIENTE EN FUNCIÓN DE LA CARGA DE LA SUBESTACIÓN

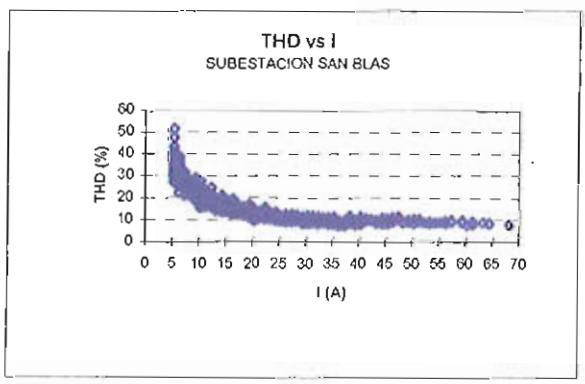
DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE CORRIENTE EN FUNCIÓN DE LA CARGA DE LA SUBESTACIÓN

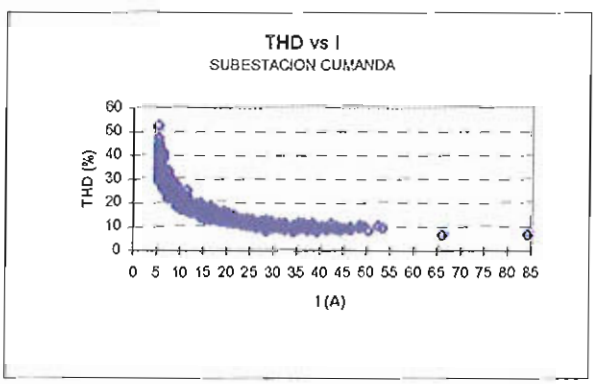


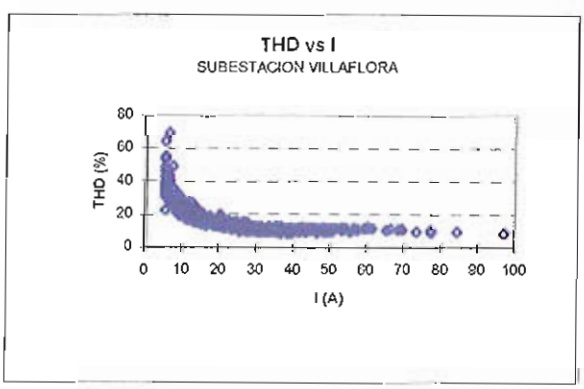


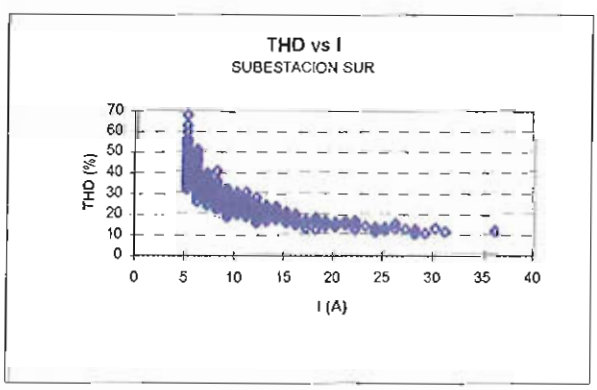








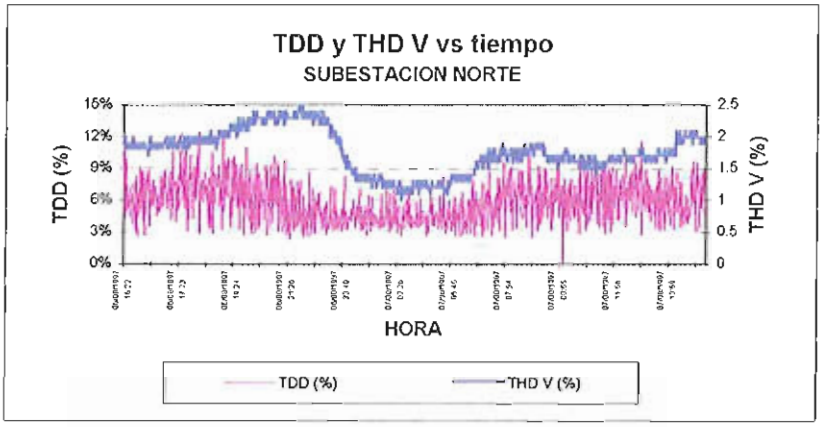


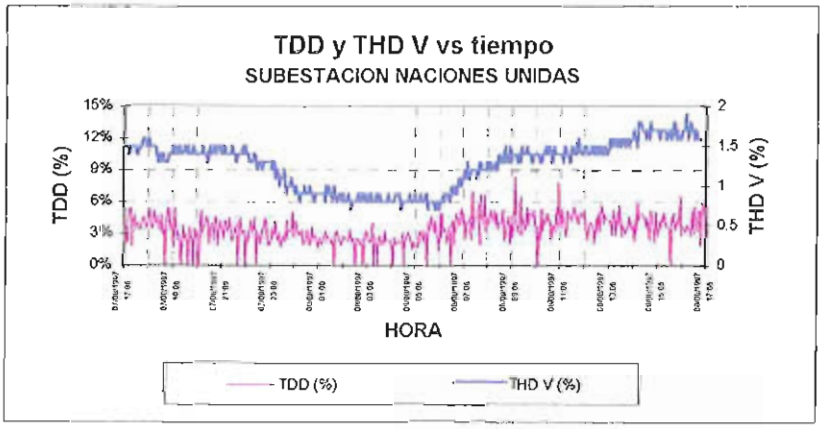


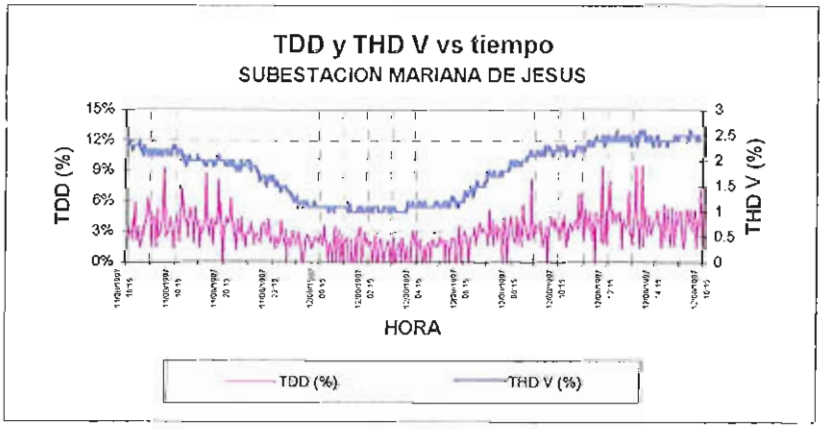
ANEXO 3.2

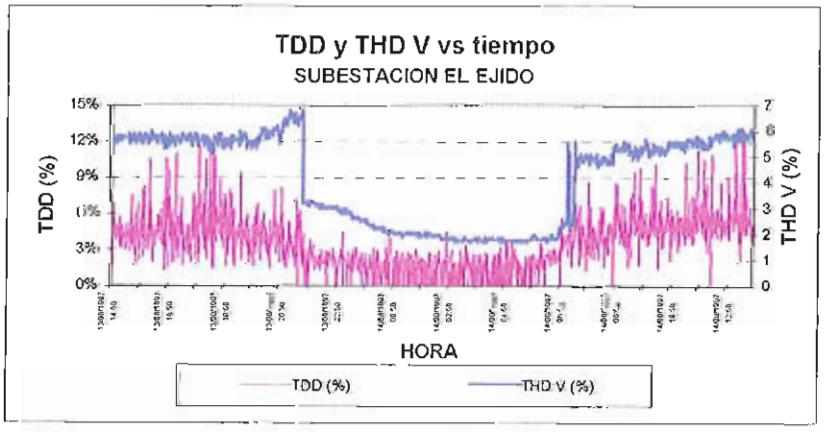
EVOLUCIÓN EN EL TIEMPO DE LA DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL Y DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE VOLTAJE

EVOLUCIÓN EN EL TIEMPO DE LA DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL
Y DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE VOLTAJE

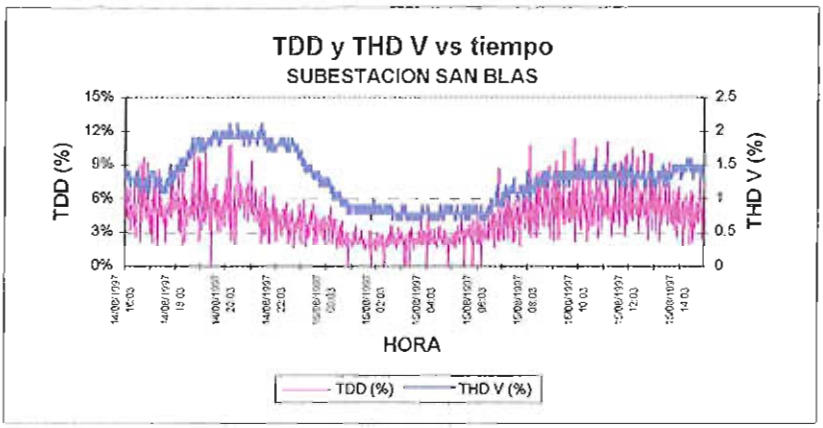


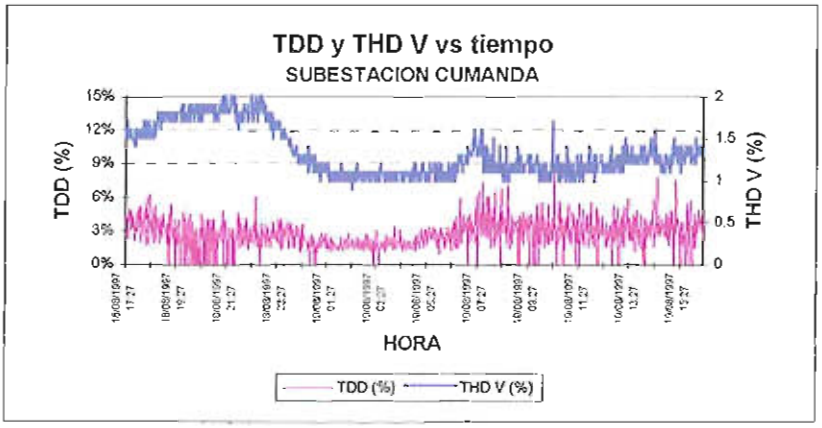


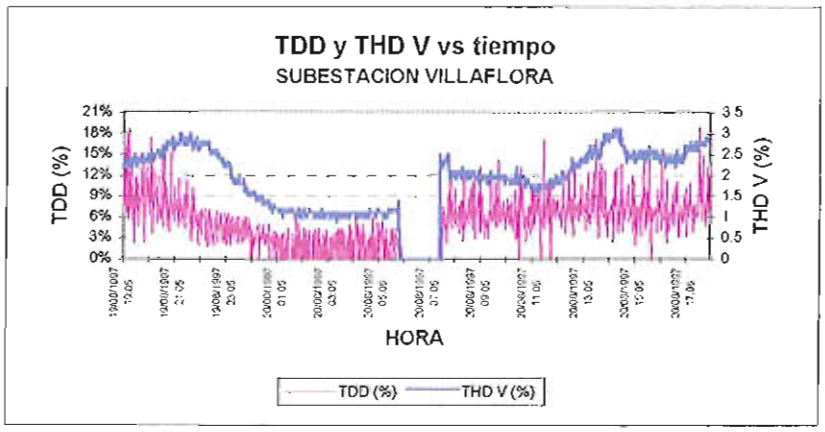


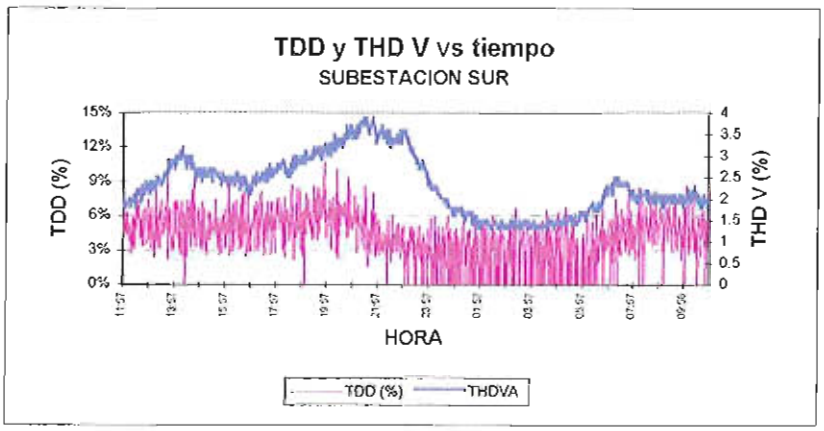


EVOLUCIÓN EN EL TIEMPO DE LA DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL
Y DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL DE VOLTAJE





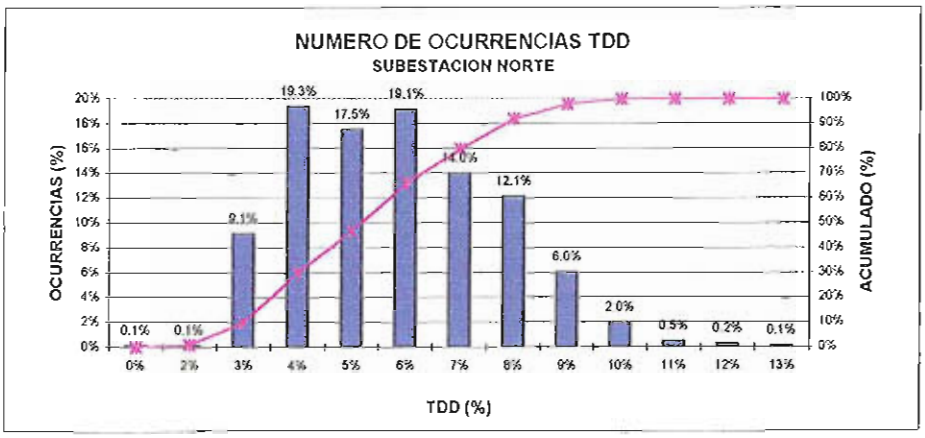


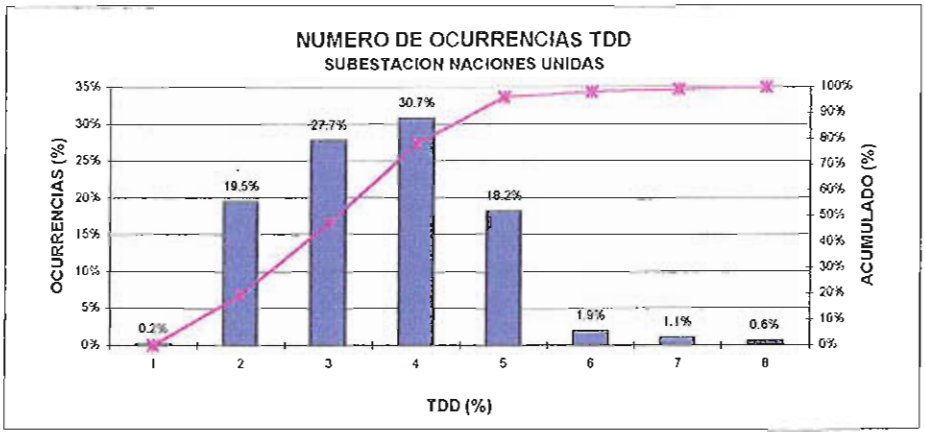


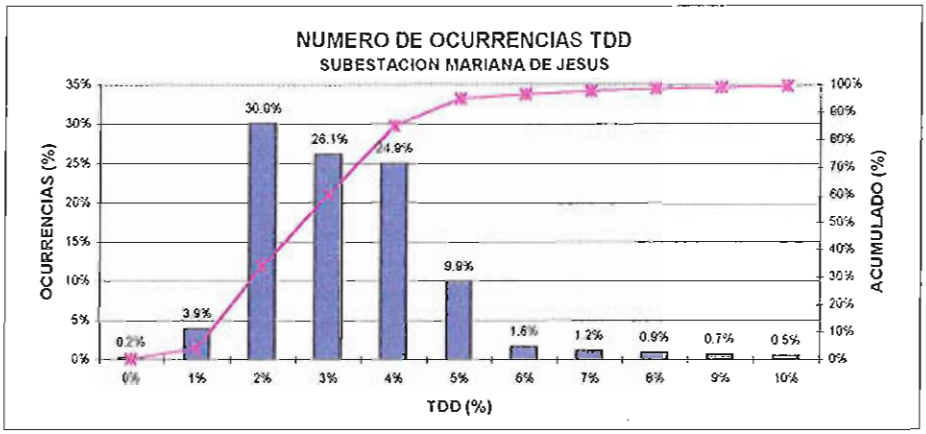
ANEXO 3.3

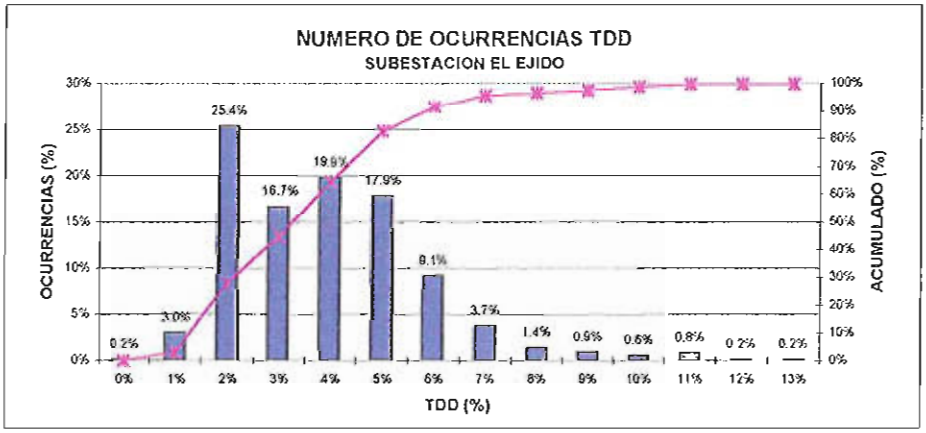
FRECUENCIA DE LOS VALORES DE DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL EN LAS SUBESTACIONES DE TRACCIÓN

FRECUENCIA DE LOS VALORES DE DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL
EN LAS SUBESTACIONES DE TRACCIÓN

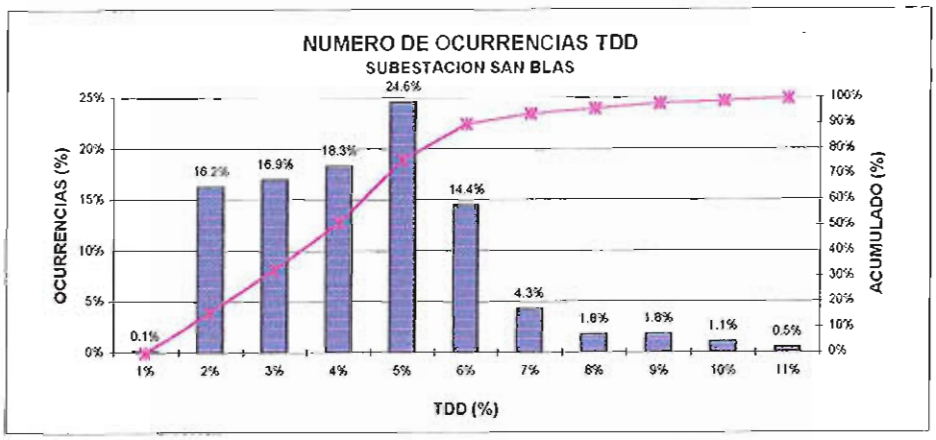


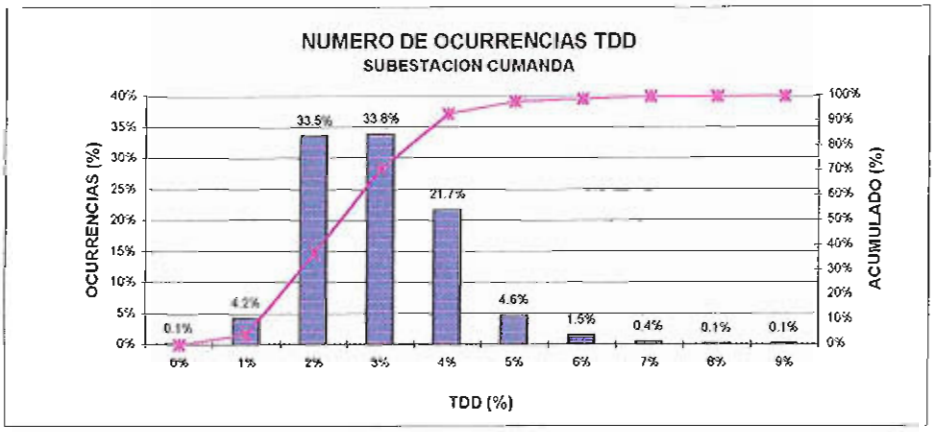


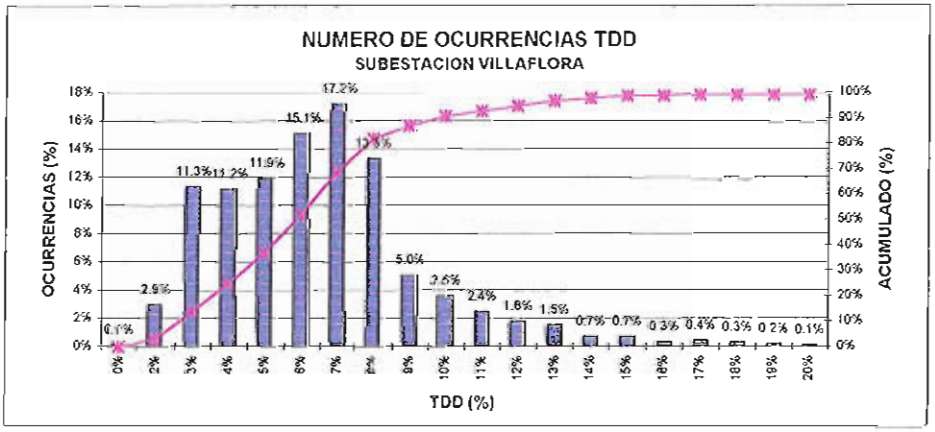


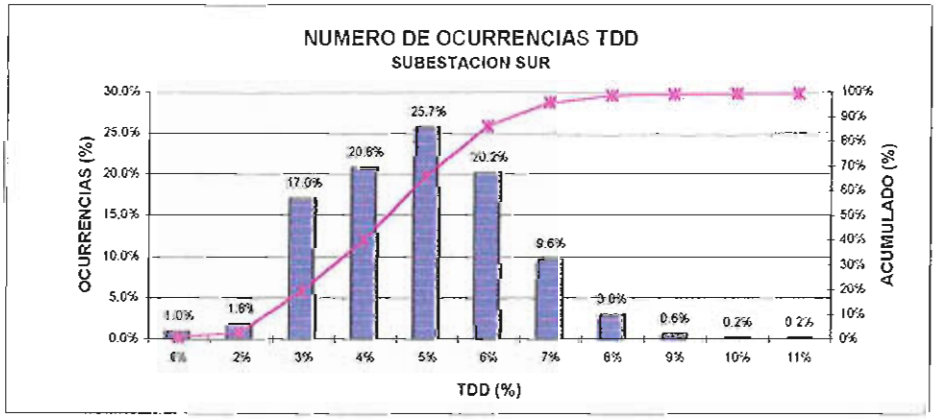


FRECUENCIA DE LOS VALORES DE DISTORSIÓN DE DEMANDA TOTAL
EN LAS SUBESTACIONES DE TRACCIÓN







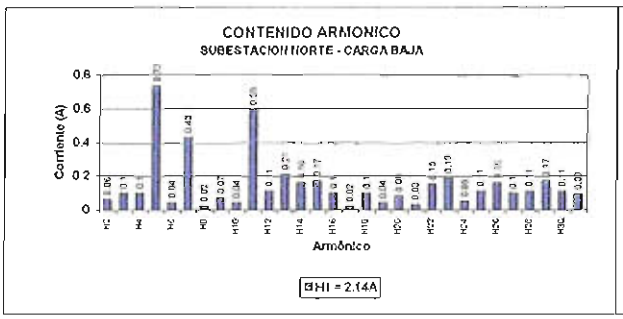


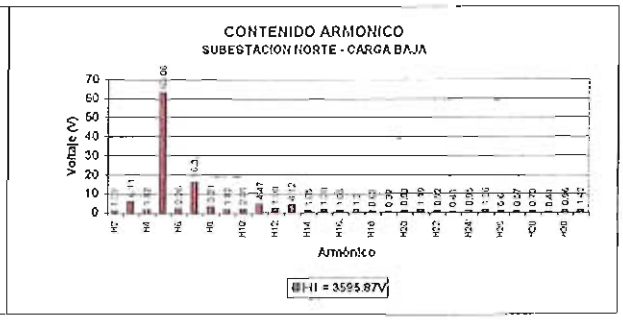
ANEXO 3.4

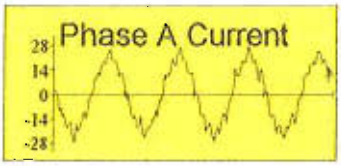
CONTENIDO ARMÓNICO DE LA CORRIENTE Y VOLTAJE A LA ENTRADA DE LAS SUBESTACIONES

CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN NORTE

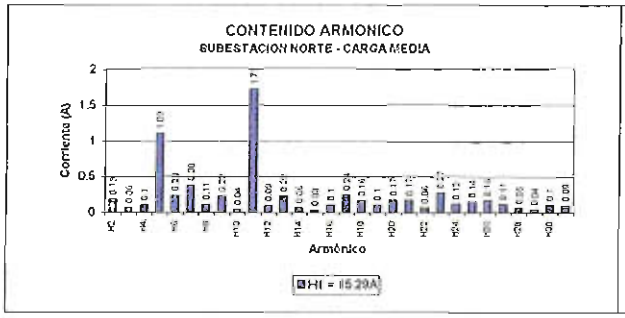
	I (A)	V (V)
Fundamental:	2.14	3595.87
RMS:	2.71	3596.49
THD:	77.75	1.85

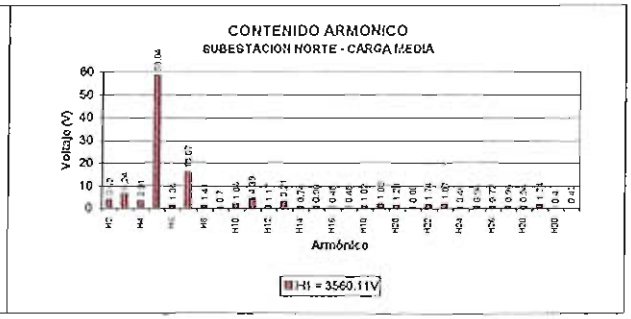


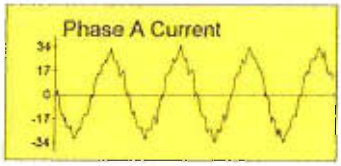




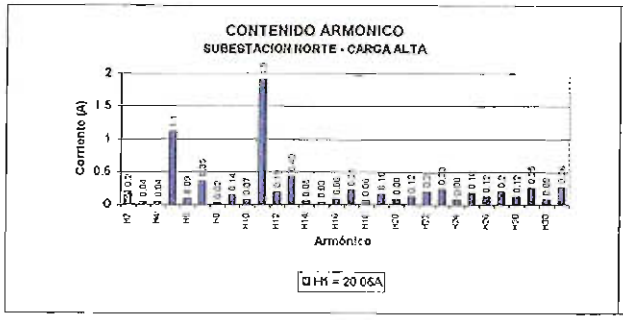
	I (A)	V (V)
Fundamental:	15.29	3560.11
RMS:	15.49	3560.67
THD:	16.46	1.77

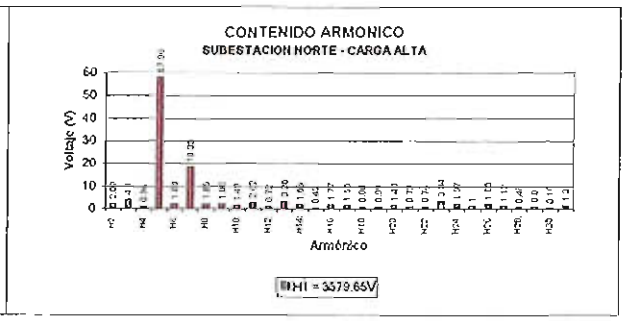






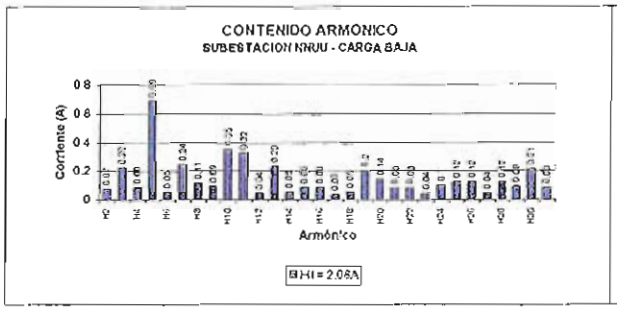
	I (A)	V (V)
Fundamental:	20.06	3579.65
RMS:	20.25	3580.23
THD:	13.59	1.78

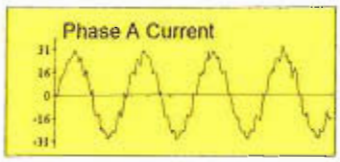




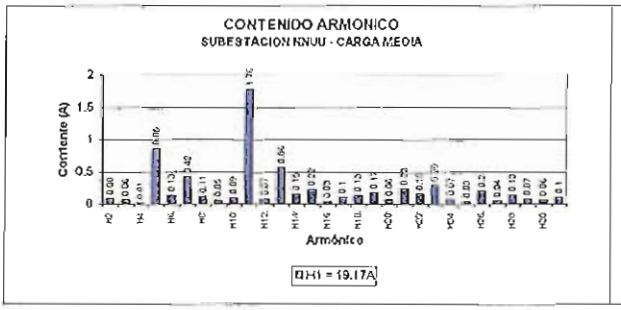
CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN NACIONES UNIDAS

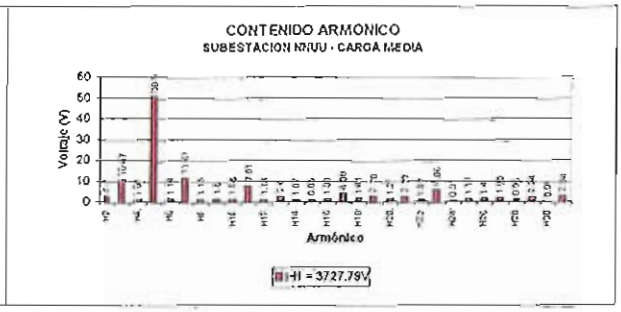
	I (A)	V (V)
Fundamental:	2.06	3717.94
RMS:	2.54	3718.36
THD:	72.53	1.5

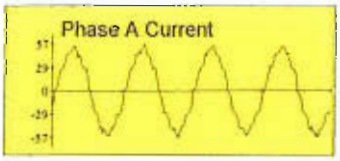




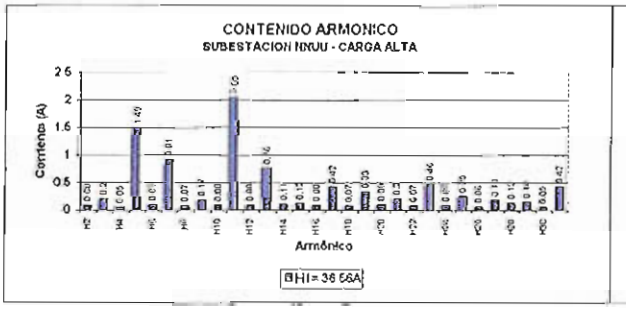
	I (A)	V (V)
Fundamental:	19.33	3727.79
RMS:	2.49	3728.22
THD:	13.02	1.52





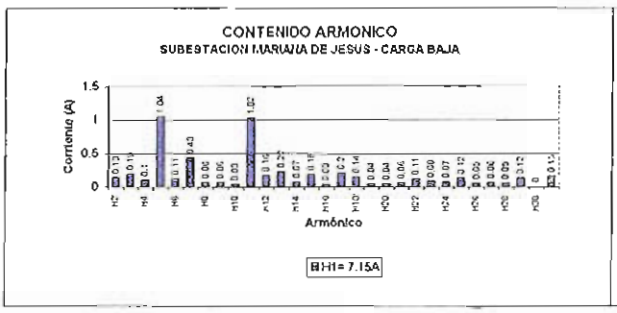


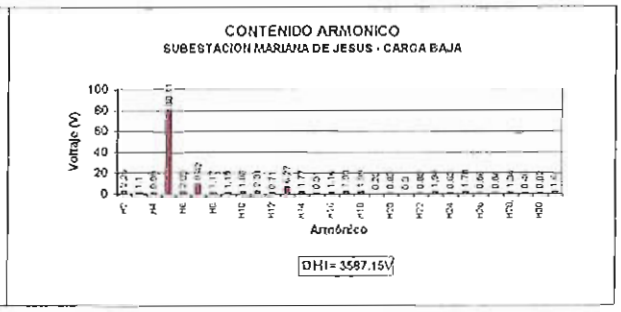
	I (A)	V (V)
Fundamental:	36.56	3694.06
RMS:	36.7	3694.48
THD:	8.73	1.49

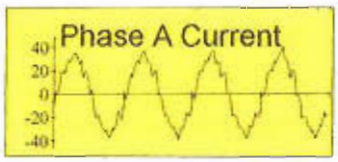


CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN MARIANA DE JESÚS

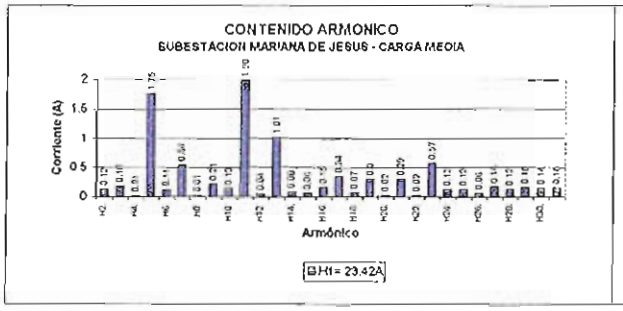
	I (A)	V (V)
Fundamental:	7.15	3587.15
RMS:	7.42	3588.08
THD:	28.04	2.28

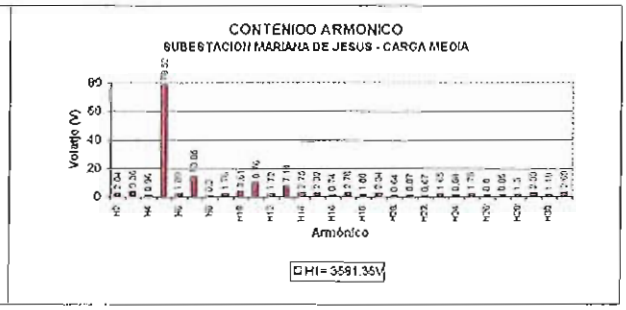


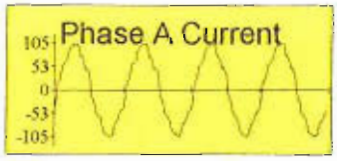




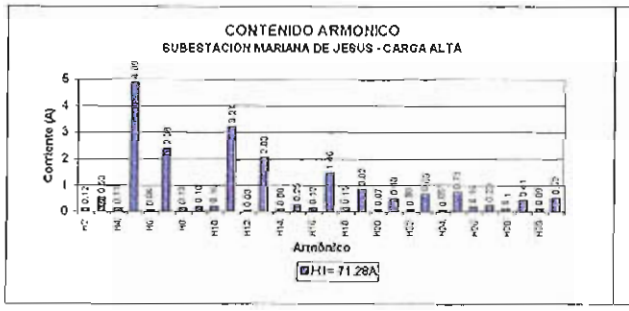
	I (A)	V (V)
Fundamental:	23.42	3581.35
RMS:	23.64	3582.28
THD:	13.9	2.28

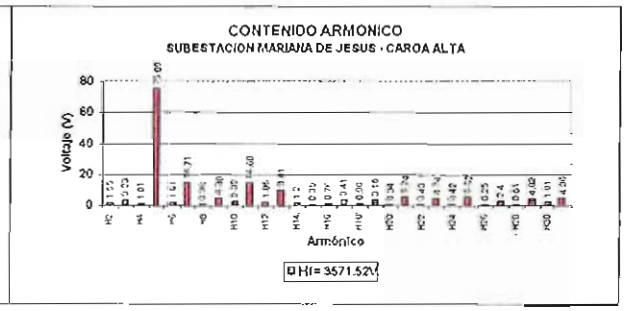






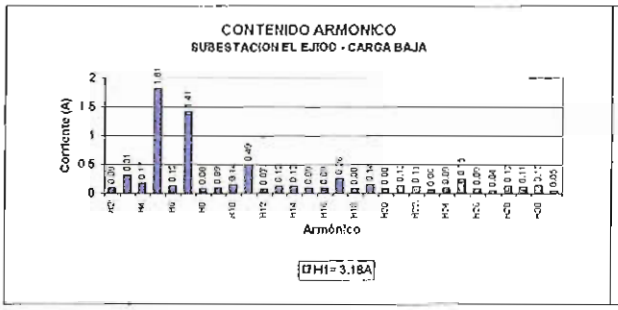
	I (A)	V (V)
Fundamental:	71.28	3571.52
RMS:	71.63	3572.44
THD:	9.98	2.26

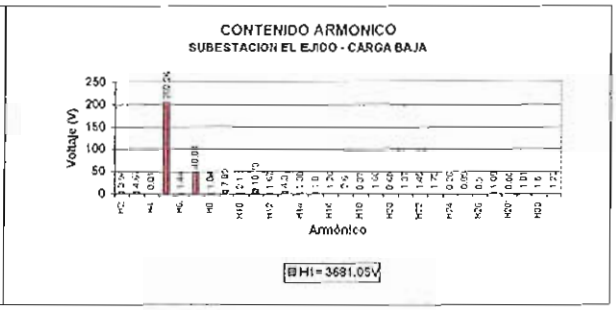


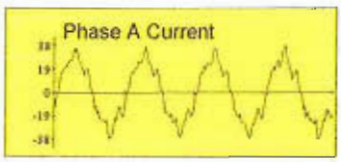


CONTENIDO ARMÓNIO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN EJIDO

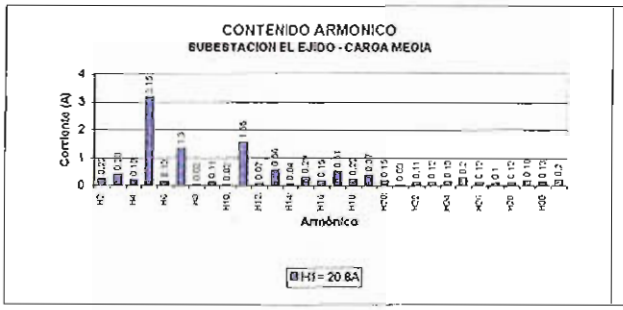
	I (A)	V (V)
Fundamental:	3.18	3681.05
RMS:	4.12	3686.99
THD:	82.64	5.68

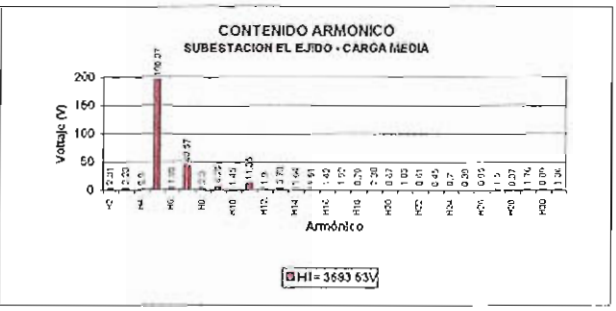


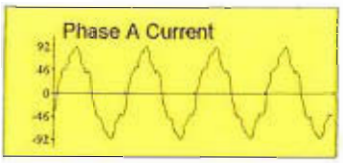




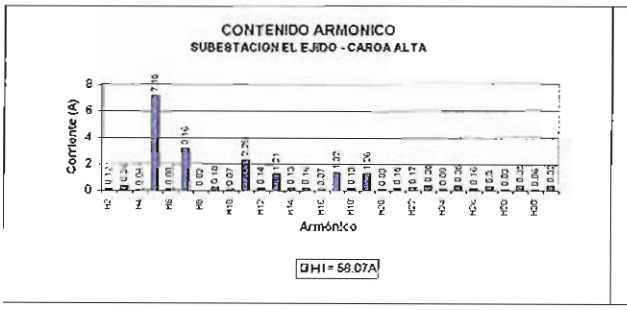
	I (A)	V (V)
Fundamental:	20.8	3683.53
RMS:	21.2	3689.03
THD:	19.87	5.46

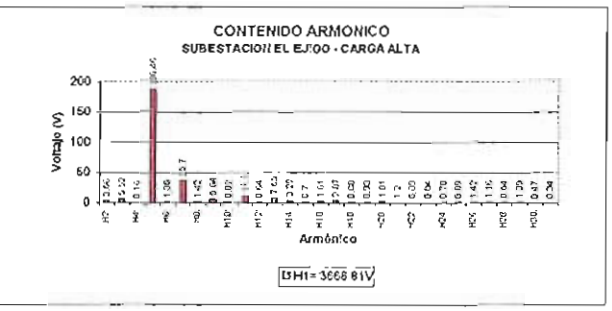




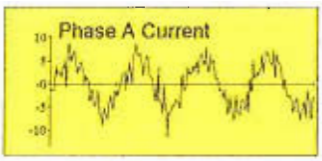


	I (A)	V (V)
Fundamental:	58.07	3666.81
RMS:	58.7	3671.8
THD:	14.77	5.22

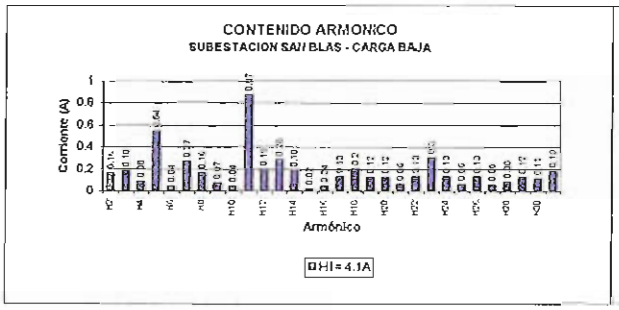


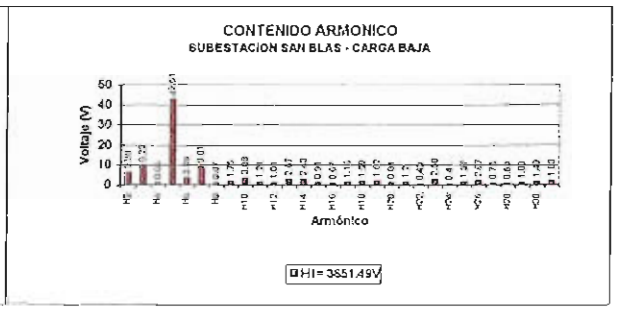


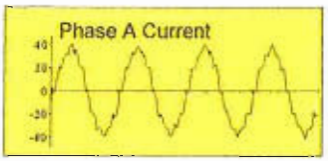
CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN SAN BLAS



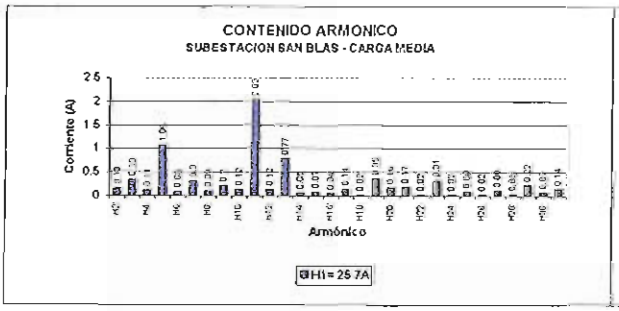
	I (A)	V (V)
Fundamental	4.1	3651.49
RMS:	4.46	3651.83
THD.	42.69	1.37

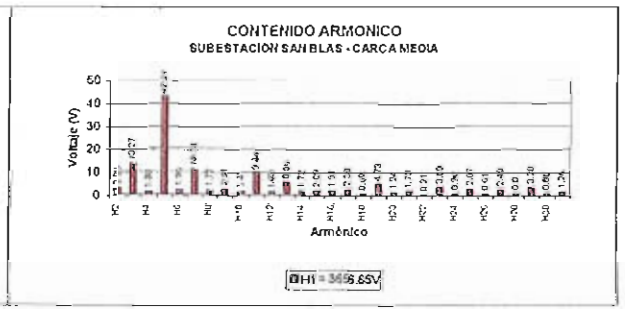


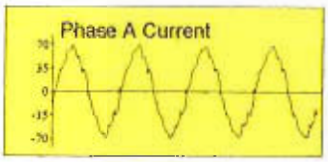




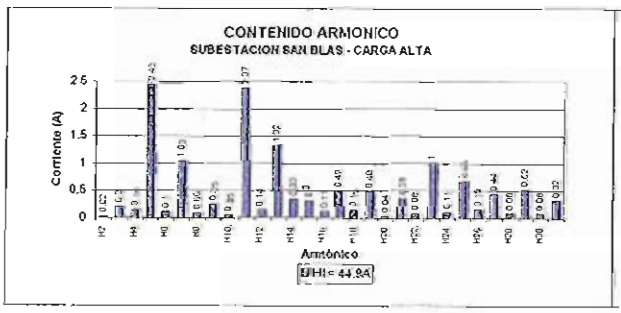
	I (A)	V (V)
Fundamental:	25.7	3656.65
RMS.	25.85	3656.99
THD:	10.93	1.36

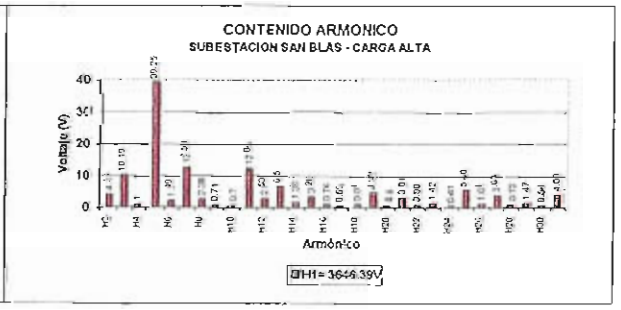






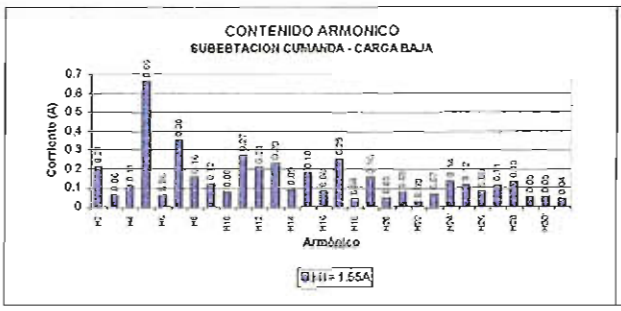
	I (A)	V (V)
Fundamental.	44.9	3646.39
RMS:	45.11	3646.71
THD.	9.68	1.33

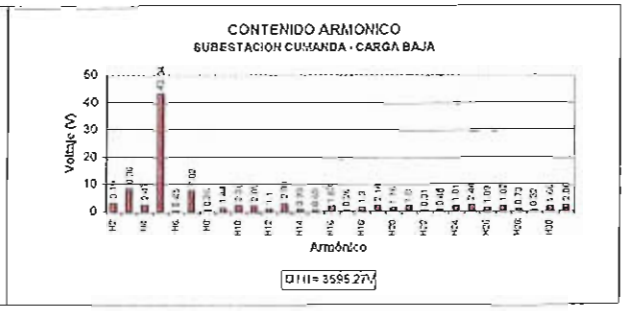


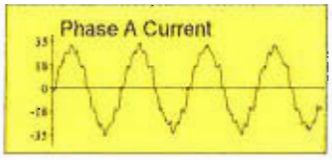


CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN CUMANDÁ

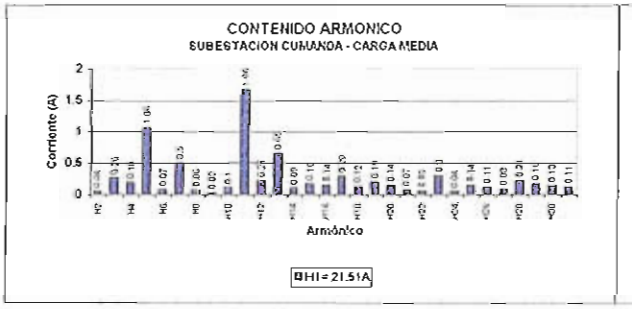
	I (A)	V (V)
Fundamental:	1.55	3595.27
RMS:	2.15	3595.58
THD:	95.97	1.3

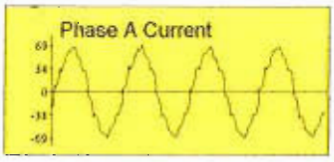




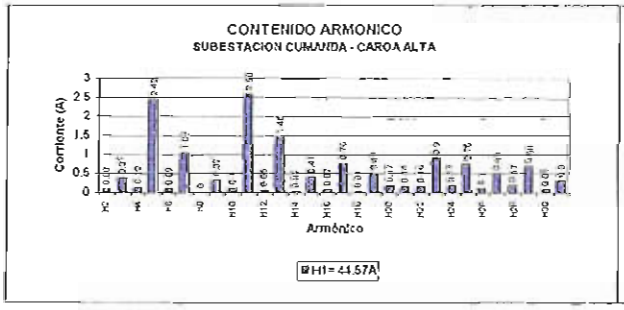


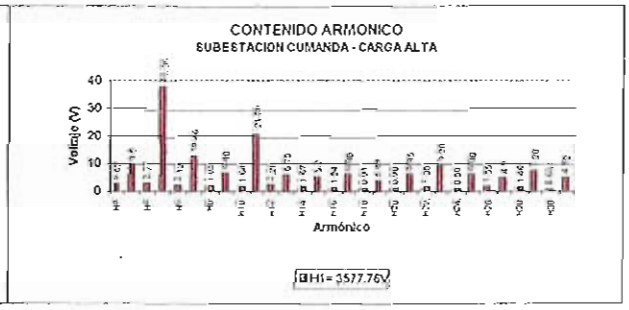
	I (A)	V (V)
Fundamental:	21.51	3587.96
RMS:	21.66	3588.3
THD:	11.94	1.37





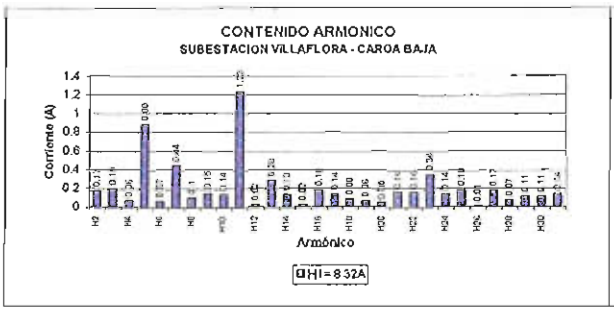
	I (A)	V (V)
Fundamental:	44.57	3577.76
RMS:	44.8	3578.17
THD:	10.21	1.51

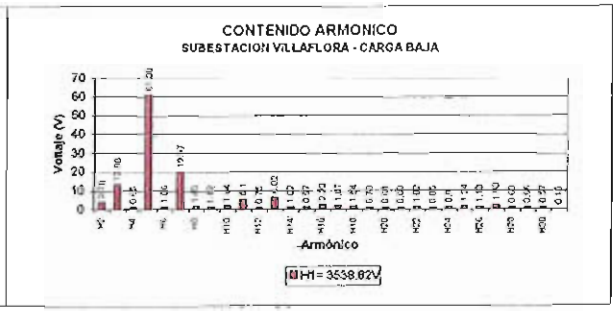


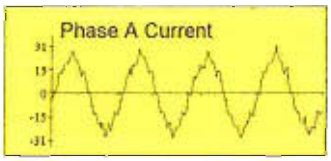


CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN VILLAFLORA

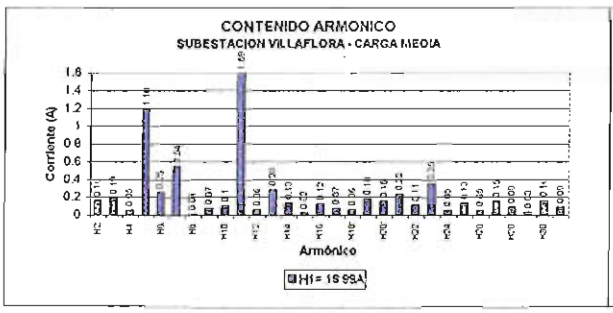
	I (A)	V (V)
Fundamental:	8.32	3538.82
RMS:	8.57	3539.48
THD:	24.71	1.92

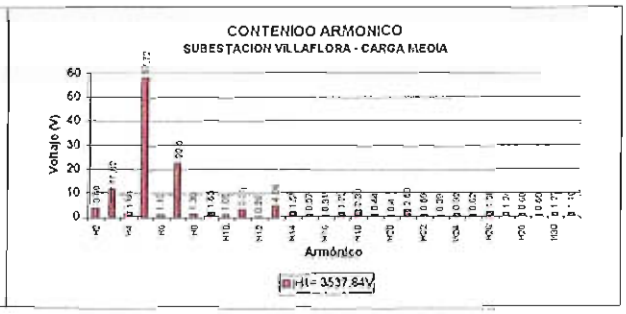


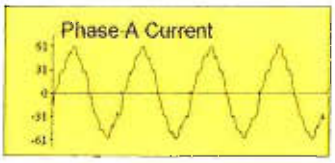




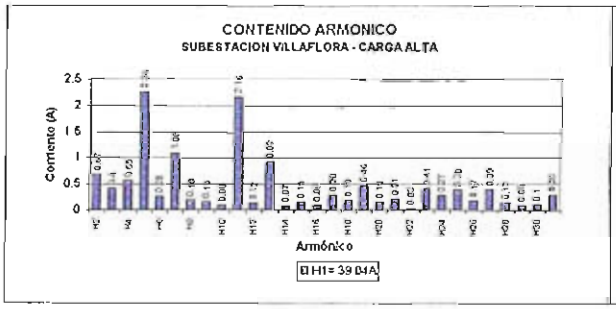
	I (A)	V (V)
Fundamental:	16.99	3537.84
RMS:	17.18	3538.43
THD:	14.8	1.83

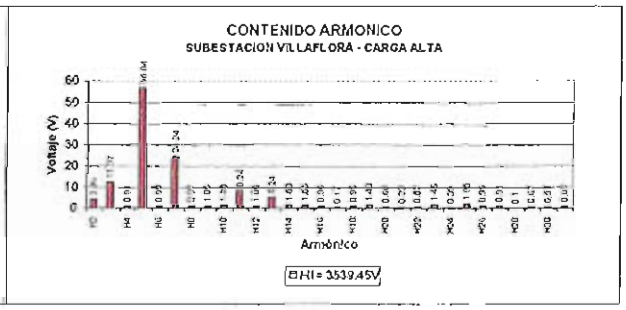




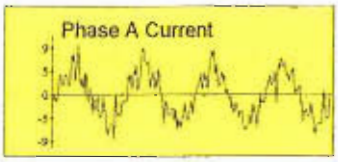


	I (A)	V (V)
Fundamental:	39.04	3539.45
RMS	39.24	3540.05
THD.	10.08	1.83

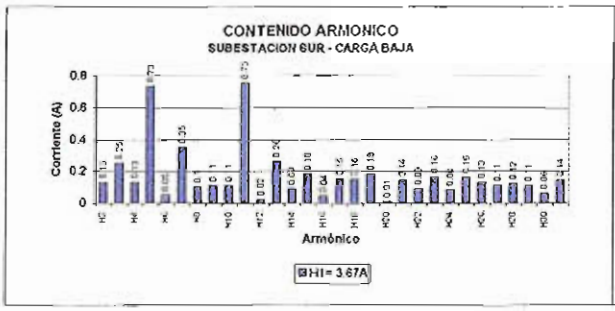


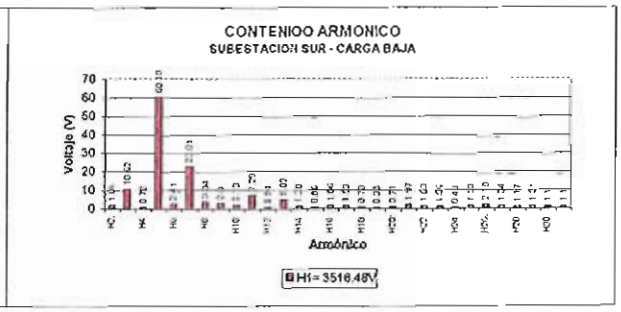


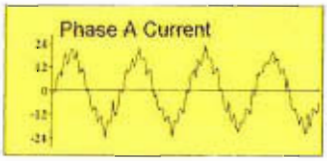
CONTENIDO ARMÓNICO DE CORRIENTE Y VOLTAJE
SUBESTACIÓN SUR



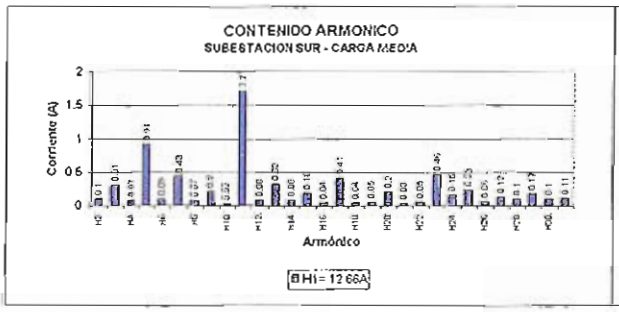
	I (A)	V (V)
Fundamental:	3.67	3516.48
RMS:	4.03	3517.12
THD:	45.66	1.9

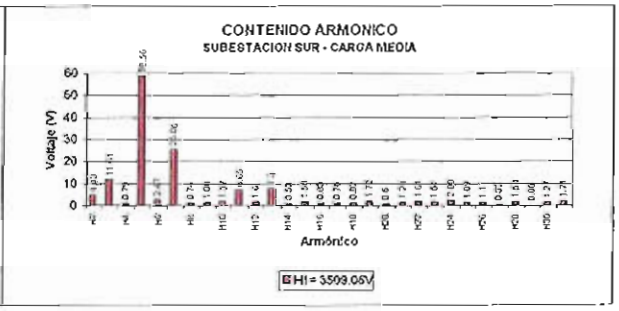


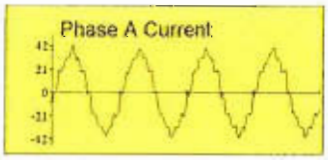




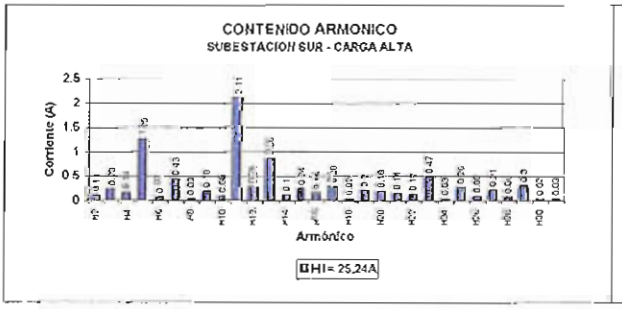
	I (A)	V (V)
Fundamental:	12.66	3509.06
RMS:	12.9	3509.7
THD:	19.53	1.91

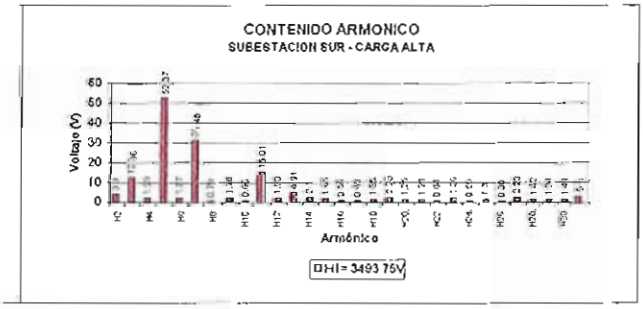






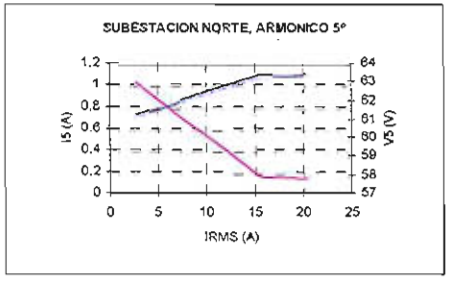
	I (A)	V (V)
Fundamental:	25.24	3493.75
RMS:	25.42	3494.37
THD:	11.94	1.88

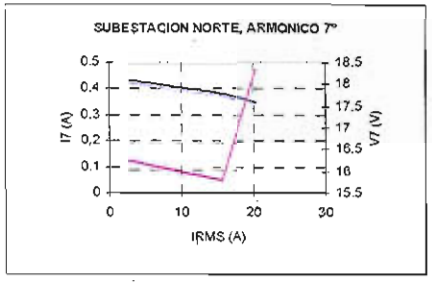


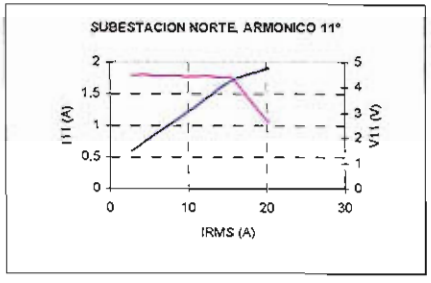


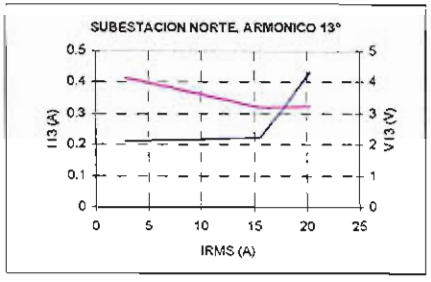
ANEXO 3.5

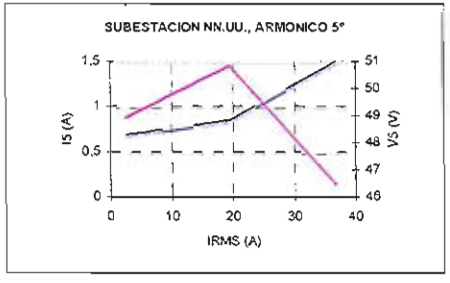
VARIACIÓN DE LAS COMPONENTES ARMÓNICAS DE CORRIENTE Y VOLTAJE EN FUNCIÓN DE LA CARGA

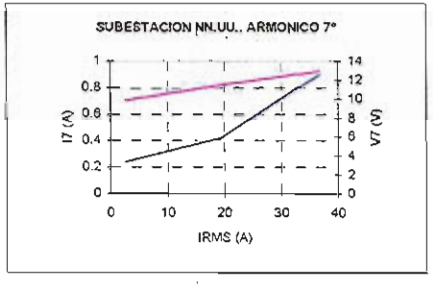

SUBESTACION NORTE, ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)

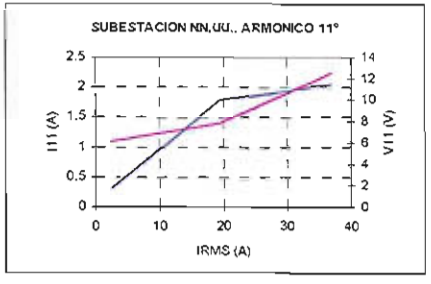

SUBESTACION NORTE, ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)

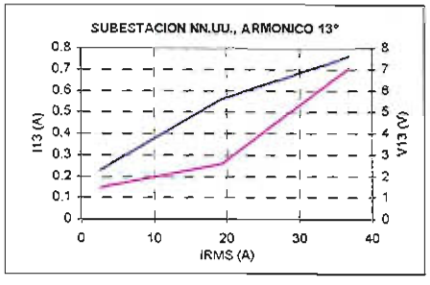

SUBESTACION NORTE, ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)

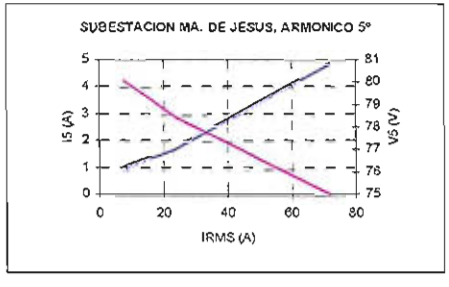

SUBESTACION NORTE, ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)

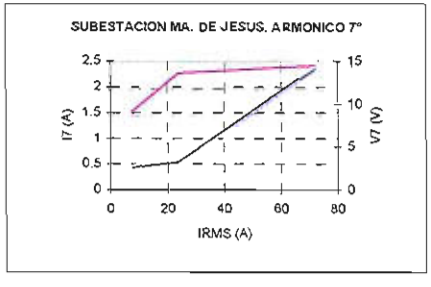

SUBESTACION NN.UU., ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)

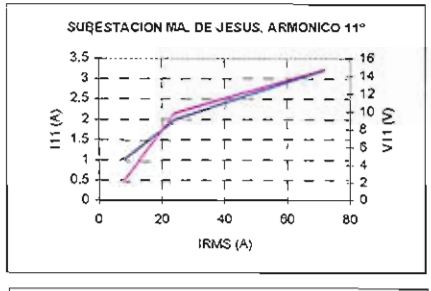

SUBESTACION NN.UU., ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)

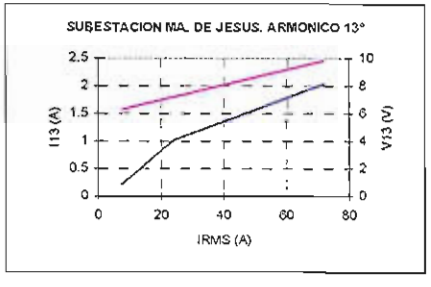

SUBESTACION NN.UU., ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)

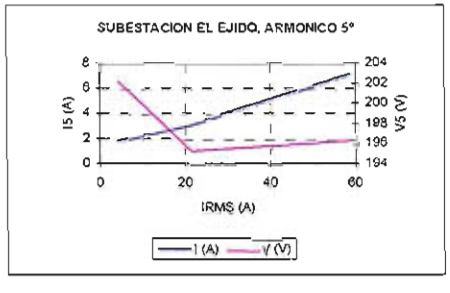

SUBESTACION NN.UU., ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)

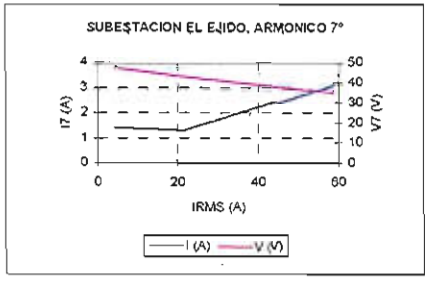

SUBESTACION MA. DE JESUS, ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)

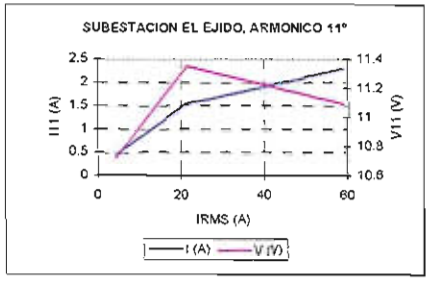

SUBESTACION MA. DE JESUS, ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)

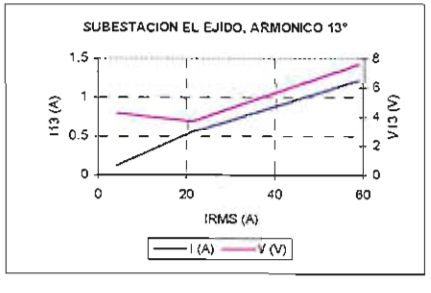

SUBESTACION MA. DE JESUS, ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)

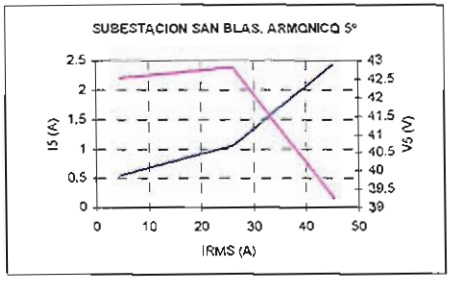

SUBESTACION MA. DE JESUS, ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)

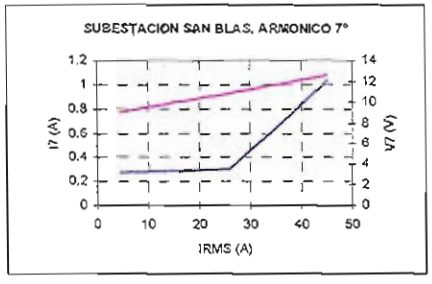

SUBESTACION EL EJIDO, ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)

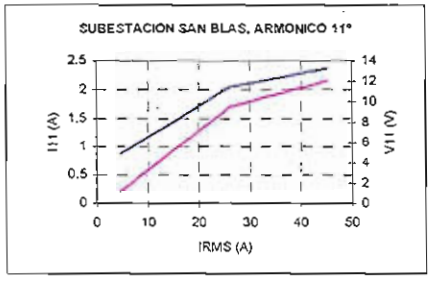

SUBESTACION EL EJIDO, ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)

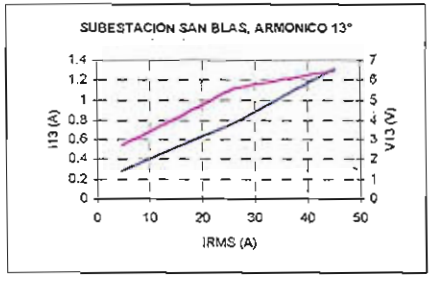

SUBESTACION EL EJIDO, ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)

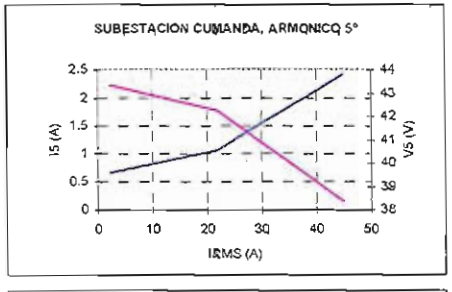

SUBESTACION EL EJIDO, ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)

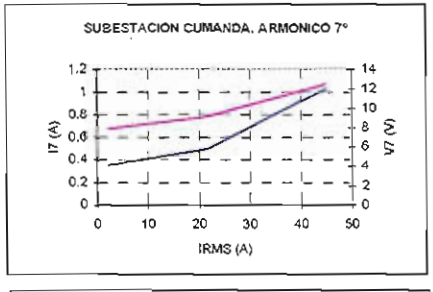

SUBESTACION SAN BLAS, ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)

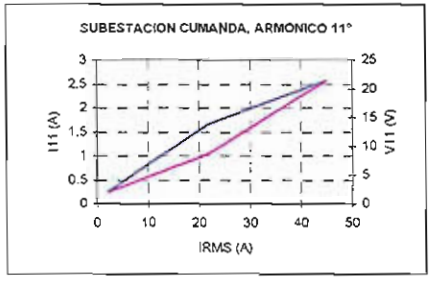

SUBESTACION SAN BLAS, ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)

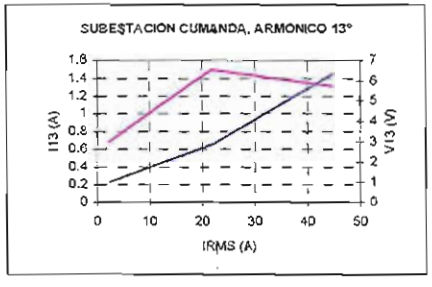

SUBESTACION SAN BLAS, ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)

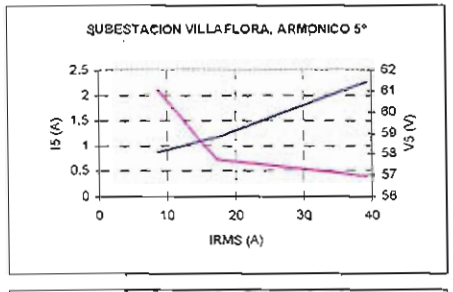

SUBESTACION SAN BLAS, ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)

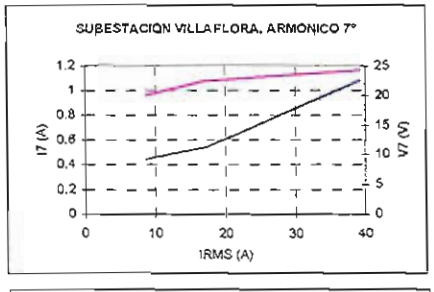

SUBESTACION CUMANDA, ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)

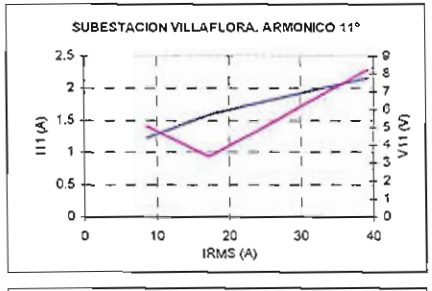

SUBESTACION CUMANDA, ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)

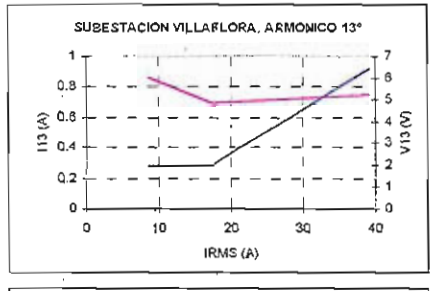

SUBESTACION CUMANDA, ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)

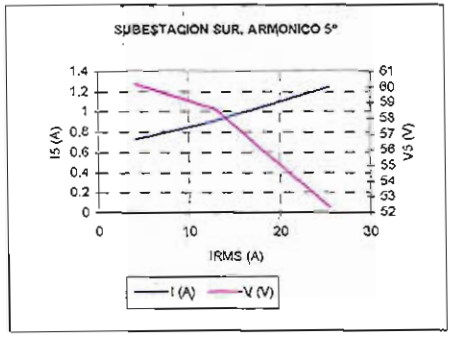

SUBESTACION CUMANDA, ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)

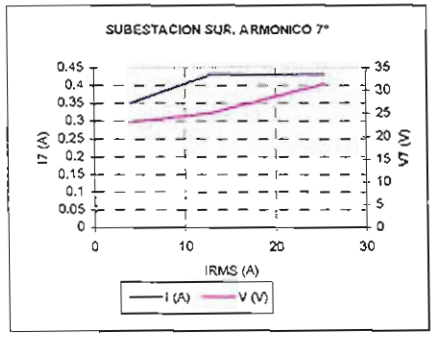

SUBESTACION VILLAFLORA, ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)

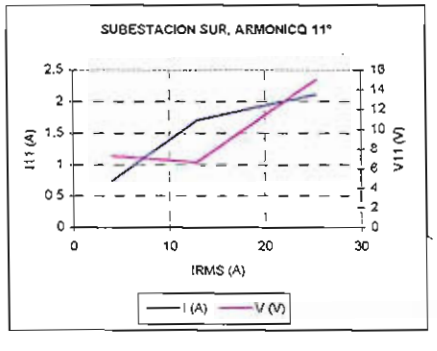

SUBESTACION VILLAFLORA, ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)

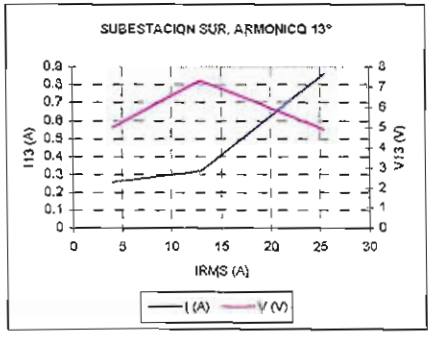

SUBESTACION VILLAFLORA, ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)


SUBESTACION VILLAFLORA, ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)


SUBESTACION SUR, ARMONICO 5°
I5 (A)
V5 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)


SUBESTACION SUR, ARMONICO 7°
I7 (A)
V7 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)

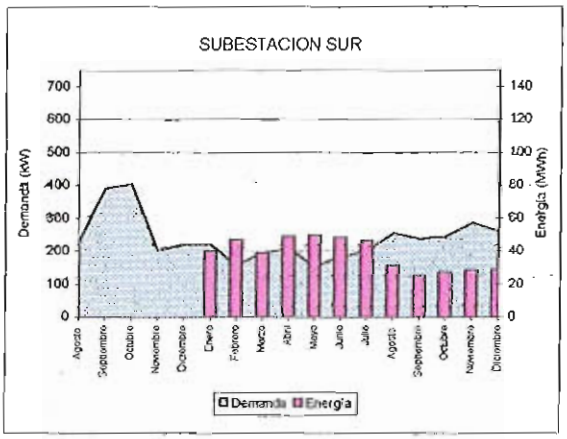

SUBESTACION SUR, ARMONICO 11°
I11 (A)
V11 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)

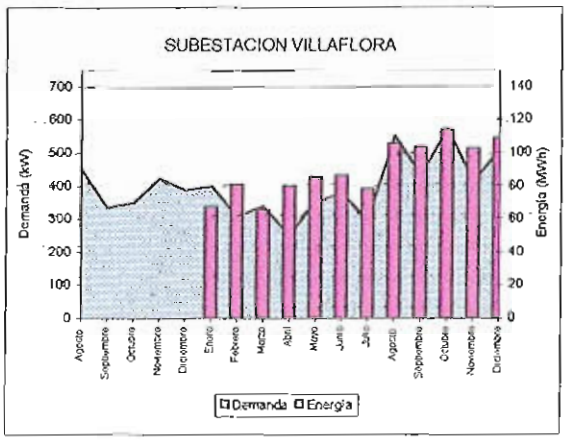

SUBESTACION SUR, ARMONICO 13°
I13 (A)
V13 (V)
IRMS (A)
I (A)
V (V)

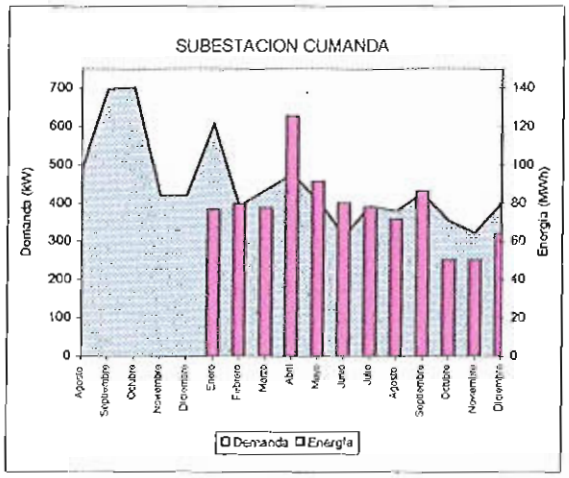
ANEXO 4.1

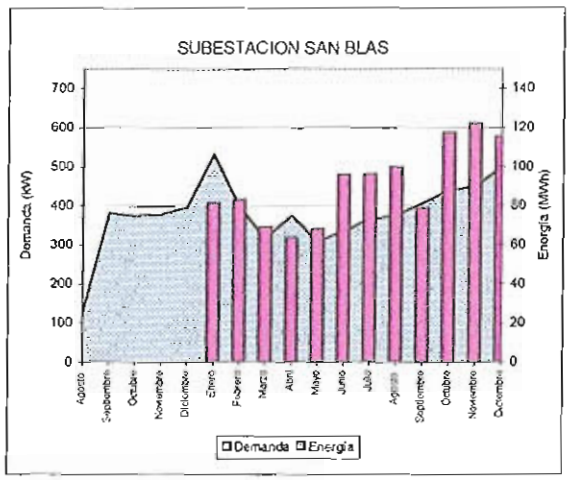
CONSUMO DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA DE LAS SUBESTACIONES DE TRACCIÓN

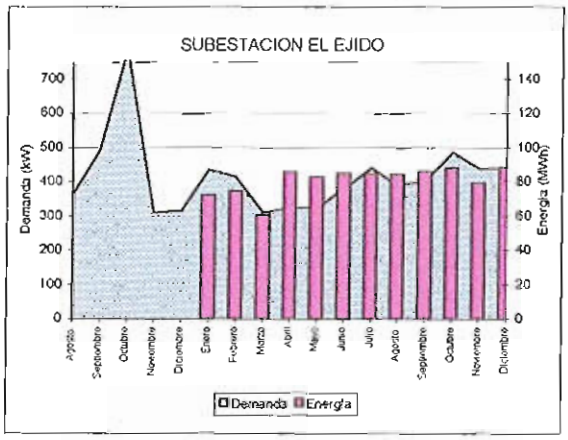
CONSUMO DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA DE LAS SUBESTACIONES DE TRACCIÓN

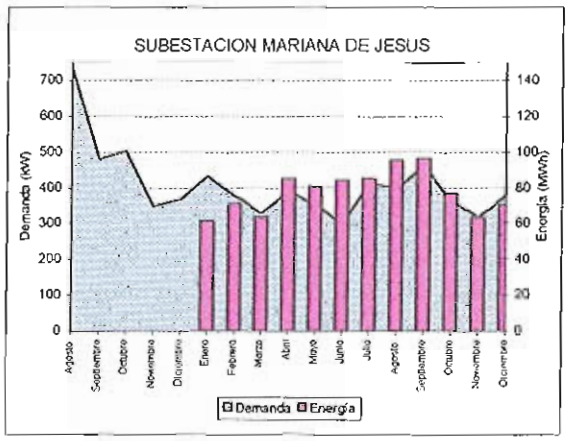


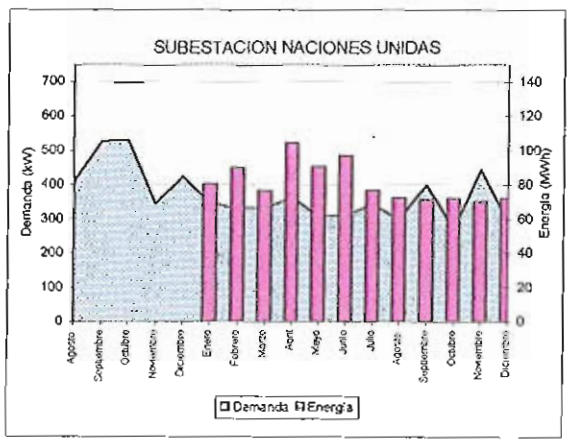


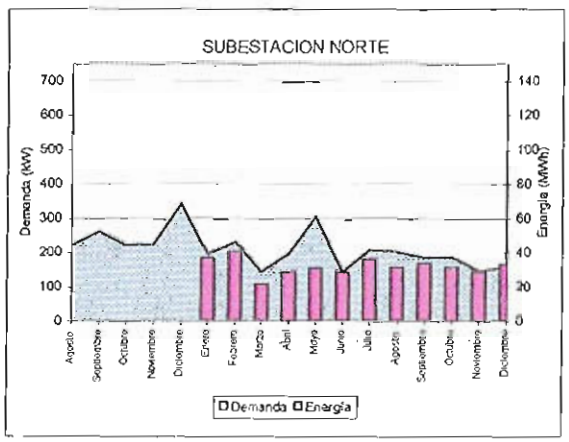








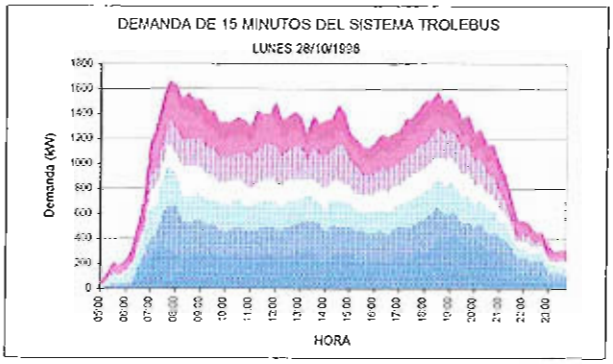


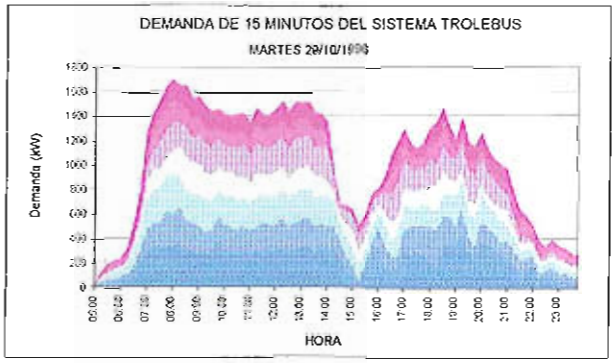


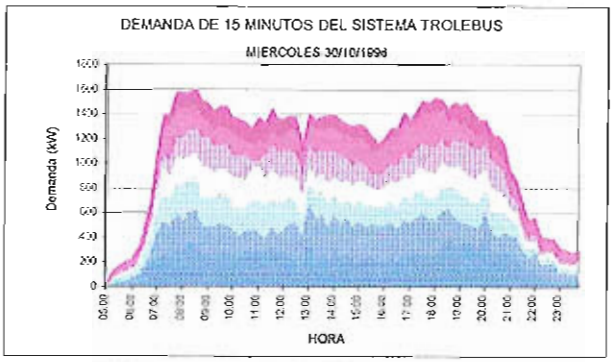
ANEXO 4.2

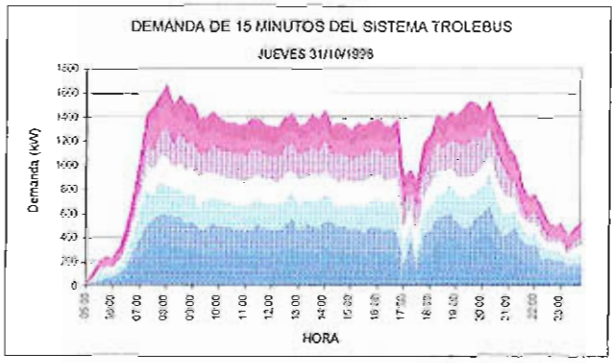
CURVAS DE CARGA DEL SISTEMA TROLEBÚS

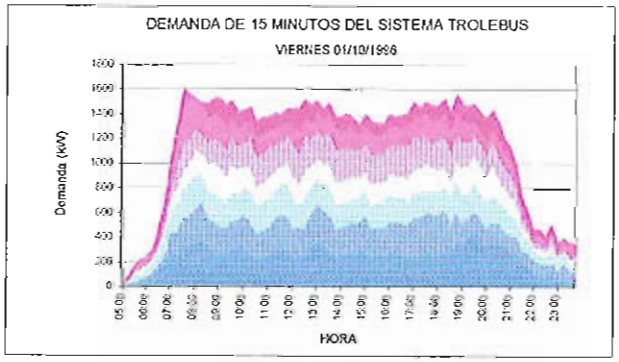
CURVAS DE CARGA DEL SISTEMA TROLEBÚS

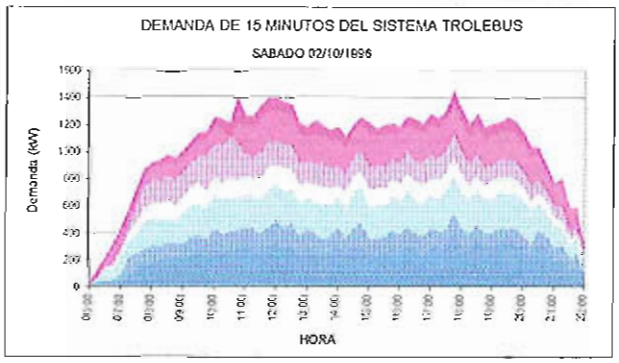


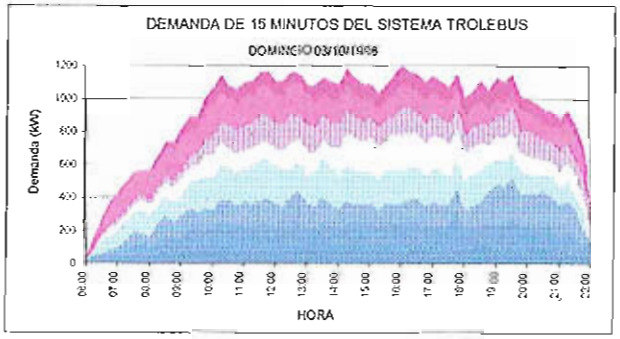










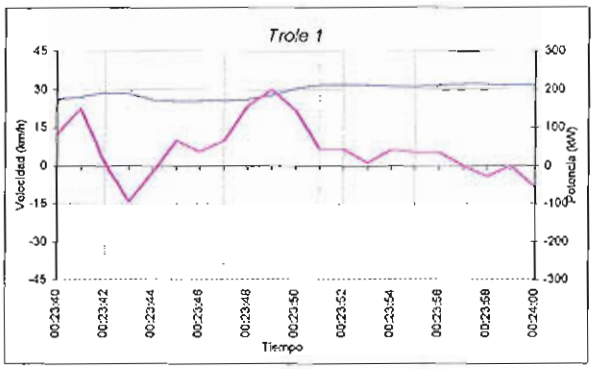


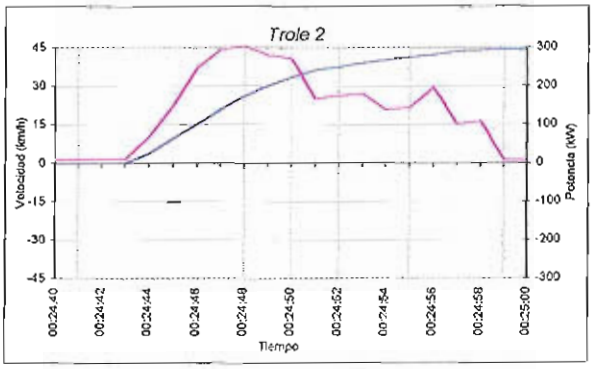
ANEXO 5.1

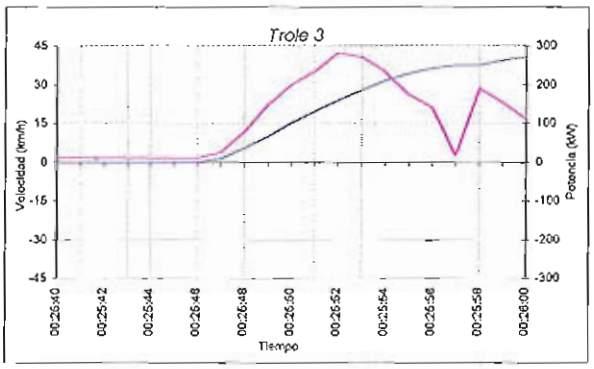
CURVAS DE VELOCIDAD Y POTENCIA
TRAMO EJIDO - MARIANA DE JESÚS

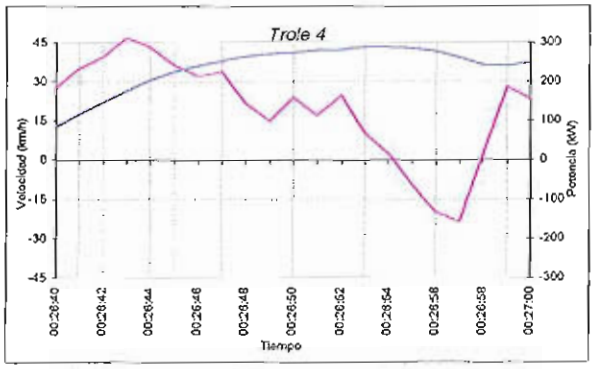
GRAFICAS DE VELOCIDAD Y POTENCIA

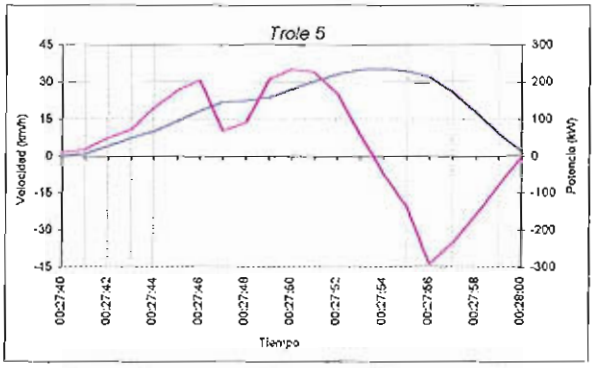
TRAMO EJIDO - MARIANA DE JESUS SUR - NORTE

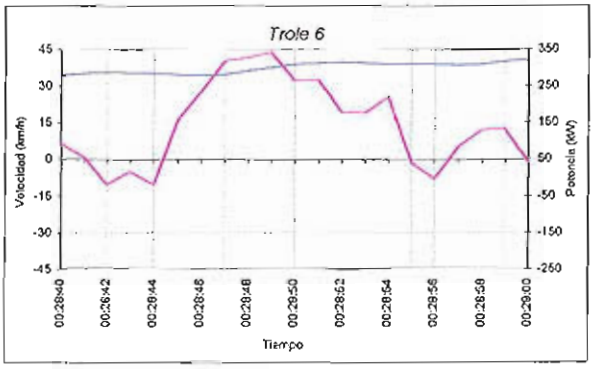


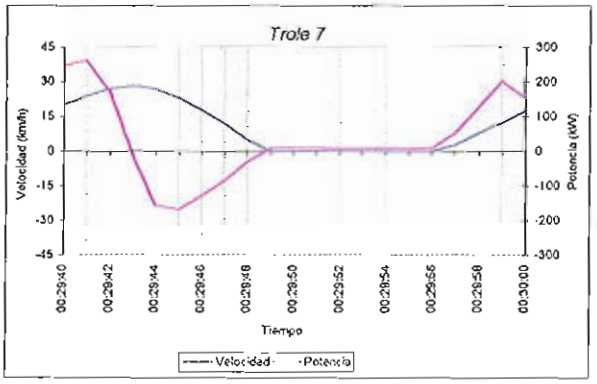


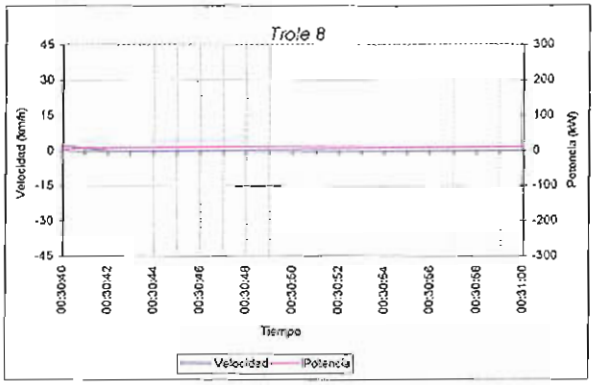






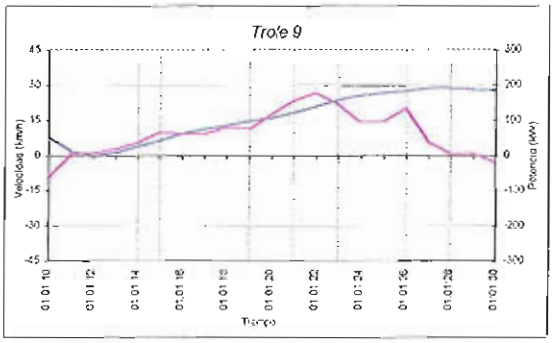


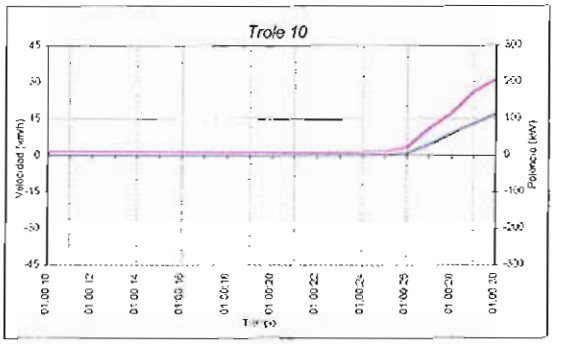


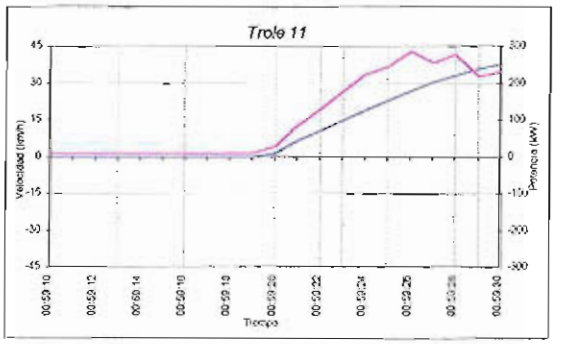


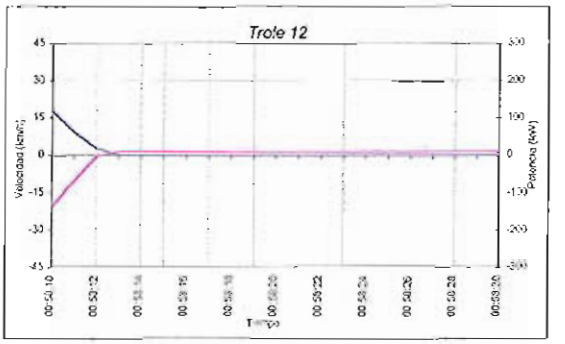
GRAFICAS DE VELOCIDAD Y POTENCIA

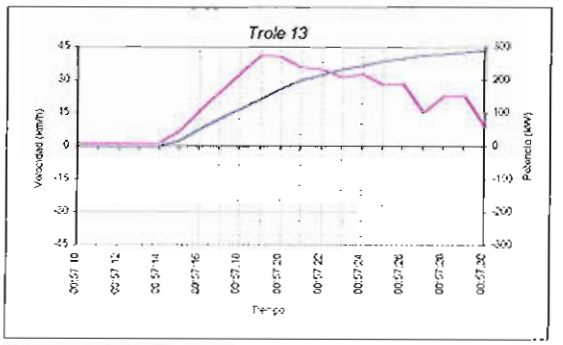
TRAMO EJIDO - MARIANA DE JESUS NORTE - SUR

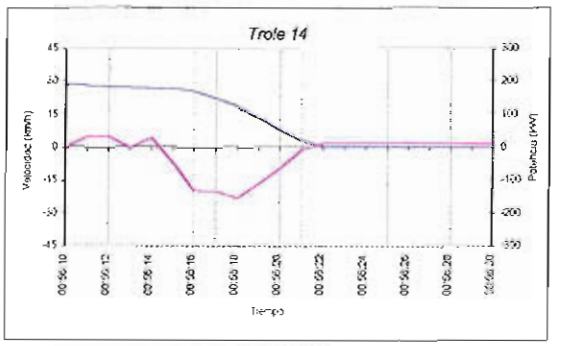


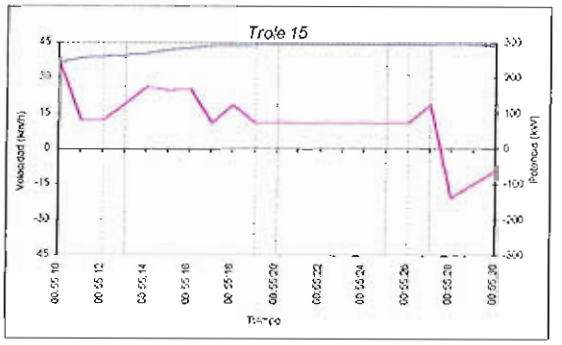


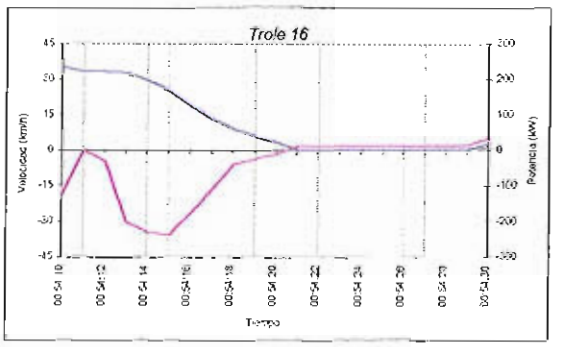


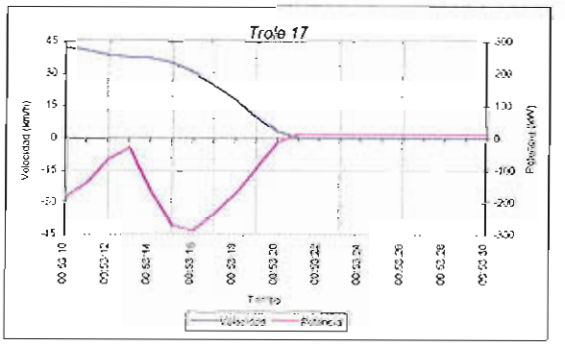








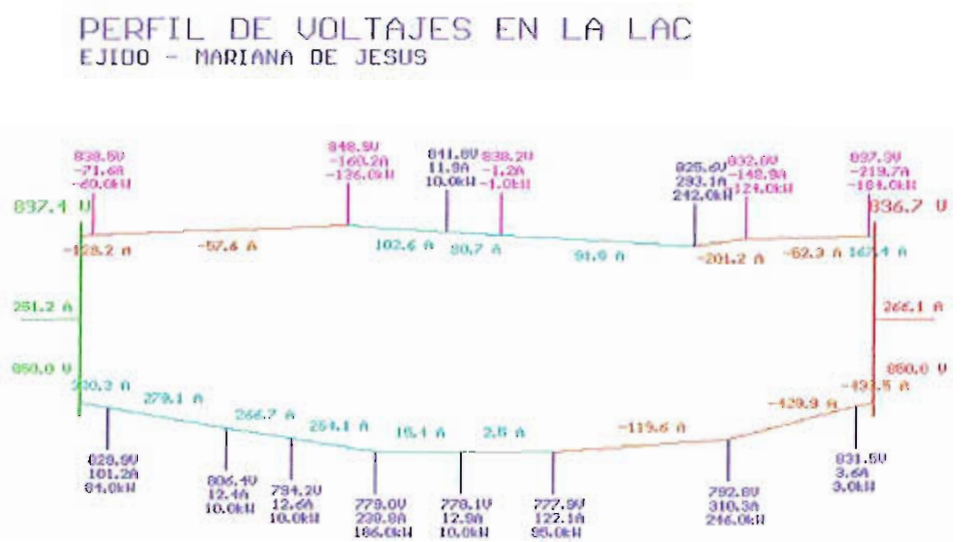




ANEXO 5.2

RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA TRAMO EJIDO - MARIANA DE JESÚS

FLUJOS DE CARGA: TRAMO EJIDO - MARIANA DE JESÚS

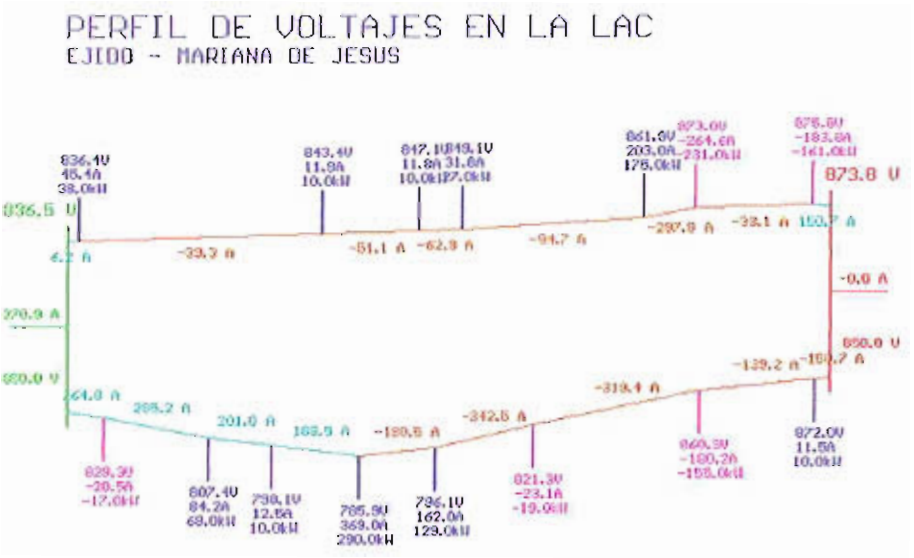


t =0: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 777.9 --> 3.7%
Potencia total de carga (kW): 391.0
Potencia total de pérdidas (kW): 42.0

POTENCIA TOTAL : 433.0 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 9.7 %

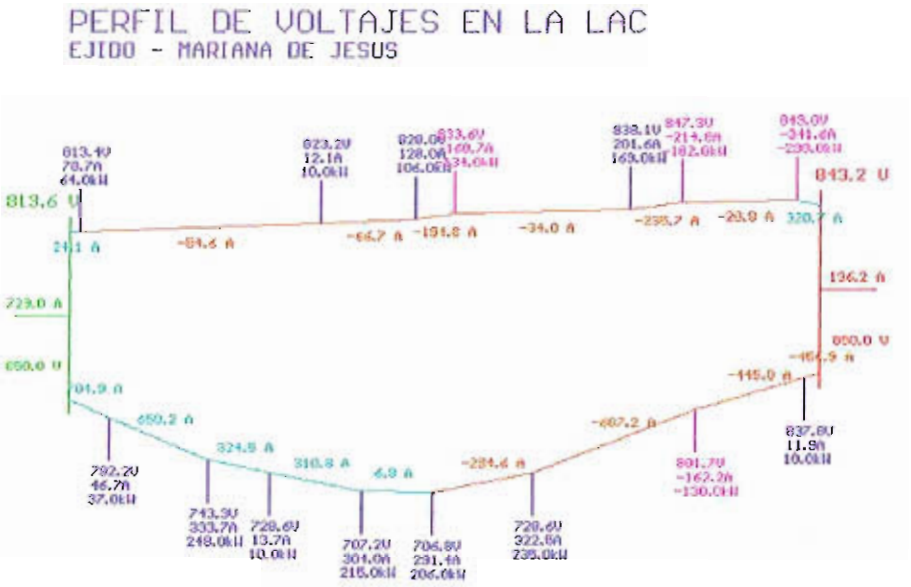
t = 2: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 772.2 --> 3.0%
Potencia total de carga (kW): 537.4
Potencia total de pérdidas (kW): 32.6

POTENCIA TOTAL: 570.0 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 5.7 %



t = 4: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 785.9 --> 4.8%
Potencia total de carga (kW): 184.0
Potencia total de pérdidas (kW): 42.6

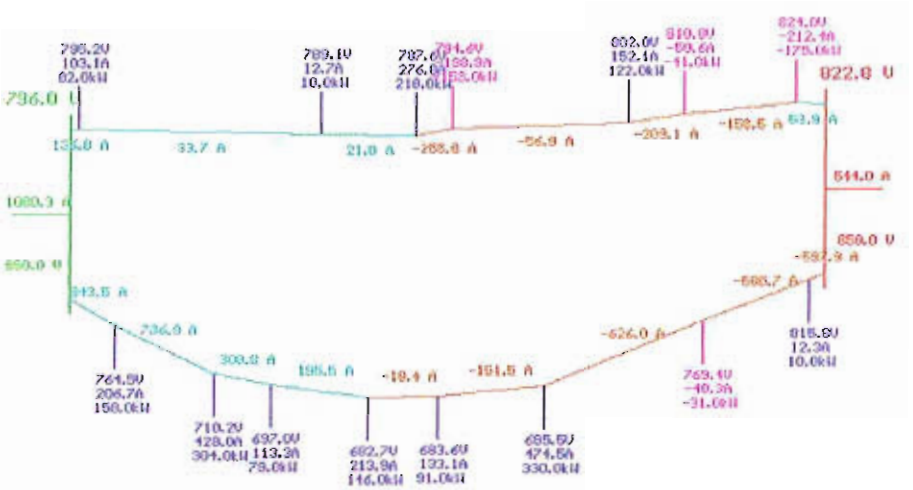
POTENCIA TOTAL: 226.6 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 18.8 %



t = 6: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 706.8 --> -5.8%
Potencia total de carga (kW): 574.0
Potencia total de pérdidas (kW): 134.0

POTENCIA TOTAL: 708.0 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 18.9 %

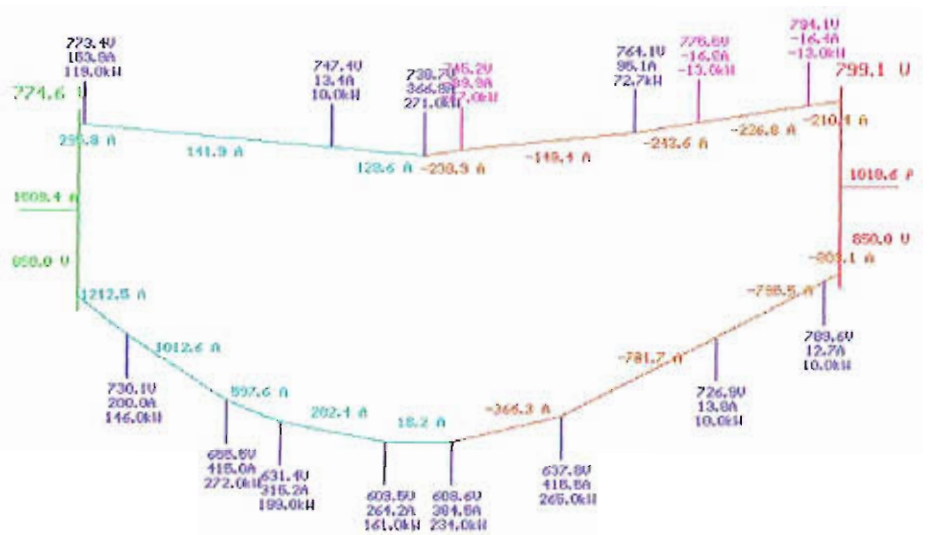
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
EJIDO - MARIANA DE JESUS



t = 8: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 682.7 --> -9.0%
Potencia total de carga (kW): 1145.0
Potencia total de pérdidas (kW): 162.6

POTENCIA TOTAL: 1307.6 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 12.4 %

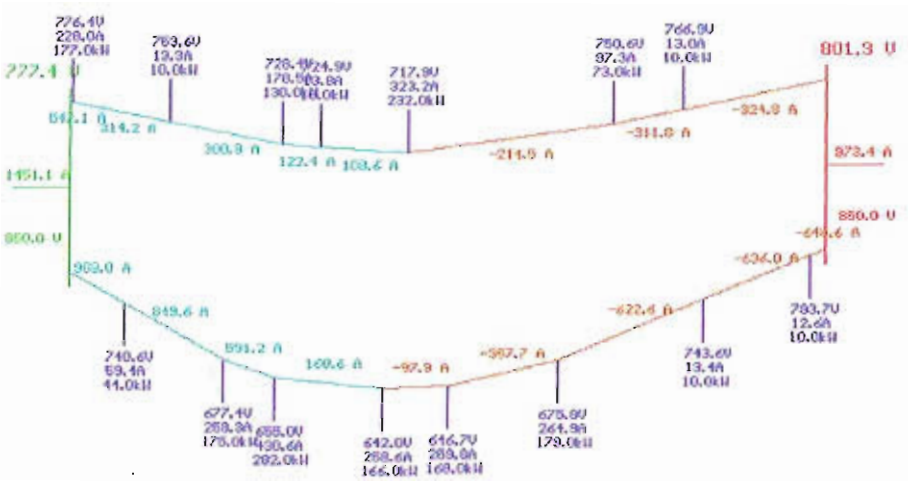
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
EJIDO - MARIANA DE JESUS



t = 10: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 608.6 --> -18.9%
Potencia total de carga (kW): 1676.7
Potencia total de pérdidas (kW): 305.6

POTENCIA TOTAL: 1982.3 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 15.4 %

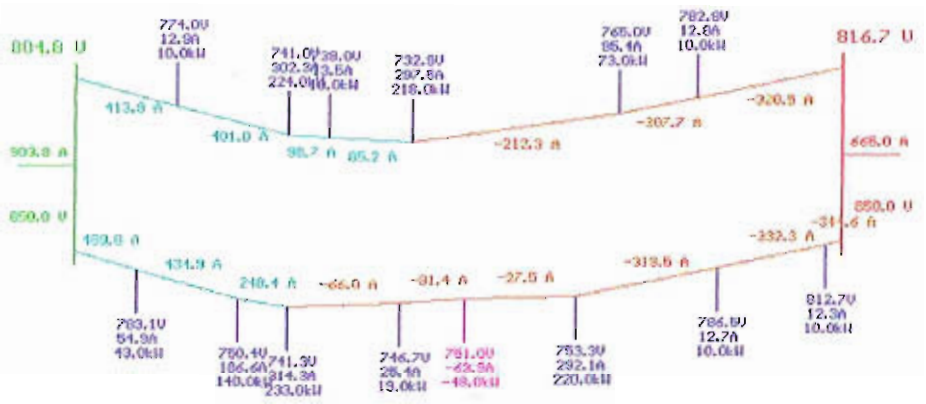
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
EJIDO - MARIANA DE JESUS



t = 12: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 642.0 --> -14.4%
Potencia total de carga (kW): 1676.0
Potencia total de pérdidas (kW): 232.2

POTENCIA TOTAL: 1908.2 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 12.2 %

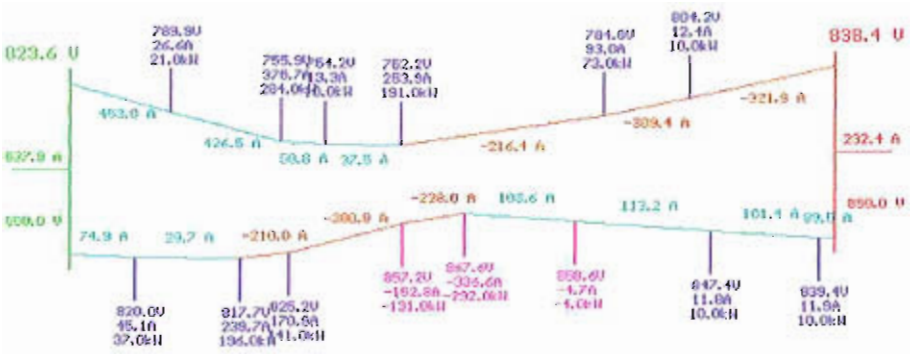
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
EJIDO - MARIANA DE JESUS



t = 14: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 732.9 --> -2.3%
Potencia total de carga (kW): 1172.0
Potencia total de pérdidas (kW): 98.6

POTENCIA TOTAL: 1270.6 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 7.8 %

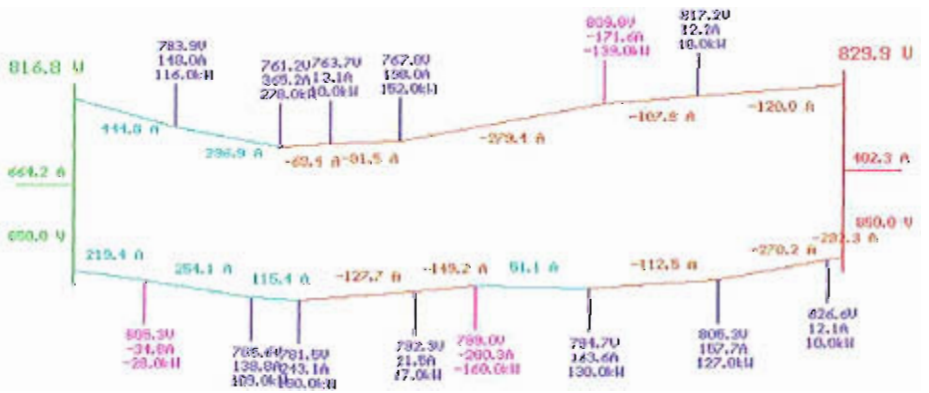
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
EJIDO - MARIANA DE JESUS



t = 16: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 752.2 --> 0.3%
Potencia total de carga (kW): 556.0
Potencia total de pérdidas (kW): 73.6

POTENCIA TOTAL: 629.6 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 11.7 %

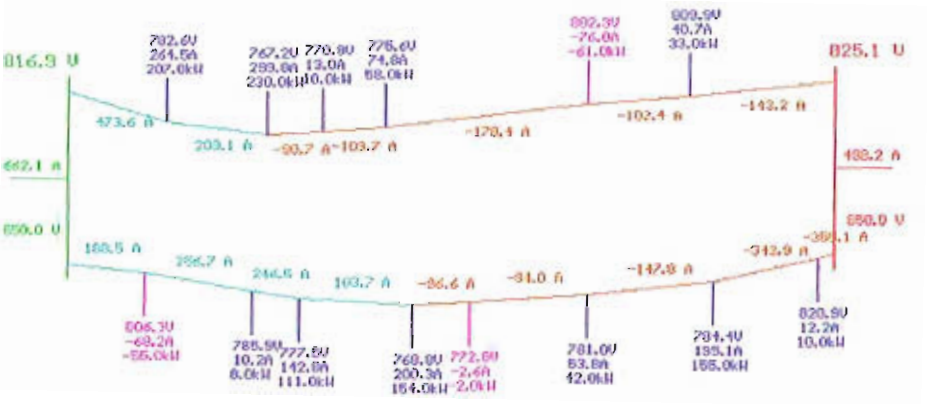
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
EJIDO - MARIANA DE JESUS



t = 18: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 761.2 --> 1.5%
Potencia total de carga (kW): 822.0
Potencia total de pérdidas (kW): 54.4

POTENCIA TOTAL: 876.4 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 6.2 %

PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
EJIDO - MARIANA DE JESUS

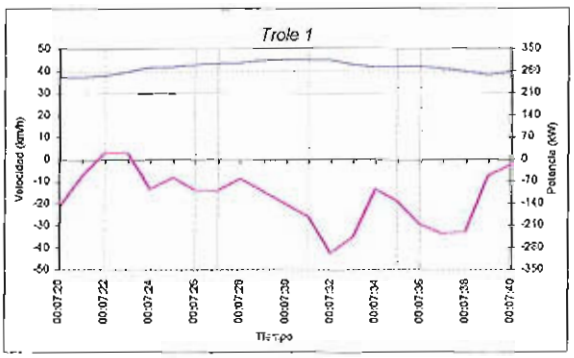


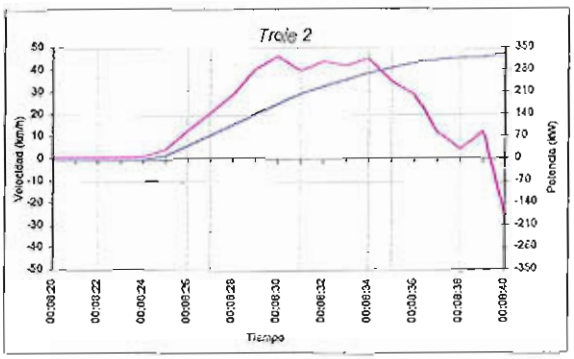
t = 20: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 767.2 --> 2.3%
Potencia total de carga (kW): 900.0
Potencia total de pérdidas (kW): 51.9

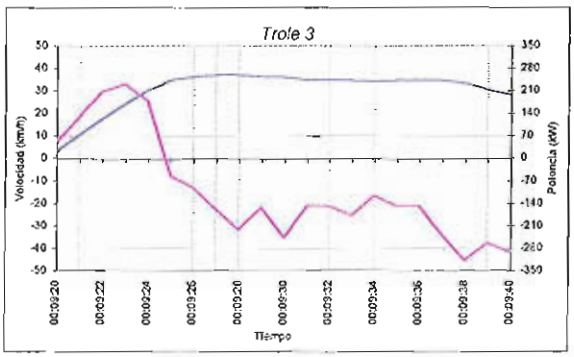
POTENCIA TOTAL: 951.9 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 5.5 %

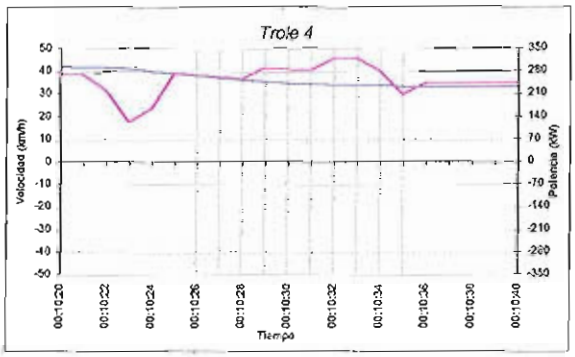
GRAFICAS DE VELOCIDAD Y POTENCIA

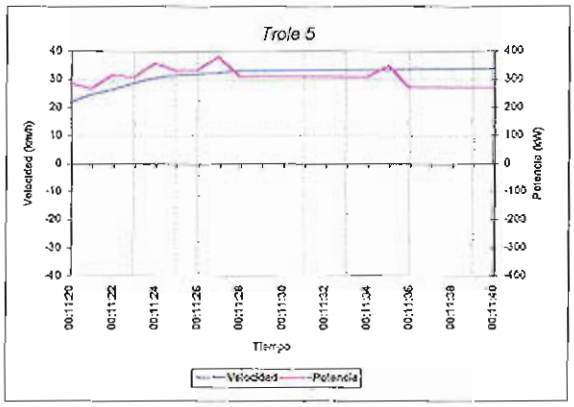
TRAMO VILLAFLORA - CUMANDA SUR - NORTE





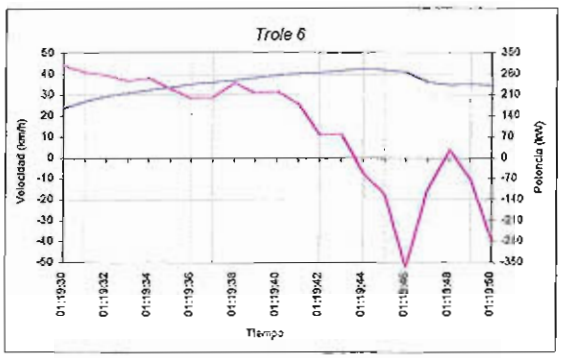


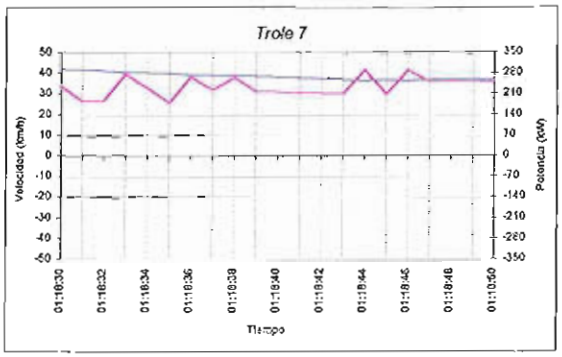


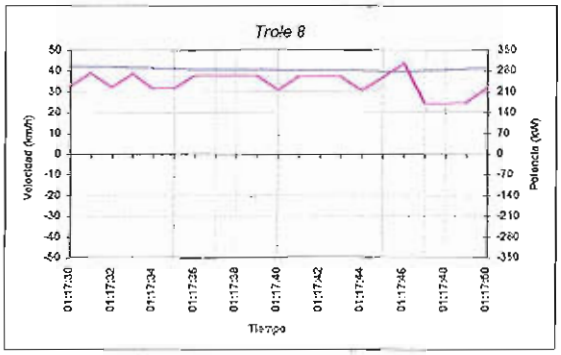


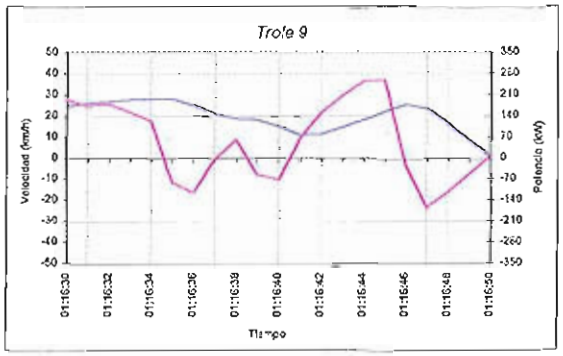
GRAFICAS DE VELOCIDAD Y POTENCIA

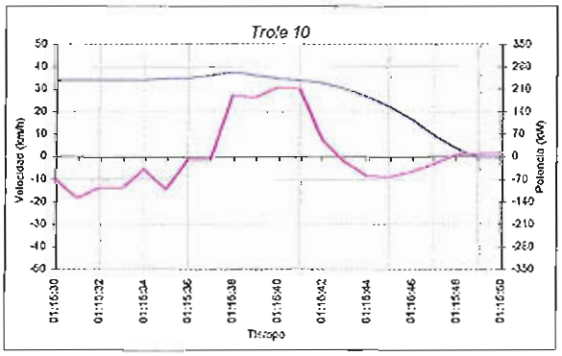
TRAMO VILLAFLORA - CUMANDA NORTE - SUR

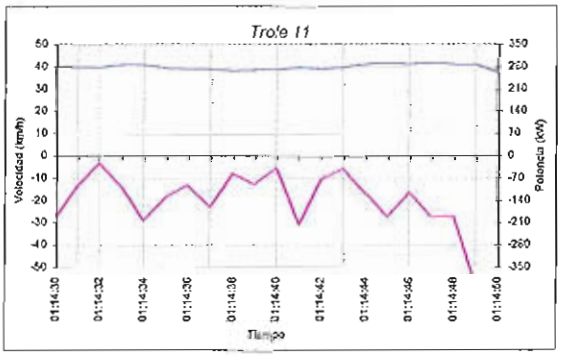


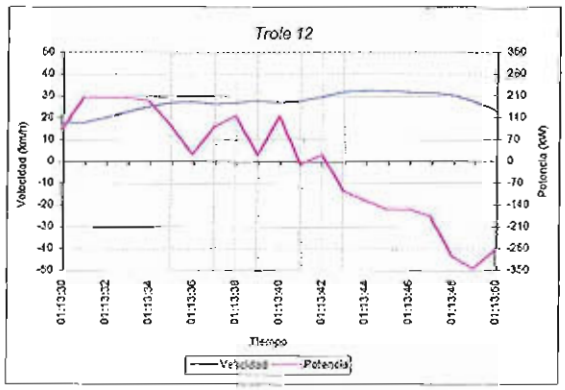








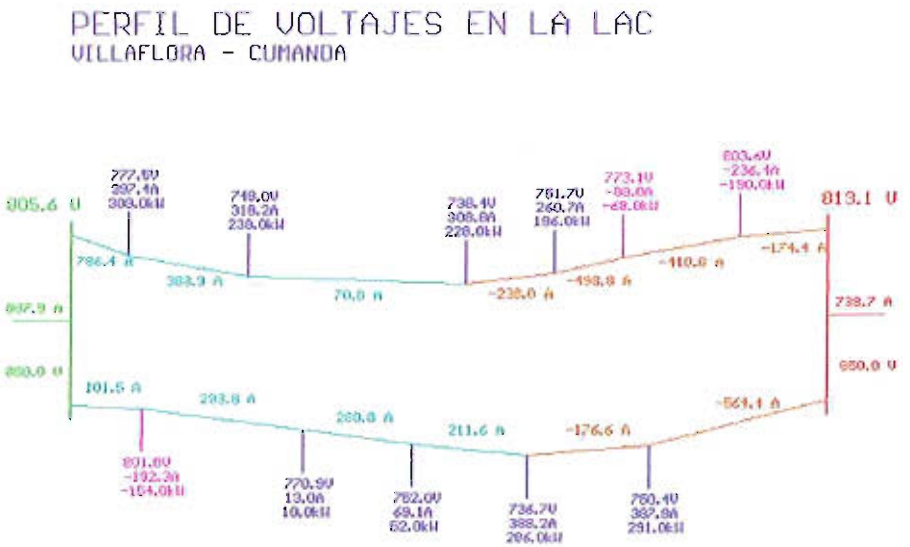




ANEXO 5.4

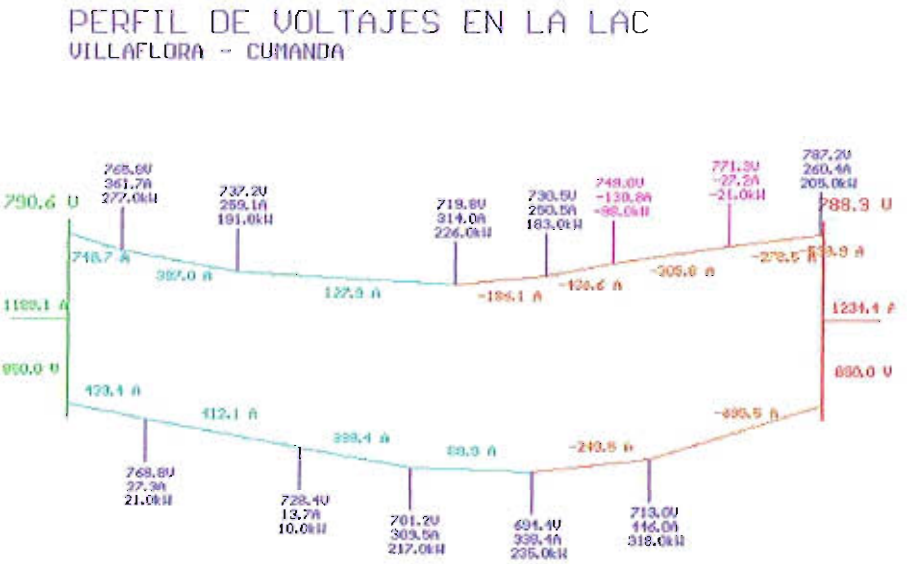
RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA
TRAMO VILLAFLORA - CUMANDÁ

FLUJOS DE CARGA: TRAMO VILLAFLORA - CUMANDÁ



t =0: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 736.7 --> -1.8%
Potencia total de carga (kW): 1198.0
Potencia total de pérdidas (kW): 117.9

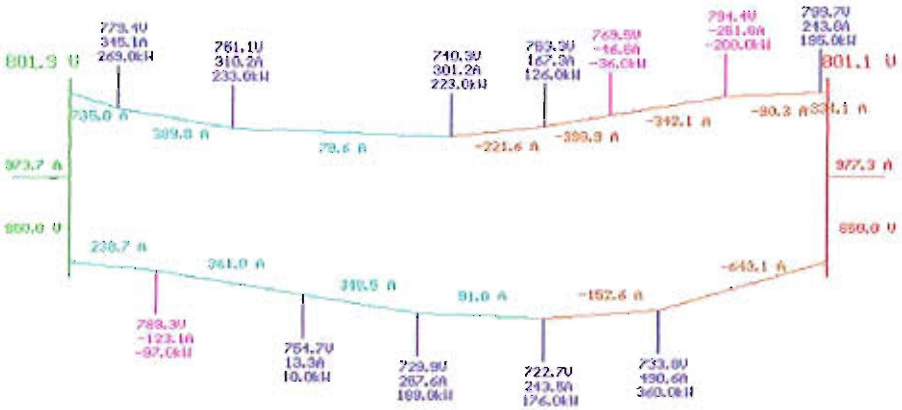
POTENCIA TOTAL: 1315.9 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 8.9 %



t = 2: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 694.4 --> -7.4%
Potencia total de carga (kW): 1764.0
Potencia total de pérdidas (kW): 148.4

POTENCIA TOTAL: 1912.4 kW
P_{PERD}/P_{SE}(%): 7.8 %

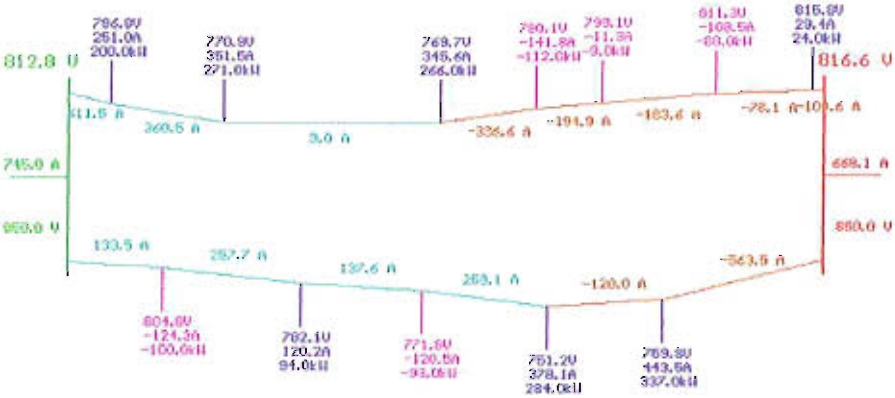
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
VILLAFLORA - CUMANDA



t = 4: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 722.7 --> -3.6%
Potencia total de carga (kW): 1447.0
Potencia total de pérdidas (kW): 116.2

POTENCIA TOTAL: 1563.2 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 7.4 %

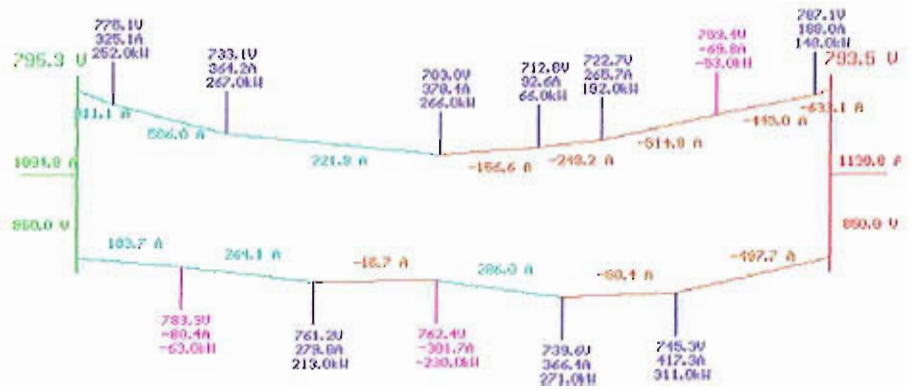
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
VILLAFLORA - CUMANDA



t = 6: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 751.2 --> 0.2%
Potencia total de carga (kW): 1074.0
Potencia total de pérdidas (kW): 77.1

POTENCIA TOTAL: 1151.1 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 6.7 %

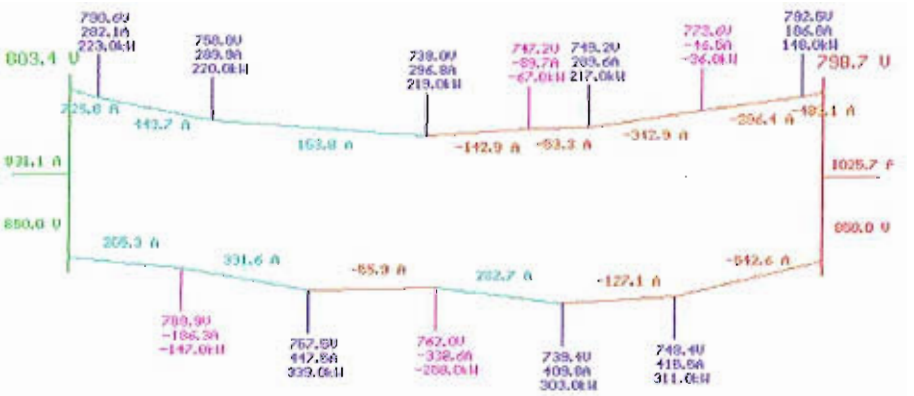
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
VILLAFLORA - CUMANDA



t = 8: voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 703.0 --> -6.3%
Potencia total de carga (kW): 1640.0
Potencia total de pérdidas (kW): 127.9

POTENCIA TOTAL: 1767.9 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 7.2 %

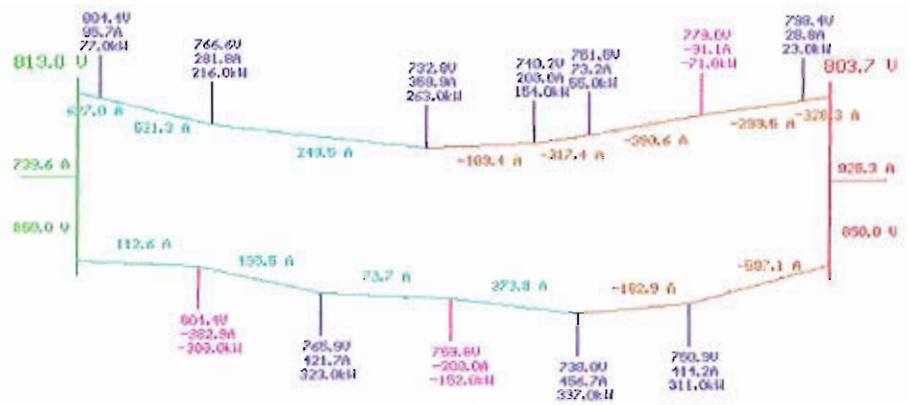
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
VILLAFLORA - CUMANDA



t = 10: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 738.0 --> -1.6%
Potencia total de carga (kW): 1472.0
Potencia total de pérdidas (kW): 95.4

POTENCIA TOTAL: 1567.4 kW
P_{PERD}/P_{SE} (%): 6.1 %

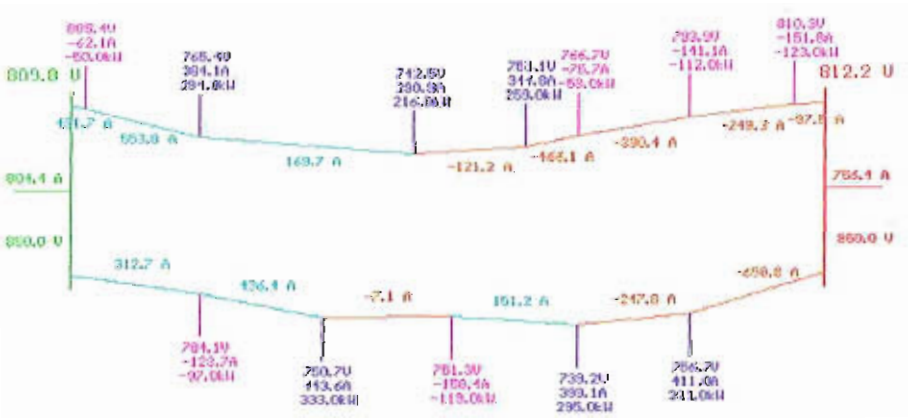
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
VILLAFLORA - CUMANDA



t = 12: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 732.8 --> -2.3
Potencia total de carga (kW): 1228.0
Potencia total de pérdidas (kW): 117.0

POTENCIA TOTAL: 1345.0 kW
P_{PERD}/P_{SE}(%): 8.7 %

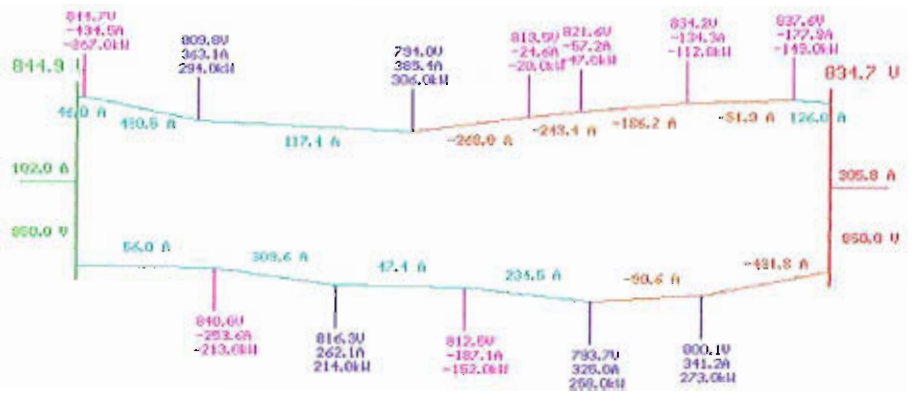
PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
VILLAFLORA - CUMANDA



t = 14: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 739.2 --> -1.4%
Potencia total de carga (kW): 1149.0
Potencia total de pérdidas (kW): 116.7

POTENCIA TOTAL: 1265.7 kW
P_{PERD}/P_{SE}(%): 9.2 %

PERFIL DE VOLTAJES EN LA LAC
VILLAFLORA - CUMANDA



t = 16: Voltaje mínimo en la L.A.C. (V): 793.7 --> 5.8%
Potencia total de carga (kW): 285.0
Potencia total de pérdidas (kW): 56.5

POTENCIA TOTAL: 341.5 kW
P_{PERD}/P_{SE}(%): 16.5 %