

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL  
TITULO DE INGENIERO ELECTRICO EN LA  
ESPECIALIZACION DE SISTEMAS  
ELECTRICOS DE POTENCIA**

**“FACTIBILIDAD TECNICO - ECONOMICA DE  
INTRODUCIR 23 kV EN EL AREA DE SERVICIO DE  
LA SUBESTACION 12 DE LA EEQ”**


**SOFIA DE MARILIAG BARRIONUEVO HERRERA**

**QUITO, MARZO DEL 2000**

## **CERTIFICACION**

Certifico que el presente trabajo de tesis  
ha sido desarrollado en su totalidad por

Sofía Barrionuevo Herrera

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Mentor Poveda", written over a horizontal line.

Ing. Mentor Poveda

## **DEDICATORIA**

Este trabajo va dedicado a ellos  
quienes con su apoyo, a pesar de la  
distancia siempre estaban junto a mí.

Mis Padres Digna y Julio y a esos seres  
especiales que tuvieron paciencia con mi  
persona, mis hermanos y sobrinos.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento al Señor Ingeniero Mentor Póveda, por su constante apoyo y acertada dirección.

De la misma forma deseo expresar mi reconocimiento a todas y cada una de las personas que colaboraron directa o indirectamente para la consecución de este trabajo.

<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO 1: GENERALIDADES</b>	<b>3</b>
<b>1.1 Objetivo</b>	<b>3</b>
<b>1.2 Justificación</b>	<b>4</b>
<b>1.3 Recopilación de Información</b>	<b>5</b>
<b>1.4 Condiciones normales de Operación</b>	<b>6</b>
<b>1.5 Descripción y características de la Subestacion N°12</b>	<b>7</b>
<b>1.5.1 Ubicación Geográfica</b>	<b>7</b>
<b>1.5.2 Características de la Subestación N°12</b>	<b>7</b>
<b>1.5.3 Area de Cobertura de la subestación</b>	<b>10</b>
<b>1.5.4 Curva de Carga</b>	<b>11</b>
<b>1.6 Area del estudio</b>	<b>12</b>
<b>1.7 Recorrido y características de los primarios</b>	<b>13</b>
<b>1.7.1 Primario 12A</b>	<b>13</b>
<b>1.7.2 Primario 12B</b>	<b>15</b>
<b>1.7.3 Primario 12D</b>	<b>17</b>
<b>1.7.4 Primario 24E</b>	<b>18</b>
<b>1.8 Conceptos fundamentales</b>	<b>19</b>
<b>1.8.1 Sistemas de Distribución</b>	<b>19</b>
<b>1.8.2 Clasificación de los Sistemas de Distribución</b>	<b>20</b>
<b>1.8.3 Subestación de Distribución</b>	<b>20</b>
<b>1.8.4 Sistema primario de distribución</b>	<b>20</b>
<b>1.8.5 Transformador de distribución</b>	<b>20</b>
<b>1.8.6 Demanda</b>	<b>21</b>
<b>1.8.7 Demanda Máxima</b>	<b>21</b>
<b>1.8.8 Factor de Demanda</b>	<b>21</b>
<b>1.8.9 Factor de Utilización</b>	<b>21</b>
<b>1.8.10 Carga</b>	<b>21</b>
<b>1.8.11 Factor de carga</b>	<b>22</b>

1.8.12 Factor de diversificación	22
1.8.13 Microárea	22
<b>CAPITULO 2: EL PROGRAMA DPA/G™</b>	<b>23</b>
2.1 Aspectos generales	23
2.2 Forma de trabajo	24
2.2.1 Distribución de cargas	25
2.2.2 Análisis Balanceado	25
2.3 Subestaciones	26
2.4 Alimentadores	27
2.5 Secciones	29
<b>CAPITULO 3: ESTUDIO DE CARGA DEL SISTEMA PRIMARIO</b>	<b>31</b>
3.1 Metodología y Modelación	31
3.2 Condiciones de Operación de los alimentadores primarios del área	32
3.2.1 Primario 12A	32
3.2.2 Primario 12B	34
3.2.3 Primario 12D	36
3.2.4 Primario 24E	38
3.3 Demandas por Microárea	40
3.4 Análisis de Microáreas	42
3.5 Determinación de la nueva área de estudio	43
<b>CAPITULO 4: INCORPORACION DE OTRO VOLTAJE AL     SISTEMA PRIMARIO</b>	<b>51</b>
4.1 Consideraciones para la incorporación de otro voltaje	51
4.2 Cambio de voltaje de 6.3 kV. a 23 kV.	53

<b>4.3 Incorporación y ubicación de los transformadores primarios</b>	<b>55</b>
<b>4.4 Configuración de los nuevos primarios</b>	<b>58</b>
<b>4.5 Recorrido de los nuevos primarios</b>	<b>60</b>
<b>4.5.1 Primario 32Anueva</b>	<b>60</b>
<b>4.5.2 Primario 32Enueva</b>	<b>61</b>
<b>4.6 Condiciones de Operación de los nuevos primarios</b>	<b>61</b>
<b>4.6.1 Primario 32Anueva</b>	<b>61</b>
<b>4.6.2 Primario 32Enueva</b>	<b>63</b>
<b>4.7 Estudio económico</b>	<b>65</b>
<b>4.8 Costos del Estudio</b>	<b>66</b>
<b>4.9 Cálculo Económico</b>	<b>68</b>
<b>4.10 Costos y Beneficios</b>	<b>71</b>
<b>4.10.1 Ahorro en potencia y energía</b>	<b>72</b>
<b>4.10.2 Ahorro por inversión</b>	<b>73</b>
<b>Conclusiones</b>	<b>75</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>77</b>

## INTRODUCCION

El planeamiento de los sistemas eléctricos comienza desde la entrega de energía, es decir, al nivel de los usuarios. El sector de distribución es la parte del sistema eléctrico que más cerca se encuentra de los mismos, se podría decir, que esta parte de la empresa refleja el comportamiento del sistema en conjunto para el cliente.

El control se vuelve difícil en el sector de distribución debido al gran número de componentes que involucra; a su situación geográfica y, a las condiciones siempre cambiantes que se presentan por el dinamismo de la carga en este nivel. En la actualidad existe algoritmos matemáticos y programas computacionales los cuales ayudan a efectuar dicho control.

El sistema de distribución guarda importancia dentro del sector eléctrico, debido a las pérdidas e inversiones relativas existentes que se requieren frente al resto del sistema eléctrico.

Un sistema de distribución es un sistema muy dinámico ya que los elementos que lo componen están variando constantemente. El crecimiento de la carga, las fallas, el mantenimiento y operación del sistema hacen que el sistema no permanezca estático. Por lo tanto, el manejo de un sistema de distribución se vuelve complejo, requiriendo de procedimientos organizados para controlar, registrar y planificar todos estos cambios que se producen.

La actualización de la topología de la red se debería realizar con base en el registro sistemático de cambios de datos de cada uno de los primarios del sistema, este es el primer paso a seguir para la planificación adecuada de un



sistema en general.

En comparación con los sistemas de transmisión y subtransmisión, en los sistemas de distribución la cantidad de datos con la que se trabaja es grande, por lo tanto, el esfuerzo requerido para estructurar una información clara y ajustada a la realidad es grande, razón por la cual se debe concientizar a todo el personal involucrado en esta área de distribución para realizar un esfuerzo permanente para mantener el conjunto de datos lo más actualizado posible.

Una red de distribución se planifica, se proyecta y se construye para servir a futuro, de acuerdo a las necesidades de demanda y energía que se preveen en áreas determinadas.

## **CAPITULO 1**

### **GENERALIDADES**

#### **1.1 OBJETIVO**

El objetivo del presente trabajo es estudiar las mejoras de las condiciones de operación de los primarios del sistema de distribución asociados a la subestación N°12, incluida la avenida González Suárez; introduciendo en el área de servicio de la subestación 23 kV con la ayuda de transformadores primarios (23 kV/6.3 kV) los mismos que serán instalados adecuadamente, todo esto se realizará manteniendo los transformadores de distribución existentes de 6.3 kV para evitar los problemas con los propietarios particulares de los mismos.

Primeramente se realizará un análisis de la red bajo las condiciones actuales de operación con la ayuda de un paquete computacional para el análisis de sistemas primarios de distribución, denominado "Distribution Primary Analysis Graphics" (DPA/G<sup>TM</sup>)<sup>1</sup> y con los resultados obtenidos se realizará un estudio de carga para así determinar el área de cobertura de la subestación, para luego proceder a la alimentación de la zona de estudio con 23 kV, considerando como una alternativa para aumentar la capacidad de alimentación al nivel de usuarios.

Para realizar el estudio antes planteado, se requiere de la recopilación de información sobre la red de distribución para lo cual se toman como referencia

los planos y datos obtenidos en las oficinas del Programa de Inventarios y Avalúos de la E.E.Q.S.A. (PIA) y los datos del Proyecto de Pérdidas de Energía OLADE-E.E.Q.S.A. Se necesitó hacer una actualización de éstos datos mediante una revisión de campo, a todos los primarios en estudio. Con los datos actualizados y verificados se procede a ingresar esta información al programa DPA/G<sup>TM</sup> para realizar una simulación de las condiciones operativas del sistema. A la vez se divide el área de estudio en microáreas de 333 m por 333 m, a partir del punto de intersección de los ejes de coordenadas geográficas universales obtenidas de los Planos del Instituto Geográfico Militar (IGM) coincidentes con la esquina inferior izquierda de la microárea B1 (Figura 3.1). Con los planos originales verificados y con las secciones creadas para la simulación en el DPA/G<sup>TM</sup>, se obtiene la carga instalada en transformadores y demanda en cada microárea, ubicando a cada sección en la microárea correspondiente. De esta manera se tiene una información que permite analizar el sistema en su conjunto, es decir, con la densidad de carga distribuida geográficamente.

Con los resultados obtenidos se procede a mejorar la asignación de áreas de servicio y con la simulación se puede realizar el análisis del sistema para justificar la introducción de voltaje más alto en algunos sectores y demostrando que el sistema funciona en mejores condiciones que las actuales.

## 1.2 JUSTIFICACION

Para conseguir los niveles de tensión utilizados en distribución, se requiere de transformadores de capacidad adecuada que deben ser convenientemente instalados y protegidos. En las condiciones actuales de operación del área en estudio la mayor parte de líneas existentes se encuentran a un nivel de 6.3 kV, especialmente la parte céntrica de la ciudad, ya que los sectores periféricos se encuentran a 23 kV; al considerar el crecimiento poblacional a futuro en el

área de servicio de la subestación la demanda y la energía serán mayores, razón que justifica un cambio de nivel de voltaje.

En el presente estudio se realiza un análisis de las condiciones de operación de los primarios de la subestación N°12 incluida la avenida González Suárez, de acuerdo a los resultados obtenidos, se procede a realizar una reconfiguración del área de cobertura de la subestación, para lo cual, primeramente se realizará el estudio de carga de todo el área de estudio y se tratará de definir la nueva área de cobertura teniendo presente la ubicación de la misma.

Definida la nueva área de cobertura, se realizará la remodelación de la red a 23 kV incorporando transformadores primarios para mantener sectores de primarios a 6.3 kV sin cambiar los transformadores de distribución. Utilizando el programa computacional DPA/G<sup>TM</sup> se obtendrán pérdidas tanto de potencia como de energía, perfiles de voltaje del sistema antes y después de la remodelación.

Como parte final se realizará el análisis económico para el cambio de voltaje en la nueva área de estudio utilizando costos de remodelación y transformadores primarios.

### **1.3 RECOPIACION DE INFORMACION**

Como información preliminar se obtuvieron los datos del Proyecto de Pérdidas de Energía OLADE-E.E.Q.S.A., en donde consta la topología de cada primario, su ubicación geográfica, información sobre los transformadores de distribución, cámaras de transformación, interconexión de cámaras, calibre y número de conductores en cada sección de la red, distinción entre la red aérea y subterránea y equipo de seccionamiento como reconectores, seccionadores fusibles. Esta información se encuentra sobre una base

geográfica que facilita la localización física de cada elemento de la red.

En la topología de la red se encierran las características geográficas y eléctricas de los alimentadores de distribución. Los datos de transformadores de distribución (potencia nominal, voltajes nominales, número de registro, número de fábrica, ubicación) son de mucha utilidad para la realización de este trabajo, al igual que las características de equipos existentes en la red (equipos de seccionamiento y protección, banco de capacitores)

Cada uno de los datos obtenidos se constituye como base para la realización de este trabajo. Con los resultados obtenidos en la simulación se realiza un análisis del sistema en conjunto de acuerdo a criterios básicos de ingeniería de distribución, sugiriendo cambios en la topología de los primarios si los resultados lo ameritan, para que la subestación funcione en mejores condiciones que las actuales.

#### **1.4 CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN**

Las condiciones normales de operación corresponden a la configuración existente del sistema primario, sin transferencia de carga con otros primarios del sistema; los transformadores de distribución deberían operar lo más cerca posible de su potencia nominal para aprovechar a cabalidad la inversión realizada en potencia instalada.

Las reparaciones, modificaciones e incorporaciones menores se realizan bajo la modalidad de trabajo en líneas energizadas. Este trabajo se lo realiza con personal y equipo especializado para este tipo de tareas. Cuando las modificaciones o reparaciones superan la posibilidad de realizarlas con líneas energizadas, se programan suspensiones de servicio que se efectúan bajo el criterio de limitar el área sin servicio al mínimo posible que garantice la seguridad en la operación.

## 1.5 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN N°12

### 1.5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La subestación N°12 se ubica en el lado oriental de la ciudad de Quito, próxima al límite urbano, en la Av. Coruña y calle Vizcaya, sector La Floresta, como se muestra en la Figura 1.1:



**Figura 1.1: Ubicación geográfica del área de estudio**

### 1.5.2 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN N° 12

La subestación de distribución N°12 es de tipo abierto, dispone de un transformador trifásico de capacidad 8/10 MVA (OA/FA) con cambiador de taps manual para alta tensión y automático para baja tensión. La alimentación

primaria es a un nivel de voltaje de 46 kV y secundaria a través de las cabinas de operación a un nivel de voltaje de 6.3 kV nominal. Las características técnicas se resumen en las Tablas 1.1 y 1.2:

DATOS GENERALES	
Marca	Mitsubishi
Potencia máxima	10 MVA
Relación de transformación	46/6.3 kV
Año de fabricación	1972
País de procedencia	Japón

**Tabla 1.1: Características generales del transformador de la subestación**

DATOS TÉCNICOS	
Conexión	Delta-Estrella
Fases	3
Capacidad OA/FA	8 /10 MVA
Voltaje primario	43.8 kV
Voltaje secundario	6.3 kV
Amperios AT OA/FA	105/132 A
Amperios BT OA/FA	733/916 A
Nivel de aislamiento (BIL) AT	250 kV
Nivel de aislamiento (BIL) BT	95 kV
Impedancia FA	7.01%

**Tabla 1.2: Características técnicas del transformador de la subestación**

Los primarios que se derivan de la subestación son tres: 12A, 12B, 12D, los mismos que transportan energía a diversas áreas de servicio. Las características de cada uno se explican más adelante.

El terreno ocupado por la subestación tiene forma irregular con un frente de

generalmente, consiste en un juego de pararrayos, seccionadores fusible en alto voltaje y un juego de fusibles limitadores de corriente en el lado de bajo voltaje.

### **1.5.3 ÁREA DE COBERTURA DE LA SUBESTACIÓN**

El área de cobertura de la subestación se puede apreciar en la Figura 1.2, la misma que se divide en dos sectores claramente definidos. El primer sector que corresponde al primario 12B que es una zona con baja densidad de carga, residencial – rural en su mayoría, con un crecimiento moderado en el sector de Guápulo y está comprendida entre los límites:

Norte: Sector Guápulo  
Sur: Calle Francisco Salazar  
Este: Avenida Doce de Octubre  
Oeste: Calle León Larrea

El segundo sector corresponde al área que es alimentada por los primarios 12A, 12D; siendo una zona de alta densidad de carga y con un índice de crecimiento casi saturado por ser una zona residencial – comercial. Se encuentra comprendida entre los siguientes límites:

Norte: Calles Vizcaya y Luis Cordero  
Sur: Calle Andalucía  
Este: Avenida Ladrón de Guevara y Calle Sevilla  
Oeste: Calle Isabel La Católica



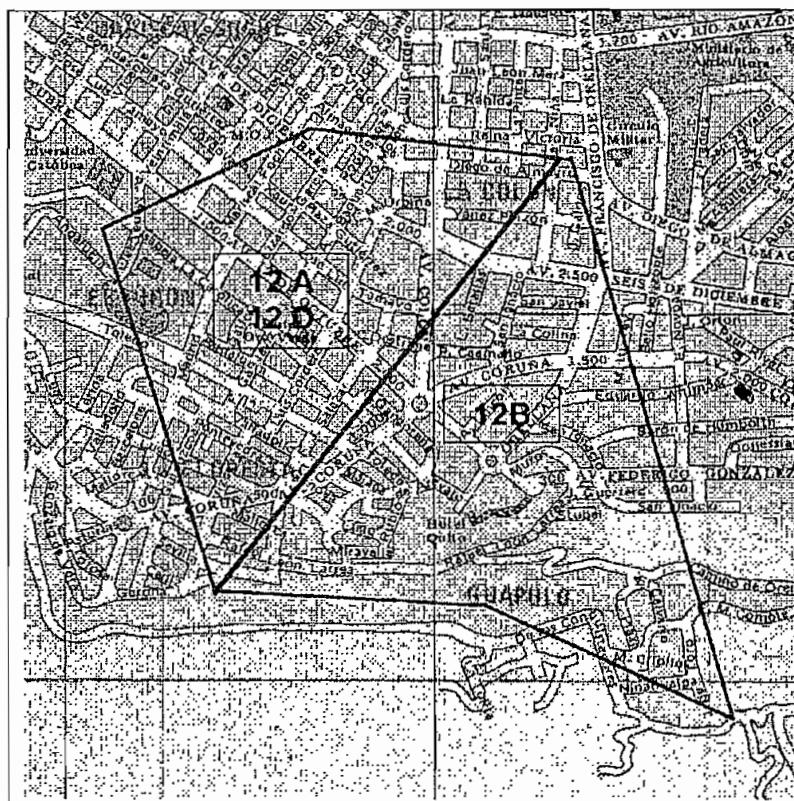


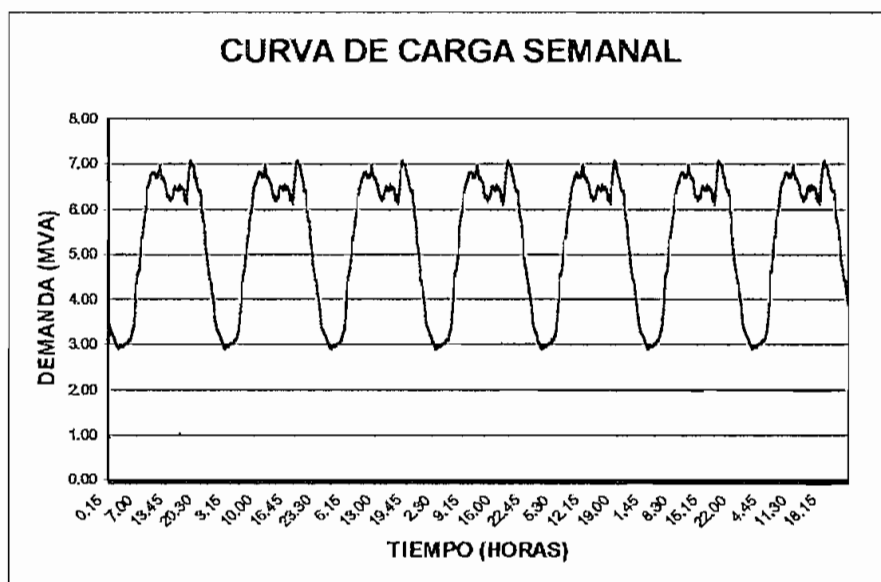
Figura 1.2: Área de Cobertura de la subestación

#### 1.5.4 CURVA DE CARGA

La medición de la demanda eléctrica de un sistema es parte fundamental para cualquier estudio del suministro de energía del sistema eléctrico. La Figura 1.3 muestra la curva de carga registrada para la subestación N°12, con una demanda máxima de 7 MVA.

Las lecturas de las corrientes de los primarios fueron tomadas cada 15 minutos durante una semana típica, datos proporcionados por el Departamento de Despacho de la Empresa Eléctrica Quito. Cada una de las curvas de carga de cada uno de los primarios de la subestación, al igual que las lecturas de

corrientes se encuentran en el Anexo 1.



**Figura1.3: Curva de carga**

## 1.6 AREA DEL ESTUDIO

En la Figura 1.2 se aprecia el área de cobertura de la subestación N°12, en la misma se establecen sectores de otros primarios de las subestaciones aledañas como son el 32A, 32B, 32E, 32C, 24E los cuales hacen que el área de estudio vaya más allá de los límites tradicionales establecidos. En el recorrido de algunos primarios se observan tramos paralelos o coincidentes en sectores determinados, es decir, se puede establecer la influencia de unos con otros tal es el caso de los primarios 12D y el 32C; 12B y 32B.

La subestación se encuentra a un extremo de los centros de carga, estableciéndose la falta de estudios de asignación de áreas de servicio, pues los primarios recorren grandes distancias antes de tomar carga con esto se

reduce la confiabilidad del sistema, se desmejora la calidad de energía y se registran bajos niveles de voltaje principalmente en los puntos extremos de la red.

## **1.7 RECORRIDO Y CARACTERISTICAS DE LOS PRIMARIOS**

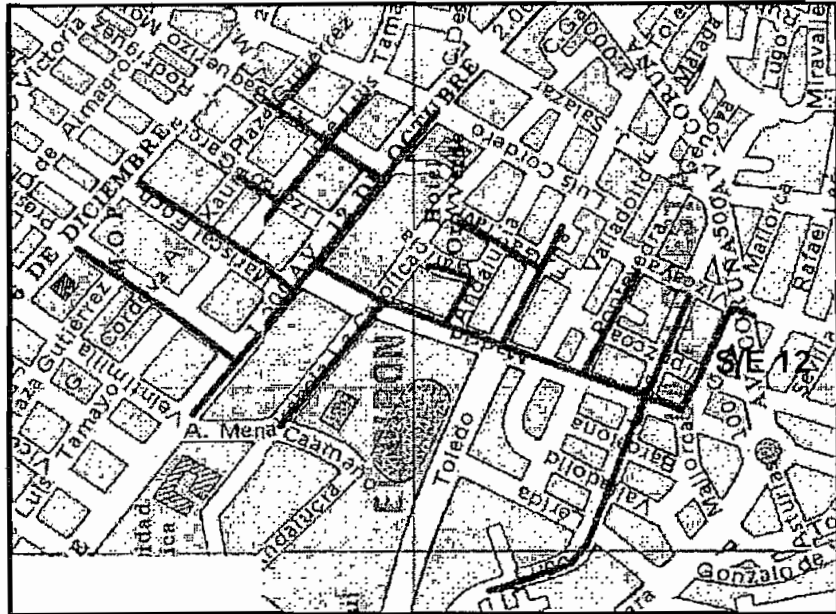
Los recorridos de los primarios son de características mixtas, es decir, tramos en red área y tramos en red subterránea. La mayor parte del recorrido aéreo de los primarios están constituidos por estructuras normalizadas en postes de hormigón armado de 11.5 m, con cruzetas metálicas y con estructuras tipo RNA1, RNA2, RNA3, RNA4, RNA5<sup>2</sup>. El calibre y material del conductor varía dependiendo de las expansiones de la red que en el transcurso del tiempo se han realizado, encontramos varios tipos de conductores de cobre y aleación de aluminio con calibres que van desde el 266 kCM hasta el 6 AWG. La ubicación geográfica de cada uno de los primarios involucrados y sus aspectos generales se describen a continuación:

### **1.7.1 PRIMARIO 12A**

Aproximadamente el área de servicio de este primario esta delimitada por la Av. Isabel la Católica por el occidente; la Av. Ladrón de Guevara y la calle Sevilla por el Oriente; la calle Vizcaya y la Luis Cordero por el norte; y la calle Andalucía por el Sur, en el sector de la Floresta. El otro pequeño sector alimentado por este primario esta delimitado por la Av. Doce de Octubre por el oriente; la Av. Seis de Diciembre por el Occidente; la calle Wilson por el Sur, y la Luis Cordero por el norte. Este primario tiene una configuración razonablemente limitada y concentrada.

La mayor parte del recorrido del primario tiene un conductor de calibre 2/0 y

1/0 AWG y algunos tramos con conductores de cobre 6 AWG.



**Figura 1.4: Primario 12A**

El primario 12 A es aéreo en su totalidad, sirviendo al sector de La Floresta y parte de El Girón en un área predominantemente residencial tipo B<sup>3</sup>. Con excepciones de algunos edificios particulares que poseen su propia cámara de transformación.

Este primario tiene posibilidad de interconexión con:

- Primario A de la subestación 32, en la calle Valladolid entre las calles Lugo y Ladrón de Guevara.
- Primario B de la subestación 10, en la Av. Doce de Octubre, entre las calles Presidente Wilson y Veintimilla.
- Primario B de la subestación 32, en la intersección de la Av. Doce de Octubre y Baquerizo Moreno.

Seccionadores del alimentador:

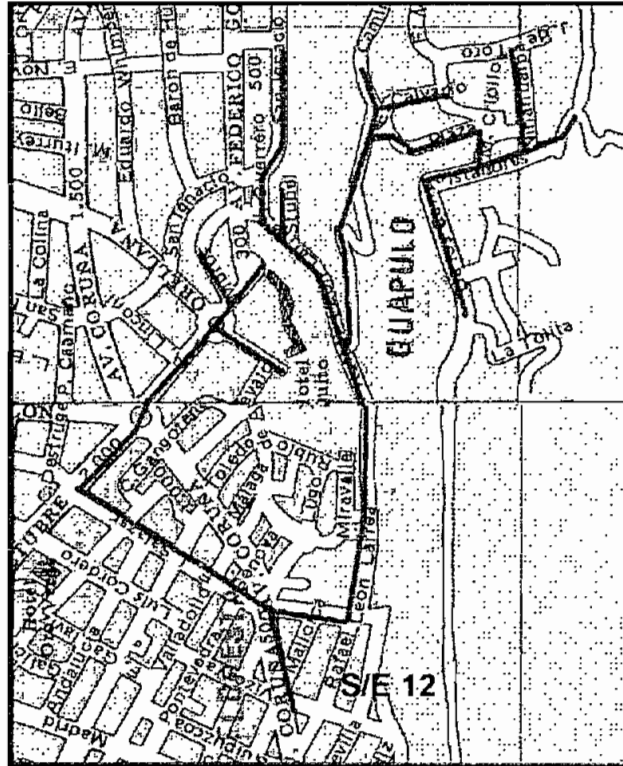
- Calle Mayorca a 49 m de la subestación.
- Intersección de las calles Madrid y Lugo.
- Calle Madrid, entre la Av. Doce de Octubre e Isabel La Católica.

### **1.7.2 PRIMARIO 12B**

Este primario tiene un área de servicio que esta comprendida por el sector del Hotel Quito, y parte del sector de la Floresta, por la calle Francisco Salazar hasta la Av. Doce de Octubre, y esta a su vez hasta la calle León Larrea por el oriente. Por otro lado alimenta también el sector de Guápulo y las nuevas urbanizaciones frente al Hotel Quito y frente al Río Machangara. La carga que alimenta este primario se encuentra muy alejada de la subestación, obligando a alimentar cargas cercanas a la subestación con tramos finales del primario.

El primario 12B es aéreo en el sector que sirve a parte de la Av. Doce de Octubre y en su totalidad al sector de Guapulo; mientras que en el sector del Hotel Quito y sus alrededores tiene red subterránea y con un tipo de usuario residencial comercial tipo B. La mayor parte de usuarios poseen cámaras de transformación particulares.

Los conductores utilizados en la mayor parte del recorrido de este primario son de aleación de aluminio con un predominio de secciones de 266 kCM, la parte rural de este primario tiene conductores que en su mayoría son de aleación de aluminio 477 kCM y 2/0 AWG; la parte de red subterránea tiene sectores con conductores de cobre en su mayoría 4 y 2 AWG.



**Figura 1.5: Primario 12B**

Este primario tiene posibilidad de interconexión con:

- Primario A de la subestación 32, en la intersección de la Av. Doce de Octubre y Francisco Salazar.

Seccionadores del alimentador:

- Av. La Coruña, a la salida de la subestación.
- Intersección de la Av. Doce de Octubre y Francisco Salazar.
- Intersección de las calles Stubel y R. León Larrea.
- Vía hacia Guápulo, a 150 m de la calle R. León Larrea.

### 1.7.3 PRIMARIO 12D

El área de servicio correspondiente al primario 12D tiene el centro de carga después de un corto recorrido desde la subestación, y esta limitada aproximadamente al norte por la calle Luis Cordero; al sur por la calle Roca; al oriente por la Av. Amazonas y al occidente por la Avenida Diez de Agosto. La carga que sirve este primario, esta concentrada adecuadamente.

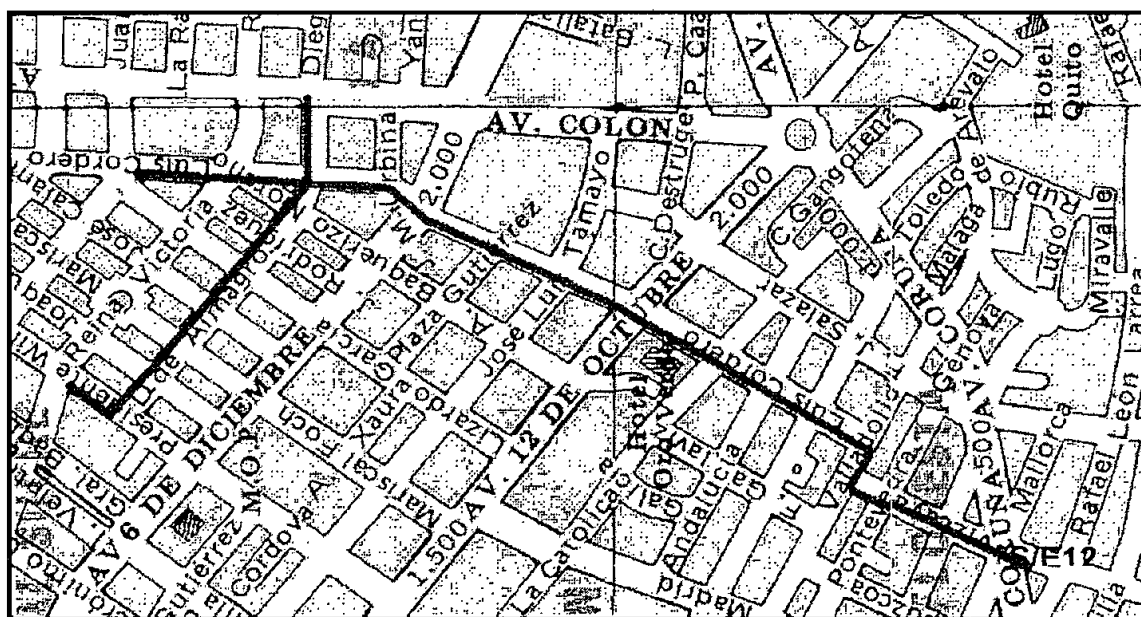


Figura 1.6: Primario 12D

El primario 12D es aéreo en su totalidad, el tipo de usuario al que sirve es residencial del tipo B, con alimentación subterránea para pocos usuarios, como el Hotel Sebastián y el edificio de Ecuatoriana de Aviación los mismos que poseen centros de transformación particulares.

Casi todo el recorrido de este primario tiene secciones con conductores de aleación de aluminio de 266 kCM.

Tiene posibilidad de interconexión con:

- Primario E de la subestación 53, en la intersección de la Av. Amazonas y Luis Cordero.
- Primario C de la subestación 32 entre las calles Vizcaya y Lugo.
- Primario A de la subestación 12 entre las calles Luis Cordero y Pontevedra.

Seccionadores del alimentador:

- Calle Vizcaya a 80 m de la subestación.

#### 1.7.4 PRIMARIO 24E

Este alimentador primario pertenece a la subestación N°24 (Carolina) situada en el sector de La Carolina. El área de servicio de este primario se extiende desde la calle La Pradera, en una zona comprendida desde la Av. Diego de Almagro al occidente; la Av. González Suárez por el oriente; La Av. Orellana

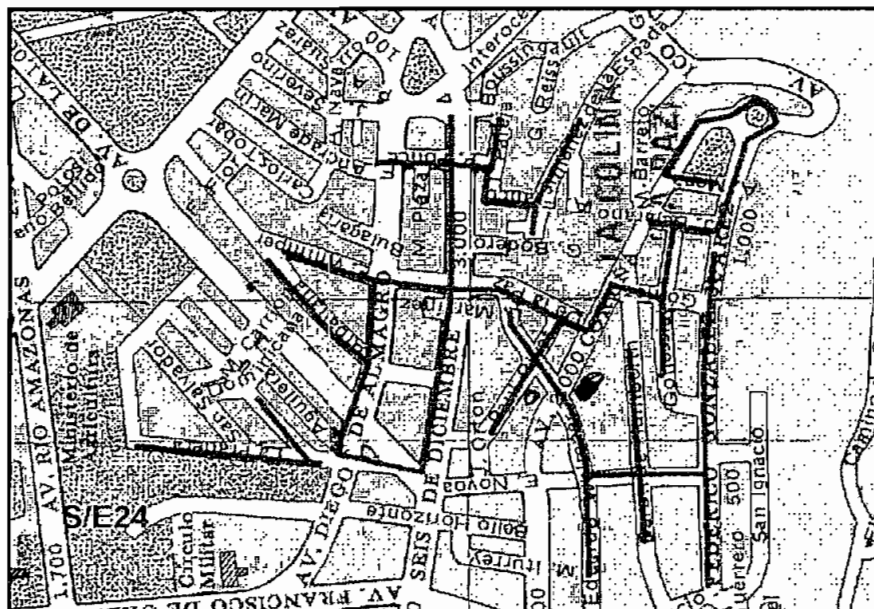


Figura 1.7: Primario 24E



por el Sur y las calles Barreto y Andrade Marín hacia el norte. La mayor parte de la carga que maneja este primario se encuentra alejada de la subestación.

Este primario tiene sectores aéreos como subterráneos, sirve al sector de La Colina y La Paz, el tipo de usuario es residencial comercial tipo B. Toda la Av. González Suárez, parte de la Whimper y Bello Horizonte son usuarios que poseen centros de transformación particulares y por ende alimentación subterránea exclusiva.

La mayor parte del recorrido de este primario tiene secciones con conductores de aleación de aluminio con un predominio de 266 kCM, 4/0 AWG y 2/0 AWG, la mayor parte de la red subterránea tiene conductores de cobre 4 y 6 AWG.

Este primario tiene posibilidad de interconexión con:

- Primario B de la subestación 32, en la intersección de la Av. Orellana y Av. Coruña.
- Primario B de la subestación 12, entre las calles Av. González Suárez y San Ignacio.

Seccionadores del alimentador:

- Calle La Pradera a 30 m de la subestación.
- Intersección de las calles Diego de Almagro Y Whimper
- Intersección de la Av. Coruña y Humbolt.
- Calle Ponce entre la Av. Seis de Diciembre y Pareja.

## **1.8 CONCEPTOS FUNDAMENTALES**

### **1.8.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

Es la parte del sistema eléctrico cuya función es suministrar energía a un gran número de consumidores, sin limitación de voltaje de alimentación u otra restricción técnica de cualquier naturaleza. Una instalación debe satisfacer razonablemente la demanda máxima y funcionar adecuadamente para el resto de condiciones de carga.

### **1.8.2 CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

Los sistemas de distribución se clasifican de acuerdo a la topología de la red y por su forma de instalación.

Topológicamente los sistemas pueden ser: radiales (aquellos que tienen un solo paso simultaneo para la alimentación de la carga); y mallados (aquellos que tienen más de un paso simultaneo para la alimentación de la carga). Por su forma de instalación son aéreos (sistema cuya red esta instalada sobre estructuras de soporte mecánico con aislamiento eléctrico adecuado entre cada fase) y subterráneos (sistema cuya red se encuentra enterrada o en un sistema de canalizaciones con cables aislados adecuadamente).

### **1.8.3 SUBESTACION DE DISTRIBUCION**

Lugar donde se transforma el voltaje de subtransmisión al de distribución primario.

### **1.8.4 SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION**

Conjunto de líneas troncales, ramales, seccionamiento y protecciones que enlaza la subestación de distribución con los transformadores de distribución.

### **1.8.5 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION**

Transformador de reducción del nivel de voltaje primario al voltaje de utilización.

#### **1.8.6 DEMANDA**

Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido. Los intervalos de demanda dependen de la aplicación.

#### **1.8.7 DEMANDA MAXIMA**

Es la mayor demanda ocurrida en un sistema o en parte de éste, durante un período considerado que puede ser, diario, mensual, anual.

#### **1.8.8 FACTOR DE DEMANDA**

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la carga total instalada. La carga total instalada es la suma de todas las potencias de placa instaladas al sistema.

#### **1.8.9 FACTOR DE UTILIZACION**

Es la relacion entre la demanda máxima de un sistema y su capacidad instalada.

#### **1.8.10 CARGA**

Es la potencia eléctrica activa o aparente demandada por los equipos usados por los usuarios y se refleja en la red de diferente manera, dependiendo del tipo de equipo conectado.

### **1.8.11 FACTOR DE CARGA**

Es la relación entre la demanda promedio de un período establecido con respecto a la demanda máxima del mismo período.

### **1.8.12 FACTOR DE DIVERSIFICACION**

Es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de las subdivisiones de un sistema y la máxima demanda del sistema como un todo. El factor de diversidad es usualmente mayor que la unidad y es el inverso del factor de coincidencia.

### **1.8.13 MICROAREA**

Subdivisión del área urbana de un sistema de distribución, con una demanda proyectada que representa una fracción de la demanda máxima prevista por primario.

## **CAPITULO 2**

### **EL PROGRAMA DPA/G<sup>TM</sup>**

#### **2.1 ASPECTOS GENERALES**

El DPA/G<sup>TM</sup> (Distribution Primary Analysis Graphics) es un programa profesional muy versátil que es utilizado para estudios de planeamiento, diseño y operación de sistemas de distribución eléctricos. Considerándose una herramienta muy poderosa la cual usada en forma apropiada y profesional será de gran ayuda para los ingenieros y técnicos que trabajan en el campo de la distribución.

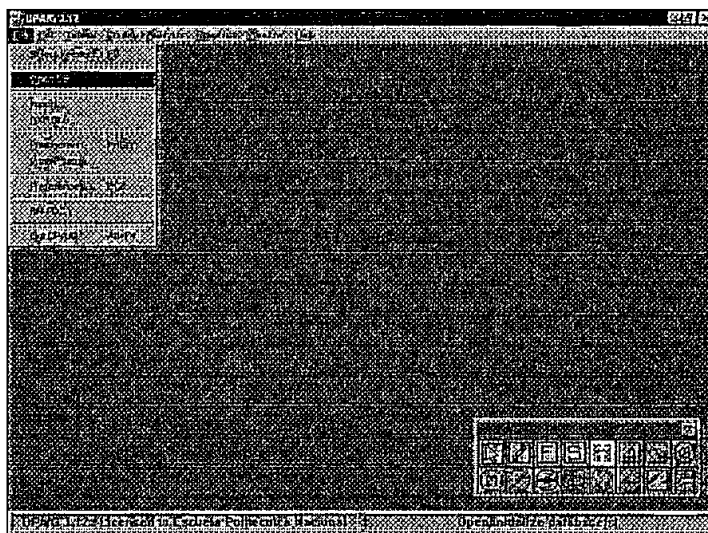
El DPA/G<sup>TM</sup> es un programa que trabaja gráficamente bajo Microsoft Windows; con una base de datos en Lenguaje de Preguntas Estructurado (SQL), la cual contiene información de conductores, reguladores de voltaje, capacitores, seccionadores, equipos de protección, motores, generadores, etc.

Con el programa DPA/G<sup>TM</sup> se puede realizar calculos balanceados y desbalanceados de caída de voltaje, pérdidas, flujo de corriente, carga de los conductores y equipo, corriente de falla y localización óptima de capacitores; también se puede hacer cambios temporales en una red sin que la estructura

original de la red sea alterada.

## 2.2 FORMA DE TRABAJO

Para trabajar en el programa DPA/G<sup>TM</sup> se debe crear una nueva base de datos que trabaje con las unidades del Sistema Internacional, ya que la base original trabaja con el sistema Inglés; el crear una nueva base también sirve de protección para que la base original del programa no sufra daños. La pantalla principal para empezar a trabajar en el DPA/G<sup>TM</sup> se muestra en la Figura 2.1:



**Figura 2.1: Pantalla principal del DPA/G<sup>TM</sup>**

Luego de haber finalizado el trabajo de campo se procede a modelar la red, primeramente se crea la subestación y sus alimentadores respectivos para ingresar la topología de la red con los datos respectivos para cada alimentador como es el factor de potencia, nivel de voltaje y demanda.

A cada sección ingresada se asigna un nombre con el cual se asocia el tipo de conductor, número de conductores, separación entre conductores, longitud de la sección y la carga total de la misma. Para la modelación del sistema se hace

una simplificación del mismo concentrando cargas a una misma sección, es decir, se simplifica la red al ingresar en el computador. El programa considera la carga concentrada en la mitad de la sección, por esto se debe manejar de manera distinta poniendo especial interés en las secciones al final de cada alimentador ya que es la zona donde las caídas de voltaje son mayores y donde más se siente el efecto de las pérdidas. De esta manera se configura el alimentador que será simulado.

### **2.2.1 DISTRIBUCION DE CARGAS**

La distribución de cargas es una función del programa que como su nombre lo indica divide la demanda total del alimentador entre las secciones de ese alimentador en proporción a los kVA conectados o a los kWh por mes. Se puede escoger la opción de distribuir la carga por fase y/o por las demandas del alimentador en las secciones usando las tablas y el método de la REA.

El proceso de distribución de cargas consiste en calcular las pérdidas usando los kVA de las cargas con un voltaje constante para cada sección, luego se procede a comparar esos kVA obtenidos con los kVA dados, si la diferencia se encuentra dentro de los límites de convergencia ya no se realiza más iteraciones y la distribución de carga realizada será la aceptada.

### **2.2.2 ANALISIS BALANCEADO**

En el programa DPA/G<sup>TM</sup> el análisis balanceado calcula las pérdidas, caída de voltaje y carga de líneas. Los datos ingresados a la base se consideran balanceados en las fases. Este análisis se hace tanto para los alimentadores y la subestación computando las pérdidas en cada línea de la sección usando





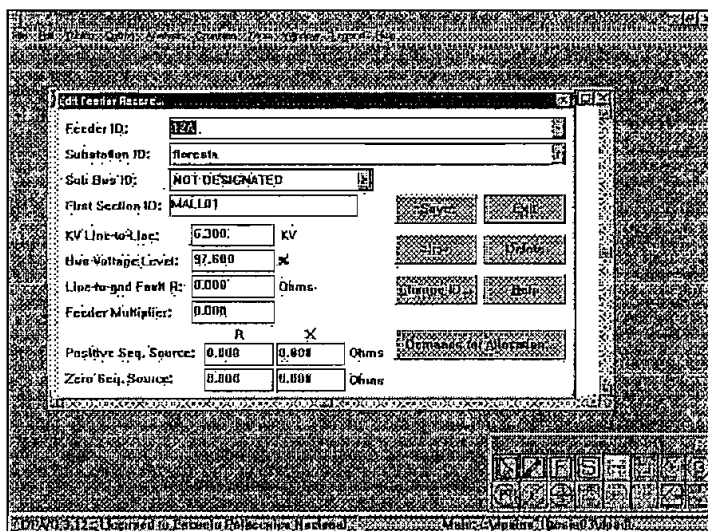


Figura 2.4: Pantalla para crear Alimentadores

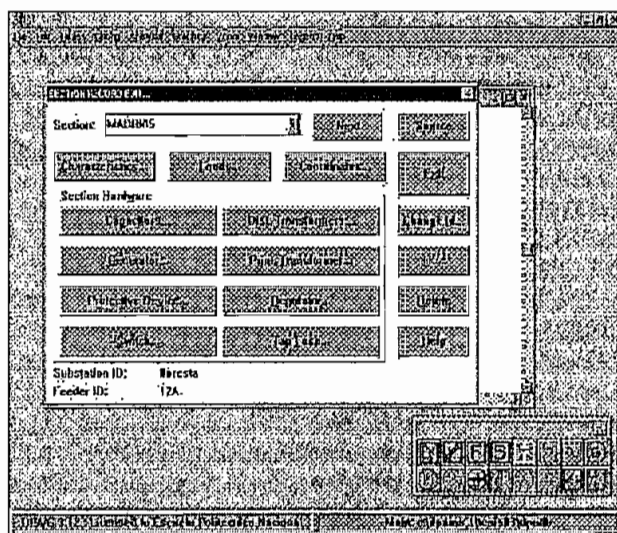
Los datos que se necesitan para el ingreso de un alimentador a la base de datos son los siguientes:

- Nombre del primario (Feeder ID), el cual nos sirve para identificar al primario en el sistema.
- Nombre de la subestación (Substation ID), es el nombre de la subestación que alimenta al primario, en la base de datos hay que relacionar el nombre del primario con la subestación.
- Nombre de la primera sección (First second), con este nombre se establece la conectividad del primario con la subestación.
- Voltaje entre líneas (kV line to line), es el voltaje nominal del alimentador primario en la barra de la subestación.
- Nivel de voltaje de la barra (Bus voltage level), el voltaje real a la hora de la demanda modelada de la barra expresado en una base de 120V, este valor de voltaje entre líneas es usado en los cálculos de las funciones analíticas y para la localización de cargas.

## 2.5 SECCIONES

La base de datos de las secciones contiene toda la información requerida. Una sección se define como la línea que une dos puntos de un alimentador. Para el modelo de distribución, primero son creadas las subestaciones, luego los alimentadores y luego las secciones.

Cuando se crea una sección con la información requerida y el programa pone las demandas en proporción a los kVA conectados o a los kWh por sección, se puede empezar la simulación. El DPA/G está en condiciones de modelar una amplia gama de equipos como transformadores primarios, reguladores, elementos de protección, motores y capacitores. Toda la información sobre estos dispositivos se encuentran en las tablas del programa como se muestra en la Figura 2.5. Las cargas de los equipos son tomadas de las tablas y no se deben ingresar en forma adicional a la base de datos de la sección.



**Figura 2.5: Pantalla para crear Secciones**

Los datos de la sección son una parte fundamental de la modelación de la línea de distribución. Los datos que se deben ingresar en las secciones son

los siguientes:

- Nombre de la sección entre dos puntos del alimentador uno de los cuales se conoce como fuente y el otro como carga.
- Tipo de conductor, que es el calibre del conductor usado en la sección, permitiendo identificar los datos del conductor desde la tabla de conductores del programa.
- Fases, donde se especifican el número y código de fase usados en cada sección.
- Longitud de la sección que se ingresa en metros/1000, el programa multiplica este valor por la impedancia del conductor para tener la impedancia total de la sección.
- KVA conectados totales de los transformadores en cada fase para la sección excluyendo cargas puntuales, este dato es necesario para colocar la demanda en la sección si se trabaja con el método de los kVA.

## **CAPITULO 3**

### **ESTUDIO DE CARGA DEL SISTEMA PRIMARIO**

#### **3.1 METODOLOGIA Y MODELACION**

Con la actualización de cada uno de los primarios involucrados se procedió a ingresar la información en el programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>, los mismos que se dividen en secciones, requisito del programa; estas secciones se las obtuvo dividiendo los primarios de acuerdo a criterios de cambio de calibre de conductores, carga instalada, equipos de seccionamiento, derivaciones de red. A cada sección se le ha asignado un nombre de acuerdo a la calle que corresponden. Los datos que fueron ingresados son las capacidades de cada uno de los transformadores, camaras existentes, distancias, tipos de cable, tipo de configuración y principalmente el esquema de cada uno de estos primarios.

La modelación en el programa se hace bajo la condición de demanda máxima, valor que se obtiene con datos de voltaje y corriente de los primarios. Las lecturas de las corrientes instantáneas de los primarios en las barras de la subestación fueron tomadas cada 15 minutos durante la semana del 17 al 23 de noviembre de 1997. Datos proporcionados por el Departamento de Despacho de la Empresa Eléctrica Quito y del Proyecto de Reducción de Pérdidas de Energía OLADE-E.E.Q.S.A. Dichos datos se muestran en el

Anexo 1. De los datos de corriente se obtiene la potencia instantánea la misma que se aproxima a la demanda en un tiempo promediado debido a que los intervalos de medición son pequeños. La demanda fue calculada con la siguiente expresión:

$$S = \sqrt{3} * V * I$$

Los valores de demanda máxima, factor de potencia y voltaje a nivel de la subestación utilizados para la modelación de los primarios se muestran en la siguiente Tabla 3.1:

Primario	D.max (MVA)	Fp(%)	VS/E(%)
12A	3.75	0.96	97.6
12B	2.87	0.95	97.6
12D	0.97	0.97	97.6
24E	4.17	0.95	97.6

**Tabla 3.1: Características técnicas de los primarios a modelar en el DPA/G™**

Los resultados de las corridas del programa computacional se muestran en el Anexo 2. Con estos datos se determinan las condiciones de operación de cada uno de los primarios y del sistema en conjunto.

## **3.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DEL AREA**

### **3.2.1 PRIMARIO 12A**

El primario 12A se modeló con una demanda máxima de 3.75 MVA, con un factor de potencia del 96% y un voltaje de subestación de 6.150 V que corresponde al 97.6% del voltaje nominal del sistema (6.300 V).

De los resultados obtenidos de las corridas del DPA/G<sup>TM</sup> (Anexo 2) se determina la máxima caída de voltaje en la sección CATO11, sección que se encuentra ubicada entre las calles Isabel La Católica y Mena Caamaño, con un 2.47%; en la Tabla 3.2 se muestran las secciones que presentan mayores caídas de voltaje:

Secciones con mayor caída de voltaje	
CATO11	2.5%
CATO10	2.5%
CATO08	2.4%
CATO09	2.4%

**Tabla 3.2: Secciones con mayor caída de voltaje**

La carga de los conductores es considerable en ciertas secciones, estas secciones se muestran en la Tabla 3.3. La sección MALL01 que se encuentra ubicada en las calles Mallorca y Vizcaya, con un conductor 266 kCM tiene el mayor porcentaje de carga, un 83.9%; es la sección que más cerca se encuentra de la subestación.

Secciones con mayores porcentajes de carga		
Sección	%	Calibre
MALL01	83.9	266AA
MALL02	79.4	266AA
MALL03	78.6	266AA

**Tabla 3.3: Secciones con mayor carga en los conductores**

La Tabla 3.4 nos muestra las secciones con mayores pérdidas resistivas, estas secciones son las que se encuentran más cerca de la subestación, es decir, con las que se inicia el recorrido de cada primario debido a que por estas se transmite toda la energía que se distribuye por los ramales.

Secciones con mayores pérdidas resistivas	
MALL01	10.3kW
MADRI09	8.7kW
MADRI07	5.3kW

**Tabla 3.4: Secciones con mayores pérdidas resistivas**

### 3.2.2 PRIMARIO 12B

Para la modelación del primario 12B se consideró la potencia máxima de 2.87 MVA, un factor de potencia del 95% y un voltaje de subestación de 6.150 V, es decir, el 97.6% del voltaje nominal del sistema (6.300 V).

En la Tabla 3.5 se muestran las secciones con mayores caídas de voltaje, cada uno de estos resultados se obtuvo de las corridas del programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>; en la sección rama 16, que se encuentra ubicada en el sector periférico de Guápulo en la prolongación de la calle Fco Compte, se tiene la máxima caída de voltaje con un porcentaje de 2.89%.

Secciones con mayor caída de voltaje	
rama16	2.9%
rama15	2.9%
rama13	2.9%
rama9	2.8%

**Tabla 3.5: Secciones con mayor caída de voltaje**

En la Tabla 3.6 se muestran las secciones con mayor porcentaje de carga, la sección doceoctu, que se encuentra ubicada entre las avenidas Doce de Octubre y Colón, y con un calibre de 4/0 AWG tiene el mayor porcentaje de carga del 46.7%.



Secciones con mayores porcentajes de cargas		
Sección	%	Calibre
doceoctu	46.7	4/0AA
doceoctu1	45.5	4/0AA
salcoruña	44	477AA

**Tabla 3.6: Secciones con mayor carga en los conductores**

Las secciones con mayores pérdidas resistivas se muestran en la Tabla 3.7, la sección que inicia el recorrido del primario registra la mayor pérdida resistiva esta es la salcoruña que se ubica en las calles Mallorca y Coruña, como se estableció anteriormente esto sucede porque estas secciones se encargan de transmitir toda la energía hacia los ramales de los primarios.

Secciones con mayores pérdidas resistivas	
salcoruña	5.7kW
salazar	4.1kW
doceoctu	2.4kW

**Tabla 3.7: Secciones con mayores pérdidas resistivas**

### 3.2.3 PRIMARIO 12D

Los datos que se usaron para la modelación del primario 12D son una potencia máxima de 0.97 MVA, un factor de potencia del 97% y un voltaje de

subestación de 6.150 V que corresponde al 97.6% del voltaje nominal del sistema (6.300 V).

Los resultados obtenidos del DPA/G<sup>TM</sup> (Anexo 2), nos permiten apreciar la máxima caída de voltaje en la sección CORD16 la misma que se ubica entre las calles Isabel La Católica y Andalucía con un porcentaje de 0.81%, en la Tabla 3.8 se muestran estas secciones.

Secciones con mayor caída de voltaje	
CORD16	0.81%
CORD12	0.8%
ALMA04	0.8%
PINTO01	0.8%

**Tabla 3.8: Secciones con mayor caída de voltaje**

La carga de los conductores se obtiene de las corridas del programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>, la sección con mayor carga es la VIZ01 que se encuentra ubicada en las calles Vizcaya y Lugo con 21.7% y con un calibre en el conductor de 266 kCM, un resumen de estas secciones se muestran en la Tabla 3.9.

Secciones con mayores porcentajes de carga		
Sección	%	Calibre
VIZ01	21.7	266AA
VIZ02	21.4	266AA
CORD01	21.1	266AA

**Tabla 3.9: Secciones con mayor carga en los conductores**

En los resultados de la modelación digital de los primarios se observan las secciones con mayores pérdidas resistivas, la sección que registra una mayor pérdida es la VIZ02 que se encuentra entre las calles Vizcaya y Mallorca, sección que da inicio al recorrido del primario, en la Tabla 3.10 se muestran estos datos.

Secciones con mayores pérdidas resistivas	
VIZ02	1.7kW
CORD03	0.4kW
CORD04	0.3kW

**Tabla 3.10: Secciones con mayores pérdidas resistivas**

### 3.2.4 PRIMARIO 24E

La potencia máxima con la que trabajamos para la modelación del primario

24E es de 4.17 MVA, con un factor de potencia del 95% y un voltaje de subestación de 6.150 V que corresponde al 97.6% del voltaje nominal del sistema (6.300 V).

En la Tabla 3.11 se muestran las secciones con mayor caída de voltaje, resultados obtenidos de las corridas del DPA/G<sup>TM</sup>, la máxima caída de voltaje se observa en la sección GONZA18 con un porcentaje de 6.21%, la misma que se ubica entre las calles Bejarano y Avenida González Suárez.

Secciones con mayor caída de voltaje	
GONZA18	6.2%
GONZA16	6.2%
GONZA10	6.2%
GONZA15	6.2%

**Tabla 3.11: Secciones con mayores caídas de voltaje**

De los resultados obtenidos en las corridas del programa computacional se observaron secciones que se encuentran más cargadas que otras tal es el caso de la sección SEIS02, ubicada entre las calles Alpallana y Avenida Seis de Diciembre, donde se observa una carga del 108.4%, datos que se muestran en la Tabla 3.12.

Secciones con mayores porcentajes de carga		
Sección	%	Calibre
SEIS02	108.4	4/0AA
SEIS03	108.4	4/0AA
SEIS04	108	4/0AA

**Tabla 3.12: Secciones con mayor carga en los conductores**

Las secciones con mayores pérdidas resistivas se muestran en la Tabla 3.13 tal es el caso de la sección PRADE04 que se ubica entre las calles Pradera y San Salvador, secciones que tienen estas pérdidas por encontrarse en el primer recorrido de la red.

Secciones con mayores pérdidas resistivas	
PRADE04	46.8kW
SEIS01	18.5kW
SEIS04	9.1kW

**Tabla 3.13: Secciones con mayores pérdidas resistivas**

### 3.3 DEMANDAS POR MICROAREA

En el planeamiento de un sistema de distribución se utiliza la distribución de cargas por áreas, en nuestro caso son las microáreas; los centros de gravedad de la carga, mapas de carga, así facilitando el dimensionamiento de los

elementos que conforman la red.

Para definir la división por microáreas del área de estudio se utilizó información de las coordenadas geográficas universales obtenidas de los Planos del Instituto Geográfico Militar (IGM). Del área de cobertura de la subestación N°12 se escogió un sector determinado que cubra la totalidad del área y sus alrededores con el fin de proceder a la división de microáreas.

Para obtener las microáreas como se señaló anteriormente se hizo coincidir los ejes de las coordenadas geográficas universales con la esquina inferior izquierda de la microárea B1; de esta manera se realizó divisiones de 333 m en el eje horizontal y trazando paralelas en el eje vertical se obtuvieron las microáreas del sector seleccionado, para un mejor entendimiento el eje horizontal se les asignó números y letras al eje vertical. Así se facilita la identificación de las microáreas; la carga instalada, la densidad de carga y los primarios que influyen en esta área. En la Figura 3.1 se puede observar las microáreas del área de estudio.

El sector que se dividió en microáreas y se designó como el área de estudio tiene los siguientes límites:

Norte: Avenida León Larrea, Sector de Guápulo

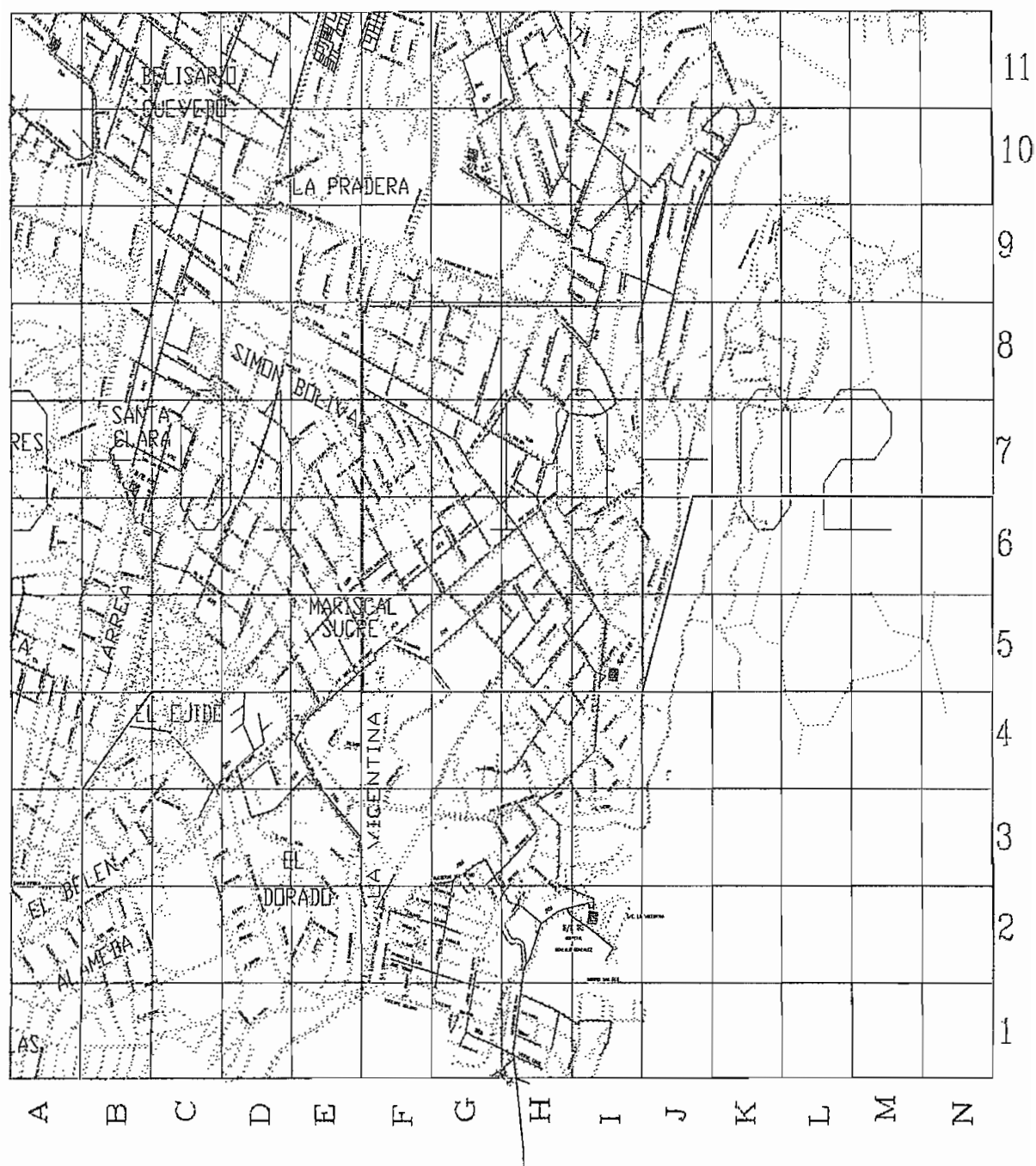
Sur: Calle Diego de Almagro

Este: Avenida Coruña

Oeste: Avenida Orellana

En el Anexo 2 se muestran las corridas obtenidas en el programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>, con estos resultados se procedió a clasificar y asignar a cada microárea la sección de primario respectiva, obteniendo así la demanda de cada microárea como una suma de las demandas de cada

Figura 3.1 : Area de Estudio



sección que interviene en está. En la Figura 3.2 se muestran estos datos.

11			119 114	167 160		221 212			
10		14 14	406 390	692 664	611 587	579 555	58 556		
9			4.3 14	315 302	709 678	237 220	64 60	86 81	
8	81 79			187 179	202 187	60 55	97 90		
7	430 418	236 228	28 26	579 536	938 871	93 86			
6	231 223	490 471	967 909	47 43	21 20	54 50	1.2 1.2	0.6 0.6	
5	111 107	210 201	517 497	177 167	25 23	2.8 2.7	2.2 2.1	1.5 1.5	2.7 2.6
4	196 188	364 350	345 331	491 471	6.9 6.3	0.9 0.9		7.5 7.1	8.3 7.8
3				5.3 5	2.9 2.7	7.1 6.8		6.4 6	3.2 3
2						1.2 1.2		10 10	2.1 2
1									
	F	G	H	I	J	K	L	M	N

Figura 3.2: Microáreas con potencia instalada y demanda del área de estudio

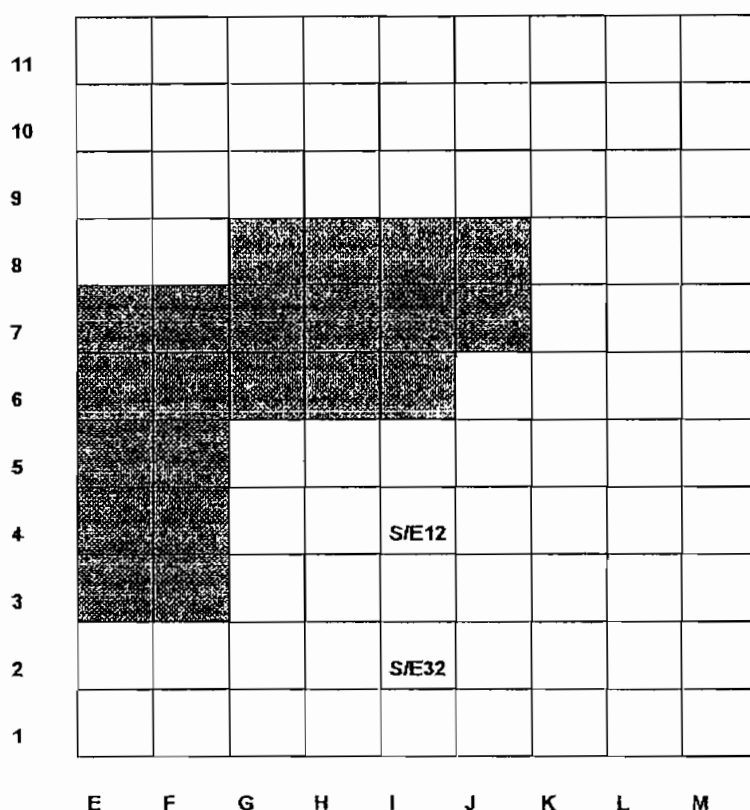
\* Potencia instalada en kVA

\* Demanda en kW

### 3.4 ANALISIS DE MICROAREAS

Al analizar las microáreas se observa que en el área de estudio existen sectores con alta densidad de carga (microáreas opacas), que representan sectores tipo A, residencial - comercial tales como la Av. González Suárez, Av. Colón, El Girón. Los sectores con baja densidad de carga (microáreas blancas) y corresponde a sectores residenciales tipo B, se ubican en sectores como La Floresta, Guápulo. La Figura 3.3 nos muestra los sectores con baja y alta densidad de carga.





**Figura 3.3 Sectores de alta y baja densidad de carga**

Las subestaciones N°12 y N°32 se ubican en microáreas con baja densidad de carga, abasteciendo a microáreas con alta densidad de carga. Los resultados obtenidos nos llevan a concluir que a demanda máxima los transformadores no son aprovechados en toda su capacidad.

### 3.5 DETERMINACION DE LA NUEVA AREA DE ESTUDIO

Para determinar la nueva área de estudio nos ayudaremos encontrando el centro de gravedad de las cargas; para el estudio de remodelación del suministro de energía de un sector es necesario conocer toda la información referente a los primarios como transformadores instalados, demandas de los

mismos, y un conocimiento físico real del sector, así se procede a delimitar el área.

Al determinar el centro de gravedad este puede coincidir con lugares que no sean adecuados para la instalación de equipos que conforman la subestación, no siempre es posible que este centro coincida con la ubicación de la subestación.

Las coordenadas de los centros de cargas de acuerdo a los fundamentos de la Mecánica Teórica vienen dadas por la siguiente expresión:

$$CQ = \sum Q(i) \cdot P(i)(x,y) / Q_T$$

Siendo:

$Q(i)$  = Demanda en la cuadrícula  $i$

$P(i)(x,y)$  = Vector posición de la demanda

$Q_T$  = Demanda total del área propuesta

Una vez asignada a cada microárea las demandas y conociendo físicamente la cobertura de los primarios de las subestaciones se puede delimitar un área que sea adecuada para el abastecimiento de energía teniendo presente el centro de carga el mismo que se ubicará en las proximidades de la subestación.

Calculado el centro de carga y habiendo recorrido físicamente el sector se propone la nueva área de estudio la cual se muestra en la Figura 3.4. El centro de carga no es coincidente con el lugar que actualmente ocupa la subestación debido a que las cargas importantes se encuentran ubicadas al Sur de la misma, se prevee que exista un crecimiento hacia el sector norte de la

subestación principalmente el sector de Guápulo lo que haría que el centro de gravedad de la carga cada vez se aproxime a coincidir con la ubicación de subestación en la nueva área de estudio.

11								
10								
9					709 678	237 220	64 60	86 81
8				187 179	202 187	60 55	97 90	
7		236 228	28 26	579 536	938 871	93 86		
6		490 471	967 909	47 43				
5		210 201	517 497	177 167				
4								
3								
2								
1								
	F	G	H	I	J	K	L	M

Figura 3.4: Nueva Área de estudio

En el presente estudio de asignación de la nueva área de estudio se ha considerado la salida de operación de la subestación N°12 y el mantenimiento de la misma para casos de emergencia; por razones que se exponen a continuación:

En la Tabla 3.14 se resumen los datos de demanda en el área de la subestación N°12 y la inclusión de la Av. González Suárez. La subestación N°12 tiene un transformador con capacidad máxima de carga de 10 MVA, al incluir el primario 24E excedemos la capacidad de la subestación; para solucionar este inconveniente se plantea crear un primario a 23 kV alimentado

desde la subestación 32; como antecedente se sabe que la subestación 32 tiene dos transformadores con capacidad máxima total de 20 MVA cada uno, (46 kV/6.3 kV) y que actualmente la carga conectada es de 13.5 MVA, es decir, en funcionamiento solo se mantiene un transformador.

	DEMANDA ( kW)	DEMANDA ( kVA)
Area de la S/E 12	7023,1	7415,03
Area de la S/E 12 incluida la Av. González Suárez	10841,1	11392,97

**Tabla 3.14: Datos de Demanda y Potencia de área de estudio**

Si consideramos crear el primario a 23 kV sin el primario 24E, se tiene una capacidad total a ser instalada desde la subestación N°32 de 20,92 MVA, es decir, 21 MVA, justificando el ingreso a funcionar del transformador de 25 MVA (46 kV./6.3 kV); si incluyéramos al primario 24E la capacidad total a instalarse será de 24,89 MVA, es decir, 25 MVA; razón que justificaría la creación de este primario. Al considerar el ingreso del primario 24E como primario a 23 kV se presentarían problemas; un sistema poco confiable debido a la distancia existente desde la carga a la subestación razón por la cual se descarta esta posibilidad. En la Tabla 3.15 se resume cada uno de estos datos.

Razones por las cuales se plantea reconfigurar los primarios de la subestación N°12 creando primarios a 23 kV alimentados desde la subestación N°32, con esto se considera mejorar las condiciones de operación de cada uno de los primarios involucrados.

	CARGA TOTAL(MVA)
Area de la S/E 12	7,4
Area de la S/E 12 incluída la Av. González Suárez	11,4
Area de la S/E 32	13,5
Area de la S/E 12 y la S/E 32	21
Area de la S/E 12 y S/E 32 incluída la Av. González Suaréz	25

**Tabla 3.15: Carga total de las subestaciones con inclusión de primarios**

El primario 24E se plantea reconfigurarlo de tal manera que la carga se concentre lo más cerca posible a la subestación, claro esta, manteniendo el esquema en su mayoría; se han creado secciones que ayudan para que la carga se encuentre más cerca de la subestación, para así reducir las pérdidas que generan las caídas de voltaje altas, las mejoras se prueban con el programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>.

En la Figura 3.5 se muestra un esquema a grosso modo del primario 24E antes del cambio y luego del mismo.

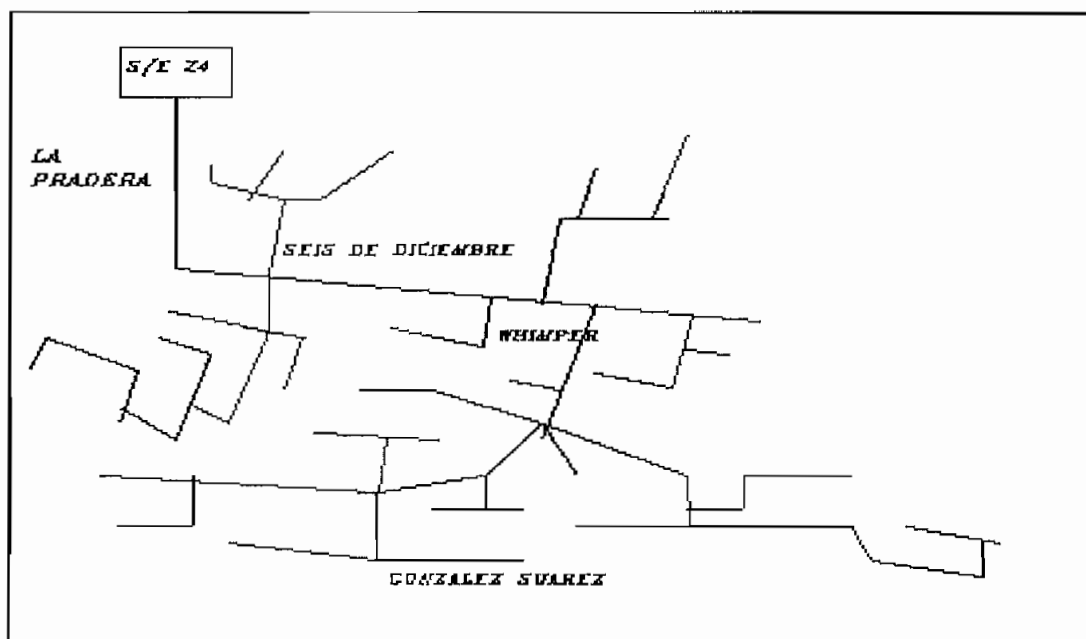
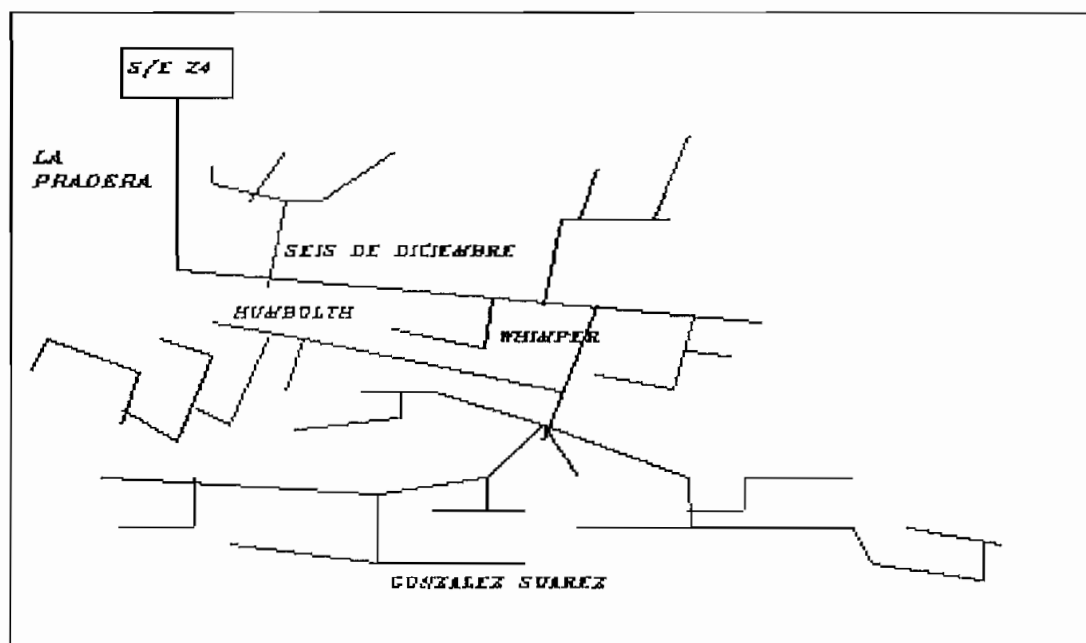


Figura 3.5: Esquema del primario 24 E. Antes y después del cambio.

Cada uno de los cambios realizados en la Figura 3.5 se resumen en la Tabla 3.16.

Nombre de Sección	Antes	Después
PRADE01	266AA	366AA
PRADE02	266AA	366AA
PRADE04	266AA	366AA
SEISO1	266AA	366AA
SEISO2	266AA	366AA
SEISO3	4/0AA	366AA
SEISO4	4/0AA	366AA
SEISO5	4/0AA	366 <sup>a</sup> A
SEISO6	4/0AA	366AA
SEISO7	4/0AA	366AA
SEISO8	4/0AA	366AA
SEISO9	4/0AA	366AA
SEIS10	4/0AA	366AA
SEIS11	4/0AA	366AA
SEIS12	4/0AA	366AA

**Tabla 3.16: Secciones cambiadas de tipo de conductor**

Nombre de Sección	Fases	Tipo de Conductor	Union
RIVET07''	Trifásica	4 AWG de cobre	Seis de diciembre y Rivet
HUMB09	Trifásica	2AWG de cobre	NOVO entre Coruña y Whimper
GONZA13	Trifásica	2AWG de cobre	Caamaño y Coruña

**Tabla 3.17: Secciones creadas para mejorar condiciones de operación**

En el Anexo 4 se muestran las nuevas corridas del primario 24E en las cuales se verifica con los cambios realizados que se ha reducido la caída de voltaje de 6.21% a 3.75% en un porcentaje promedio de 2.46%. El mejoramiento de las condiciones de operación de este primario se logra reconfigurándolo, es decir, haciendo que la carga sea concentrada y evitando que la distancia entre la subestación y la carga sea grande.



## **CAPITULO 4**

### **INCORPORACION DE OTRO VOLTAJE AL SISTEMA PRIMARIO**

#### **4.1 CONSIDERACIONES PARA LA INCORPORACION DE OTRO VOLTAJE**

El cambio de voltaje de un sistema se lo realiza con el fin de transportar mayor cantidad de energía con mejores condiciones de operación en beneficio de los usuarios para así mejorar el servicio. Para la incorporación del nuevo voltaje se ha considerado la topología de la red (radial y/o malla) y su forma de instalación (aérea y/o subterránea) existente para la realización de los cambios necesarios; todos estos cambios implicarán costos tanto de equipos a instalarse como de energía no vendida durante las suspensiones de servicio necesarias para la realización del trabajo.

Se consideran dos planteamientos para la incorporación del otro voltaje al sistema de distribución:

- La construcción total de una nueva red de distribución, es decir, la remodelación de los primarios (modificando la topología de la red donde sea necesario) y reubicación de los transformadores y cámaras, con esto se lograría corregir fallas iniciales desde el ingreso de la subestación a brindar servicio a los usuarios, de acuerdo a las condiciones de la carga requeridas por los mismos; es decir, considerando que la carga no se encuentre muy alejada del centro de carga. En esta alternativa no existirá

interrupción del servicio durante la construcción de la red será de un mínimo de tiempo durante la conexión de la nueva red así no habrá costos por energía no vendida elevados. La desventaja de esta posibilidad es su alto costo de inversión en los nuevos equipos a instalarse ya que el nuevo nivel de voltaje implica un cambio total debido a los niveles de aislamiento, distancia geométrica entre cables, transformadores de distribución, etc.

- La realización de un estudio técnico – económico de ingeniería de distribución que nos permita optimizar los recursos existentes, es decir, realizar la incorporación de otro voltaje en sectores necesarios y manteniendo el voltaje anterior con ayuda de transformadores primarios, manteniendo la topología de la red existente por sectores al igual que los transformadores de distribución y cámaras. Los trabajos de remodelación en la red aérea son mucho más fáciles debido a que se puede utilizar el mismo conductor y algunos elementos que conforman la red como postes, claro está que se tendría que aumentar las distancias de separación entre líneas a fin de tener la distancia de aislamiento adecuada para el nuevo voltaje del sistema. Para el caso de la red subterránea el cambio de voltaje es más difícil por la construcción de ductos para la instalación de nuevos conductores que tengan el aislamiento adecuado para el nuevo nivel de voltaje. El costo de inversión es superior a un sistema aéreo ya que prácticamente hay que reemplazar todos los elementos que conforman la red subterránea.

Para la realización de este estudio se ha considerado la segunda alternativa como la óptima y más económica.

En la actualidad el Departamento de Remodelación de Redes y Cambio de Voltaje de la Empresa Eléctrica se encuentra realizando cambios de este tipo de cambio en sectores periféricos de la ciudad, con la renovación total de

todos los elementos de transformación, seccionamiento, sujeción y fijación, debido a que la mayoría de redes son nuevas.

Un punto importante a considerarse en la remodelación de redes es la posesión de los transformadores de distribución, es decir, existe la negativa por parte del usuario de realizar una nueva inversión en adquirir un nuevo centro de transformación que se ajuste al nuevo nivel de voltaje, en el caso de las cámaras de transformación la situación es más complicada debido a que el usuario adquirió el centro de transformación y paga un valor anual por su mantenimiento.

La Empresa Eléctrica Quito realiza el control e identificación de los transformadores de distribución mediante asignación alfanumérica, es decir, los enumeran de acuerdo a su instalación con una letra final que representa a quien pertenece (E de empresa, C de cliente, P de particular). Para el caso de las cámaras de transformación la nominación es diferente, así; Cámara Empresa, Cámara Cliente – Empresa y Cámara Cliente, a pesar de existir esta diferenciación la empresa considera tener autoridad de decisión para cambiar en el caso de mejoras de servicio eléctrico; pero en la realidad no sucede lo expuesto por diferencias entre usuarios y empresa.

#### **4.3 CAMBIO DE VOLTAJE DE 6.3 kV A 23kV.**

Para el cambio de nivel de voltaje se ha establecido en primera instancia el área de estudio como se muestra en la Figura 3.4 considerando aspectos como la confiabilidad, expansión y operación del sistema basados fundamentalmente en los resultados obtenidos de la modelación en el programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>.

La primera consideración es la topología de los primarios existentes, los

cambios se facilitarían si la red fuera en su totalidad radial teniendo siempre como objetivo principal la optimización de la infraestructura y material existente.

Al analizar la red primaria existente en la nueva área de cobertura de la subestación se establecen áreas definidas, un área servida mediante la red primaria aérea con transformadores de distribución pertenecientes a la E.E.Q.S.A. por lo que se plantea la posibilidad de realizar el cambio de voltaje a 23 kV con los criterios descritos anteriormente. Las microáreas que se sugieren en el presente estudio para el cambio total de voltaje a 23kV se muestran en la Figura 4.1, al igual que el área que se mantendrá a 6,3 kV servida con transformadores primarios.

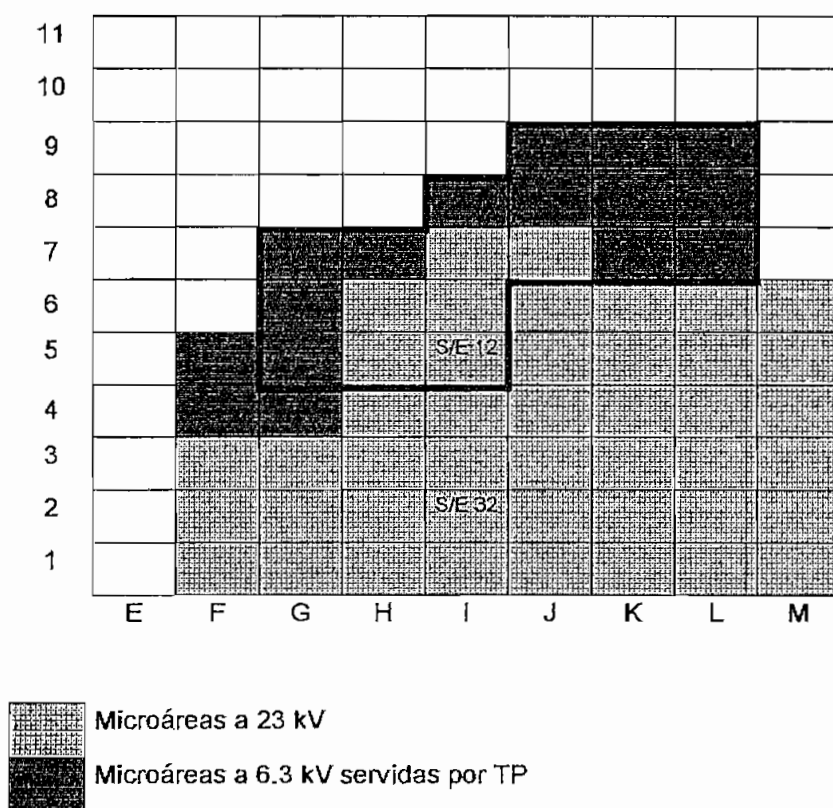


Figura 4.1: Microáreas a 6.3 kV y 23 kV.

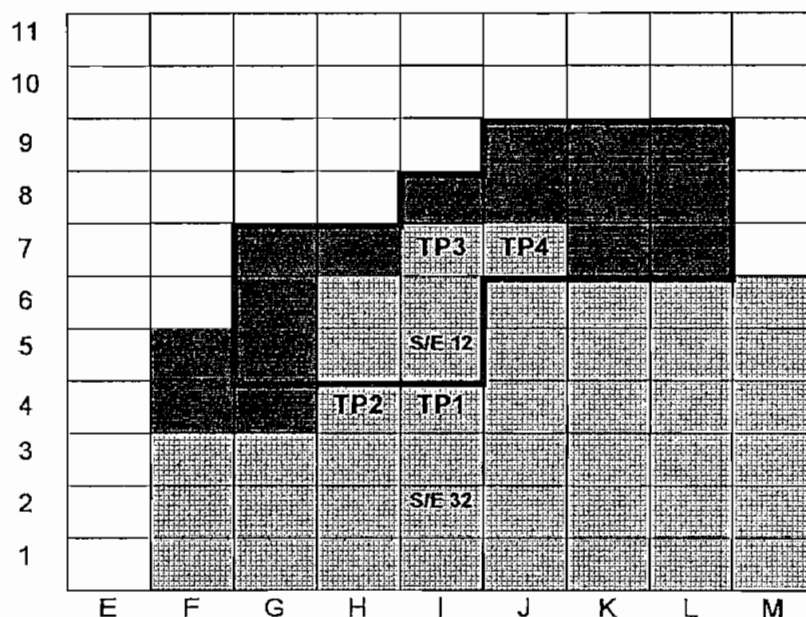
Con el cambio de nivel de voltaje a 23 kV en el área establecida estamos permitiendo a los primarios de la subestación transmitir una mayor cantidad de energía y por ende abarcar mayor área de cobertura de la subestación.

#### **4.3 INCORPORACION Y UBICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES PRIMARIOS.**

Los transformadores primarios serán alimentados a 23 kV y de su secundario se alimentará la red existente a 6.3 kV.

Las características técnicas y dimensiones de los transformadores primarios que se emplearon para la realización del estudio fueron proporcionadas ECUATRAN, características que fueron utilizadas para la modelación en el programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>. En el Anexo 5 se muestran las características técnicas de estos transformadores. Se debe aclarar que este tipo de transformadores se encuentra en el mercado nacional bajo pedido.

Los recorridos de los primarios existentes y la ubicación geográfica del sector nos ha permitido escoger lugares adecuados en los que se podrían instalar los equipos necesarios para nuestro estudio. Se detalla a continuación la ubicación y capacidad de cada uno de los transformadores primarios a colocarse de acuerdo a la Figura 4.2.



**Figura 4.2:** Ubicación de los transformadores primarios

Las capacidades de los transformadores primarios fueron previamente establecidas de acuerdo a las cargas existentes en las secciones asignadas a cada uno de éstos en el programa computacional DPA/G<sup>TM</sup>. Los datos sobre las secciones de las microáreas que corresponden a cada transformador primario se muestran en la Tala 4.1 y sus resultados se pueden verificar en el Anexo 6 en las corridas obtenidas del programa computacional.

TRANSFORMADORES PRIMARIOS	MICROAREAS	CAPACIDAD POR MICROAREA (kVA)	CAPACIDAD DEL TRAFEO PRIMARIO (MVA)
TP1	I4	516.94	1.25
	G5	209.61	
	G6	490.08	
	G7	236.18	
TP2	H4	966.88	1.25
	I5	176.83	
	I6	46.61	
TP3	J7	938.2	1.5
	L7	31.25	
	L8	97.01	
	K7	93.23	
	K8	60.1	
TP4	J9	709.2	1.25
	J8	202.21	
	K9	237.2	
	L9	64.65	
	M9	86.75	

**Tabla 4.1: Capacidades de transformadores primarios**

La ubicación de los transformadores primarios se indican a continuación al igual que sus capacidades.

TP1, con una capacidad de acuerdo al estudio de la densidad de carga de 1.25 MVA, con una ubicación en las calles Toledo y Madrid esquina, Edificio Coloma Román el cual posee una amplia cámara de transformación en el subsuelo del mismo de la cual se derivan circuitos subterráneos a 6.3 kV.

TP2, con una capacidad de 1.25 MVA obtenida del análisis de demanda de carga, ubicado en la intersección de las calles Luis Cordero y Andalucía,

Edificio Elite el mismo que tiene una cámara de transformación con espacio suficiente para la instalación del transformador primario.

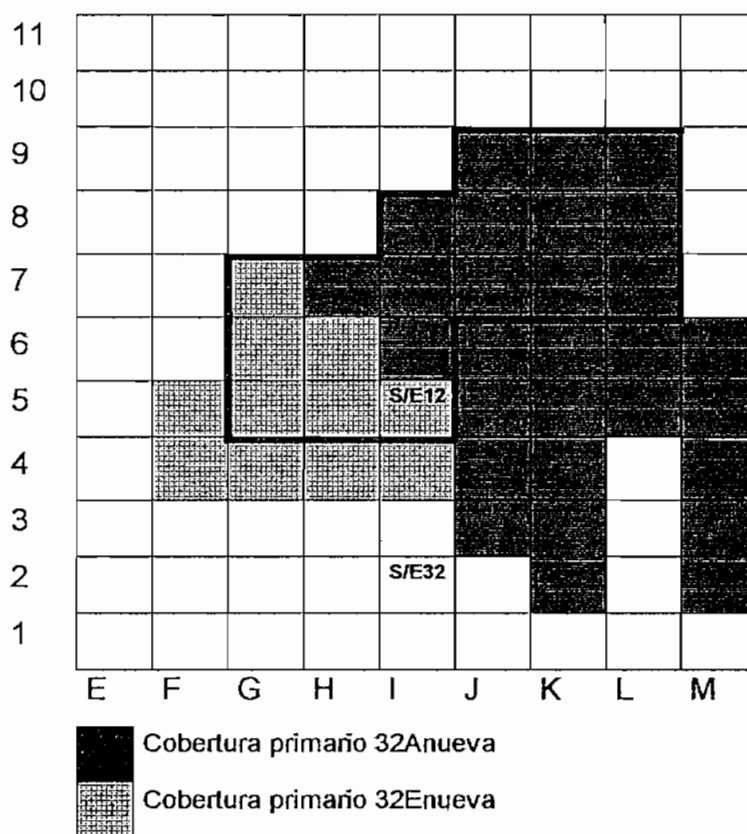
TP3, con una capacidad de 1.5 MVA ubicado en la intersección de la Av. Doce de Octubre y Av. Coruña Edificio Artigas, para la instalación del mismo se proyecta la ampliación de la cámara existente en el interior del edificio.

TP4, con una capacidad de 1.25 MVA con una ubicación en las calles San Ignacio y Guerrero Edificio Bello Horizonte, la misma que se instalará junto a la Cámara Empresa-Cliente existente en el edificio.

#### **4.4 CONFIGURACION DE LOS NUEVOS PRIMARIOS.**

Las subestaciones de distribución generalmente tienen primarios radiales con posibilidad de realizar interconexiones con otros primarios de la misma o de otras subestaciones y con áreas de servicio definidas y específicas, razón por la cual se ha propuesto la creación de dos nuevos primarios llamados 32A nueva y 32E nueva los mismos que serán alimentados por la subestación N°32 (10 Nueva), quedando la subestación N°12 como reserva para casos emergentes como se había planteado anteriormente. En la Figura 4.3 se muestran las microáreas que serán abastecidas por cada uno de los primarios creados para este estudio.





**Figura 4.3: Cobertura de nuevos primarios.**

Con esta nueva configuración los primarios abastecen una demanda obtenida de la configuración óptima mediante la modelación digital, resultados que se muestran en el Anexo 6. El primario 32Anueva tiene una demanda de 4.73 MVA con una alta densidad de carga ha pesar de tener una pequeña área de cobertura y el 32Enueva con una demanda de 2.87MVA cubriendo gran porcentaje de la nueva área de cobertura de la subestación, este primario tiene en su gran mayoría cargas dispersas de características rurales en casi todo el sector de Guápulo, sector que en un futuro cercano experimentará un crecimiento considerable asegurando de esta manera la nueva configuración.

## 4.5 RECORRIDO DE LOS NUEVOS PRIMARIOS.

### 4.5.1 PRIMARIO 32Anueva

El recorrido del primario 32Anueva comienza a partir del seccionador ubicado en el redondel de la Madrid y Coruña, el mismo que proviene del primario 32AN que ya se encuentra a 23kV<sup>4</sup>.

En el recorrido del primario 32Anueva se observa la misma configuración del primario 12A con variantes que incluyen la conexión en sectores determinados del primario 12D, estos puntos de conexión se detallan a continuación:

- Conexión del seccionador de la red del primario 12A ubicado en las calles Lugo y Vizcaya con parte de la red del primario 12D que corresponde a una carga de 50 kVA.
- Conexión del seccionador del primario 12D ubicado en las calles Cordero y Toledo con parte de la red del primario 12A, al cual ingresa una carga de 210 kVA.
- Conexión del seccionador de la red del primario 12A ubicado en las calles Isabel La Católica y Cordero con parte de la red del primario 12D que corresponde a una carga de 550 kVA.
- Conexión del seccionador del primario 12D ubicado en las calles Doce de Octubre y Cordero con parte de la red del primario 12A que corresponde a una carga total de 200 kVA.
- Conexión del seccionador de la red del primario 12A ubicado en las calles Tamayo y Cordero con parte de la red del primario 12D que corresponde a una carga de 310 kVA.
- Conexión del seccionador de la red del primario 12A ubicado en las calles Plaza y Cordero con parte de la red del primario 12D que corresponde a red que se extiende hasta la seis de Diciembre y luego se interconecta con

el sector de la Diego de Almagro.

#### **4.5.2 PRIMARIO 32Enueva**

El primario 32Enueva inicia su recorrido a partir del seccionador ubicado en las calles Coruña y Mallorca proveniente del primario 32EN a 23 kV. El recorrido del primario 12B corresponde en su totalidad al recorrido del nuevo primario 32Enueva, razón por la cual existe un solo punto de interconexión.

### **4.6 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS NUEVOS PRIMARIOS**

#### **4.6.1 PRIMARIO 32Anueva**

El nuevo primario 32Anueva se modelo con una demanda de 4.73 MVA, un factor de potencia del 96% y un voltaje de subestación de 22252.8 V.

En los resultados obtenidos del programa DPA/G<sup>TM</sup> se puede apreciar la máxima caída de voltaje en la sección TAMA12 ubicada entre las calles Tamayo y Luis Cordero con 3.5%, en la Tabla 4.2 se muestran las secciones que presentan mayores caídas de voltaje, con estos datos se puede verificar la diferencia en el porcentaje de caídas de voltaje en los nuevos primarios al igual que la cargabilidad de los conductores (Tabla 4.3), estableciéndose de esta manera las condiciones de operación.

Secciones con mayores caídas de voltajes	
TAMA12	3.5%
TAMA07	3.5%
DOCE03	3.5%
DOCE04	3.5%

**Tabla 4.2: Secciones con mayores caídas de voltaje**

Secciones con mayores porcentajes de carga		
Sección	%	Calibre
MALL01	73	477AA
MALL02	67.3	477AA
MALL03	66.3	477AA
MALL04	65.2	477AA

**Tabla 4.3: Secciones con mayor carga en los conductores**

En la Tabla 4.4 se muestran las secciones con mayores pérdidas resistivas luego del cambio de nivel de voltaje en ciertos sectores.

Secciones con mayores pérdidas resistivas	
MALL01	9.3 kW
MADRI07	4.2 kW
MALL03	2.7 kW

**Tabla 4.4: Secciones con mayores pérdidas resistivas**

#### **4.6.2 PRIMARIO 32Enueva**

La modelación del primario 32Enueva se realizó con una demanda máxima de 2.87 MVA, un factor de potencia del 95% y un voltaje de subestación de 22252.8 V. Los resultados de estas corridas se encuentran en el Anexo 6 los mismos que nos sirven para establecer cuales son las mejoras que se han logrado en todo el sistema, en las tablas siguientes se resumen cada uno de estos resultados.

En la Tabla 4.5 se establecen las secciones con mayor caída de voltaje, en la Tabla 4.6 las secciones con mayor carga y en la Tabla 4.7 las secciones con mayores pérdidas resistivas.

Secciones con mayor caída de voltaje	
coruña	3.9%
Gangotena2	3.9%
Doceoctu2	3.9%
Doceoctu3	3.9%

**Tabla 4.5: Secciones con mayor caída de voltaje**

Secciones con mayores porcentajes de carga		
Sección	%	Calibre
Salcoruña	43.9	477AA
León2	26.9	266AA
León1	27.2	266AA

**Tabla 4.6: Secciones con mayor carga en los conductores**

<b>Secciones con mayores pérdidas resistivas</b>	
Salcoruña	5.6 kW
León2	3.4 kW
Salazar	2.7 kW

**Tabla 4.7: Secciones con mayores pérdidas resistivas**

De los resultados obtenidos de la modelación digital que se muestran en el Anexo 6 se verifica una mejora en las condiciones de operación de los nuevos primarios, tales como la reducción de pérdidas resistivas, caídas de voltaje, comprobándose de esta manera y justificándose la incorporación de otro voltaje en la red de distribución y la creación de los nuevos primarios.

## **4.7 ESTUDIO ECONOMICO**

Para la realización del estudio económico se establece que las inversiones a realizarse deben ser rentables para la puesta en marcha de un proyecto. Un estudio se realiza de acuerdo a las condiciones técnicas de operación y confiabilidad que se requieran, claro está con réditos económicos. Se deben estimar costos directos y generales los cuales se definen en función de los datos obtenidos de proyectos anteriores. Tales como proyectos realizados por la E.E.Q.S.A. los mismos que nos muestran valores que nos servirán de guía en nuestro estudio.

#### 4.8 COSTOS DEL ESTUDIO

Para la ejecución del estudio de cambio de nivel de voltaje anteriormente se planteó la utilización de transformadores primarios, los mismos que tienen que ser evaluados tanto técnica como económicamente; se establecen también los costos de equipos, material, personal, alcance del mismo y desarrollo del estudio.

En un sistema de distribución se establecen módulos de construcción para desarrollar nuevas redes, por ejemplo, kilómetro de línea, estructuras, postes y equipos de operación, que permiten valorar las obras que se propongan<sup>5</sup>.

Para iniciar la modificación de la red de distribución se plantean algunos puntos a seguir para realizar cambios en la misma; considerando condiciones técnicas y la topología de la red

1. Replanteo
2. Transporte de postes
3. Excavación de huecos
4. Elevación de postes
5. Ensamblaje de accesorios de sujeción (tensores)
6. Instalación de Equipos y accesorios.
7. Ensamblaje de estructuras, se refiere a la instalación de herrajes y elementos de sujeción de la red primaria y secundaria de distribución.
8. Retiro de estructuras, es decir, desmontaje de herrajes y elementos de sujeción de la red primaria y secundaria de la red de distribución.
9. Transporte, tendido y regulado de conductores.

Para la realización del estudio se ha considerado un grupo de trabajo, conformado de acuerdo a la necesidad de planificación técnica y



administrativa; que se encarga de la organización y ejecución del mismo, existe personal encargado tanto de la parte técnica como administrativa quienes cumplirán funciones y responsabilidades. El personal a considerarse en el grupo de trabajo es el siguiente:

1. Ingeniero Eléctrico.
2. Capataz.
3. Dos Linieros
4. Ayudante de liniero.
5. Peón.
6. Chofer.

Para facilitar la realización del estudio se establece un cronograma de trabajo para optimizar los recursos tanto de materiales como de personal, de esta manera se elabora el presupuesto económico y el tiempo de duración del estudio. Entre las actividades a realizarse son las siguientes:

1. Suspensión del servicio eléctrico, el mismo que deberá ser coordinado con la Empresa Eléctrica Quito
2. Apertura de seccionamientos
3. Revisión y reemplazo del conductor
4. Retiro temporal de cables de estructuras viejas
5. Desmontaje de estructuras (6.3 kV) RNA
6. Montaje de nuevos centros de transformación
7. Instalación y sujeción de conductores de nuevas estructuras
8. Fijación de postes
9. Regulación de redes
10. Cierre de seccionamientos al nivel de 6.3 kV
11. Normalización de red.

El estudio se ha planificado para realizarse de la misma manera que fue planteado en la Recuperación de la subestación N°10 Nueva introduciendo 23 kV<sup>5</sup>; en un cambio de voltaje se debe aprovechar al máximo las suspensiones del servicio.

De acuerdo a trabajos realizados por el Departamento de Fiscalización y Construcción de Redes de la Empresa Eléctrica Quito S.A. el cálculo de la parte técnica se lo hará por red de kilómetro lineal y poste plantado, si consideramos el grupo de trabajo definido anteriormente con una jornada de trabajo de 8 horas/día se puede establecer la duración de la ejecución del estudio. En el Anexo 7 se muestra el cálculo de tiempo aproximado.

El tiempo estimado para la ejecución del proyecto calculado basándonos en los resultados obtenidos en el Anexo 7 es de treinta días (30 días) en promedio desde el inicio del estudio.

#### **4.9 CÁLCULO ECONOMICO**

En el análisis del cálculo económico se ha considerado los costos de materiales y equipos a utilizarse, la mano de obra, dirección técnica y las suspensiones de servicio necesarias para la realización del estudio. Para esta evaluación se emplearán los precios que dispone actualmente el Departamento de División, Ejecución y Recepción de Obras de la Empresa Eléctrica Quito.

Como primer punto se ha procedido a cuantificar de forma global los materiales existentes en la red realizando una cuantificación de las estructuras, montajes, etc. De acuerdo a la cantidad se procedió a estimar el nuevo material necesario en la realización del estudio.

En la revisión de la red existente se verificó la existencia de vanos no mayores de 40 metros ni menores de 35 metros, cumpliendo con las Normas de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito. En el Anexo 7 se muestra el listado de materiales a considerarse.

En la Tabla 4.8 se muestran los costos de equipos y materiales que han sido considerados en la realización del estudio. Cabe indicar que los conductores ha utilizarse serán los existentes, teniendo pequeños tramos que construirse pero que no influyen en el presupuesto total.

<b>COSTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>		
<b>ITEM</b>	<b>EQUIPO</b>	<b>P.TOTAL</b>
A	Transformadores Primarios	1.080'000.000
B	Transformadores de Distribución	2.014'054.800
C	Equipo de Protección y Seccionamiento	175'500.000
D	Estructuras de Red	674'000.000
E	Elementos de conexión	33'000.000
<b>SUMAN UN TOTAL (SUCRES)</b>		<b>3.977'277.800</b>
<b>EN DOLARES</b>		<b>159.091</b>

**Tabla 4.8 Costos de equipos y materiales**

**ITEM A:** Este ítem corresponde a los transformadores primarios los mismos que son presupuestados en el mercado nacional y solicitados bajo pedido de acuerdo a datos técnicos requeridos y proporcionados para realizar el estudio en la fabrica de transformadores ECUATRAN.

**ITEM B:** En la remodelación de redes el Departamento de Operación de la Empresa Eléctrica, considera que los transformadores trifásicos de su propiedad pueden ser reemplazados por otros equipos para el nuevo nivel de

voltaje; a los transformadores retirados se les brinda un mantenimiento preventivo y se los reutiliza en otros sectores. Los transformadores monofásicos se los retira de funcionamiento y no se consideran su reutilización. Razón por la cual el ítem B se reduce considerablemente como se muestra en la Tabla 4.9. En el Anexo 7 se muestra la lista de los transformadores de distribución así como su potencia y el cálculo de cada uno de los ítems.

ITEM B		
Transformadores	%	TOTAL
	100	2.014'054.800
Trifásicos	56	1.794'864.800
Monofásicos	19	219'190.000
<b>Dolares</b>		<b>80.563</b>

**Tabla 4.9 Calculo del ítem B sin costo de transformadores trifásicos**

**ITEM C:** El equipo de protección y seccionamiento nos permitirá operar desde los transformadores primarios a los dos niveles de voltaje para las diferentes interconexiones.

**ITEM D:** Este ítem se refiere a estructuras de red, al material de herraje, tangentes, angulares, retenidas las cuales deben ser reemplazadas en su totalidad debido a que el material retirado queda inservible y no se lo puede utilizar en otro lugar.

**ITEM E:** Los elementos de conexión a los que se refiere este ítem se deterioran en el momento del retiro y regulación de las redes por lo que es necesario su reemplazo total.

Sé analiza el costo total en dolares considerando un cambio de veinte y cinco mil sucres (S/. 25.000) por cada Dólar.

La mano de obra y dirección técnica se la evalúa de acuerdo a los precios proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito, en el Anexo 7 se muestra la lista de costos para la evaluación de la mano de obra.

MANO DE OBRA Y DIRECCION TECNICA		
ITEM	OBRA	P.TOTAL
A	Etapa1	230'000.000
B	Etapa2	87'000.000
C	Dirección Técnica	17'000.000
	Total	334'000.000
	En dólares	13.361

**Tabla 4.10 Costos de Mano de Obra y Dirección Técnica**

Las suspensiones de servicio se las realizará de acuerdo a lo establecido en el capítulo primero, estas suspensiones representan energía que no podrá ser vendida, teniendo planificado una suspensión de ocho horas (8h) diarias. Por otra parte se ha planificado que cada suspensión afecte al tramo de red considerada, operando el resto del sistema mediante las interconexiones existentes hasta lograr estructurar el sistema propuesto.

#### **4.10 COSTOS Y BENEFICIOS**

El costo total del estudio es de ciento setenta y dos mil cuatrocientos cincuenta y dos dólares (\$172.452). Los beneficios económicos que se ven reflejados en la realización del estudio se resumen a continuación:

- Ahorro en potencia y energía
- Ahorro por inversión.

#### 4.10.1 AHORRO EN POTENCIA Y ENERGÍA.

En el análisis de ahorro de potencia y energía se ha considerado como referencia la planilla de Diciembre de 1999 facturada a la Empresa Eléctrica Quito por la compra de energía.

Para este análisis se ha considerado todo el sistema actual a 46 kV, restando el ahorro de potencia y energía obtenida en el estudio. Datos que se muestran en el Anexo 7 y se resumen en la Tabla 4.11.

CALCULO DE AHORRO DE ENERGÍA		
SISTEMA A 46kV		
ITEM	ACTUAL	PROPUESTO
Energía total	98'446.425	98'243.369
Facturación S/	26.422'668.353	26'377.817.962
Ahorro S/ por mes		44'850.391
Ahorro por año		538'204.694
<b>En Dólares</b>		<b>53820.45</b>

**Tabla 4.11 Ahorro en costos Energéticos sistema 46kV**

Este ahorro se traslada a valor presente con la expresión:

$$VP = A \cdot \frac{[(1+i)^n - 1]}{i(1+i)^n}$$

VP: Valor presente

A : Ahorro

i: tasa de interés

n: Período de años

A una tasa de interés del 12% para un período de 10 años se calcula el valor presente en dólares, dándonos un total de trescientos cuatro mil noventa y dos dólares (\$ 304.092)

#### 4.10.2 AHORRO POR INVERSIÓN

El ahorro por inversión corresponde a las pérdidas de potencia, las mismas que se liberaría del sistema en caso de no existir; el valor por kW es de 300 USD, según estudios realizados por OLADE. Valor que será descontado una sola vez en el análisis económico del estudio. El ahorro total por inversión se muestra en la Tabla 4.12

AHORRO POR INVERSIÓN		
kW de Pérdidas	Precio por kW	TOTAL
250	300	75 000

Tabla 4.12 Ahorro por inversión

En la Tabla 4.13 se resumen los costos y beneficios del estudio. Todo cálculo se ha evaluado con una cotización del dólar de veinte y cinco mil sucres (S/ 25.000).

BALANCE ECONOMICO EN DOLARES			
COSTOS		BENEFICIOS	
Equipos y materiaes	112.001	Energético	304.092
Mano de obra	13.361	Por Inversión	75 000
Suspensiones de sevicio	4 901		
<b>TOTAL</b>	<b>130.262</b>		<b>379.092</b>
<b>RELACION BENEFICIO-COSTO</b>			<b>2.91</b>

Tabla 4.13 Balance Económico

En este estudio se obtuvo la relación costo – beneficio de 2.91, lo cual establece que por cada unidad de inversión su beneficio será del 291%.



## CONCLUSIONES:

En el presente estudio se analizó las mejoras presentes y futuras del sistema de distribución del sector determinado por los primarios de la subestación N°12.

Una subestación debe ser planificada y ubicada correctamente, una ubicación incorrecta hace que sus primarios recorran grandes distancias antes de tomar carga, lo que produce una deficiente calidad de energía y bajos niveles de voltaje principalmente en los puntos más extremos de la red. Razón por la cual la subestación no puede asumir la carga para la que fue diseñada.

La planificación, operación y control de los sistemas de distribución actualmente ha sido más fácil debido a los programas computacionales existentes para nuestro caso el Distribution Primary Analysis (DPA/G<sup>TM</sup>).

Para condiciones normales de operación, es decir, sin fallas ni salidas de los componentes del sistema, se puede observar que los niveles de voltaje y la cargabilidad de los diferentes componentes se mantienen dentro de los límites permisibles.

En una contingencia los niveles de voltaje para máxima demanda están por debajo de los límites mínimos aceptables. Actualmente los sistemas de distribución se enfocan a la optimización de recursos técnicos, económicos y humanos.

El interés actual de las empresas de suministro se dirige hacia la evaluación y reducción de pérdidas técnicas y no técnicas tanto en potencia como en energía, para así mejorar el servicio que recibe el usuario.

El crecimiento de la ciudad de Quito implica un constante aumento de la demanda de energía eléctrica, procurando brindar al usuario una mejor calidad

de servicio a los menores costos. La inversión que realiza la empresa deberá utilizarse de la forma más conveniente y efectiva.

## **BIBLIOGRAFIA:**

<sup>1</sup> Scott & Scott, Manual del Usuario del DPA/G™

<sup>2</sup> Empresa Eléctrica Quito, "Normas de distribución", Parte B 1979.

<sup>3</sup> Empresa Eléctrica Quito, "Normas de Distribución", Parte A 1979.

<sup>4</sup> Adolfo Campos y Morales, "Tesis, Recuperación de la subestación 10 Nueva introduciendo 23 kV como voltaje primario", EPN 1999

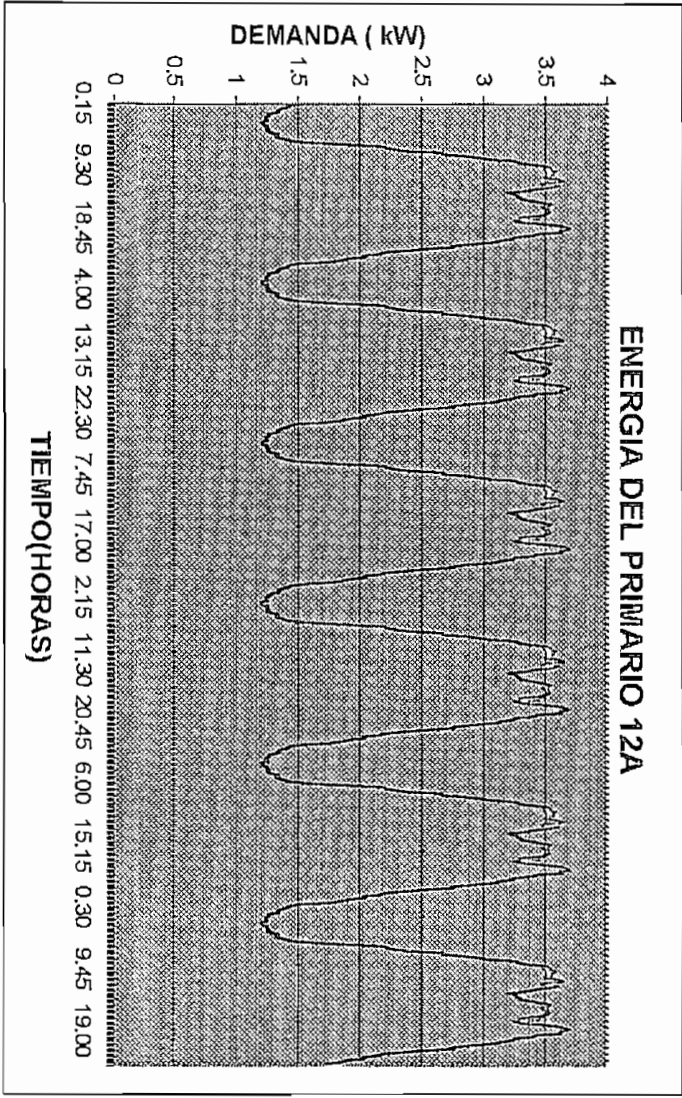
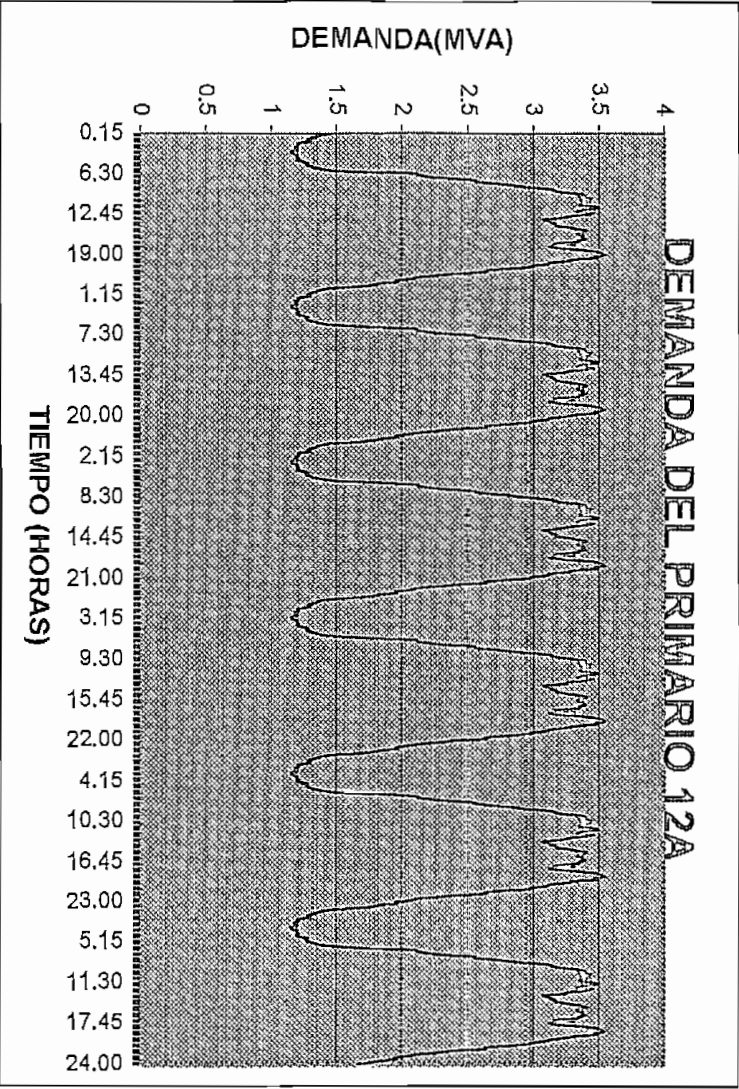
<sup>5</sup> Poveda Mentor, "Planificación de Sistemas de Distribución", EPN

## **Anexo 1**

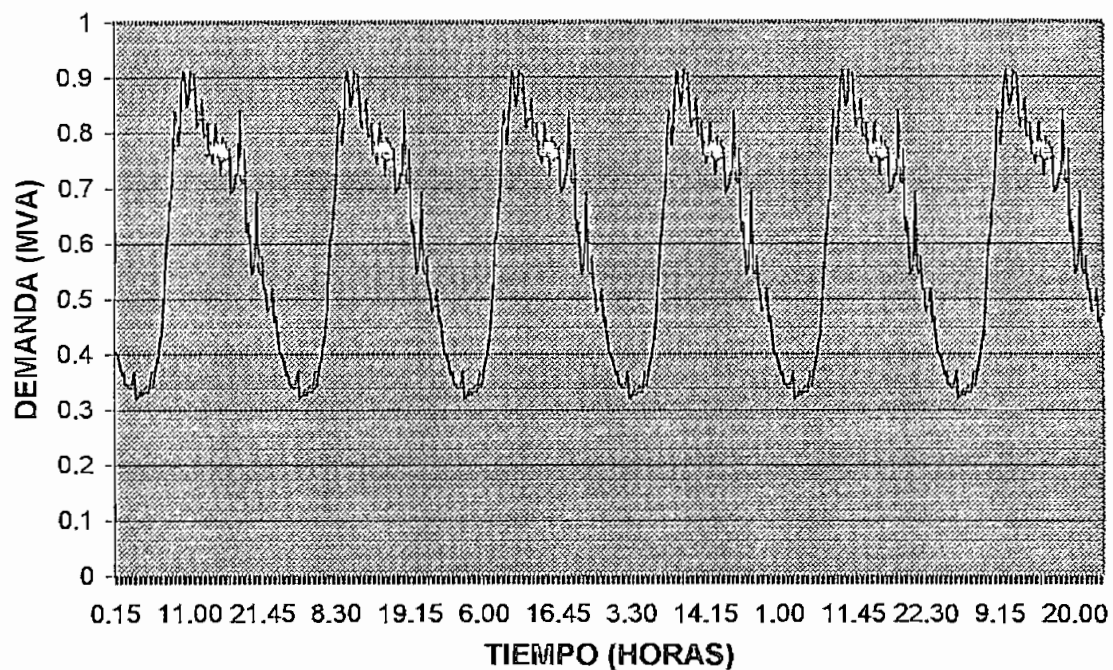
**Lecturas de las corrientes para los primarios de la S/E 12**

**LECTURAS DE CARGA DE LA SUBESTACION 12**  
 FECHA: MIERCOLES 25/11/98 POTENCIA: 810 MVA

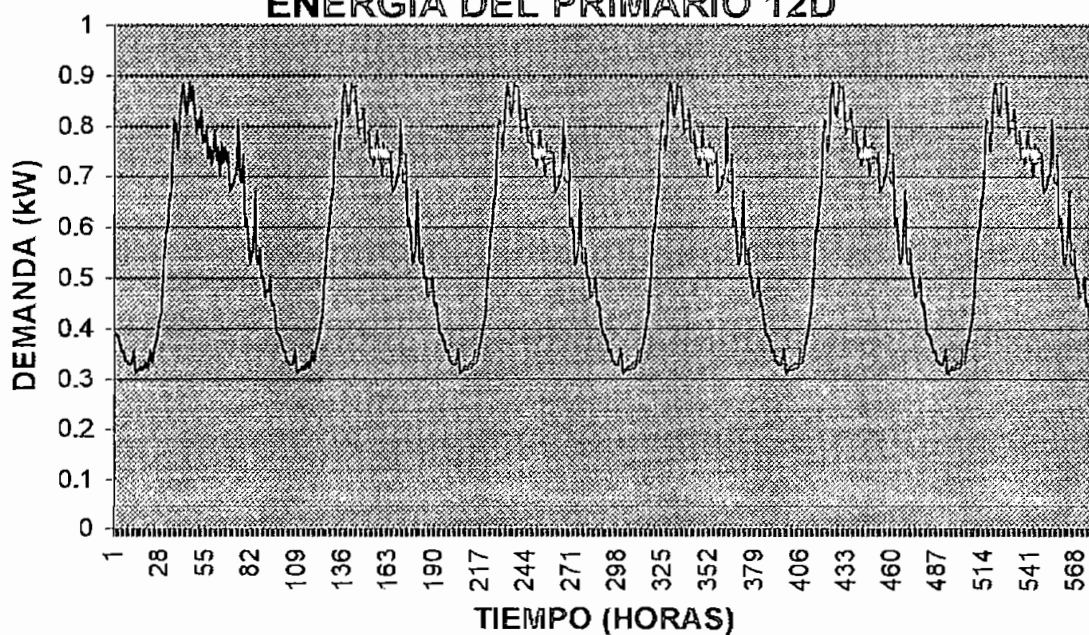
HORA	PRIMARIO A				PRIMARIO B				PRIMARIO D				TOTAL		CARGA	
	U	V	W	PRO	U	V	W	PRO	U	V	W	PRO	A	MVA	%	
0.15	129	130	140	133	142	157	142	161	153	36	37	38	37	323	3.62	35.24
0.30	120	121	136	126	151	138	154	148	35	36	39	37	310	3.38	33.79	
0.45	120	121	129	123	148	134	147	143	35	36	37	36	302	3.30	32.95	
1.00	116	117	126	120	147	134	150	144	33	35	37	36	298	3.25	32.52	
1.15	114	115	122	117	145	131	151	142	31	34	35	33	293	3.19	31.90	
1.30	118	113	125	119	142	127	143	137	32	34	35	34	290	3.15	31.57	
1.45	107	107	116	110	141	125	145	137	30	31	34	32	279	3.04	30.37	
2.00	108	107	118	111	138	122	141	134	30	32	33	32	277	3.02	30.15	
2.15	107	104	115	109	132	118	134	128	29	32	32	31	268	2.92	29.17	
2.30	107	104	114	108	130	114	129	124	30	30	33	31	264	2.97	28.74	
2.45	107	107	117	110	134	118	133	128	30	33	33	32	271	2.95	29.50	
3.00	103	103	111	106	138	123	141	134	32	34	35	34	273	2.98	29.79	
3.15	105	101	113	108	138	124	138	133	29	29	30	29	269	2.93	29.32	
3.30	110	105	116	110	135	125	136	132	29	30	31	30	272	2.97	29.68	
3.45	108	105	115	109	140	126	140	136	29	29	32	30	275	2.99	29.84	
4.00	111	107	116	111	136	127	142	135	29	31	32	31	277	3.02	30.19	
4.15	110	103	115	109	140	123	140	134	28	30	32	30	274	2.98	29.83	
4.30	113	109	118	113	137	123	140	133	30	30	32	31	277	3.02	30.23	
4.45	116	113	125	119	140	128	141	136	30	31	33	31	285	3.11	31.13	
5.00	114	113	121	116	138	127	140	136	29	30	32	30	281	3.07	30.66	
5.15	118	113	126	118	141	127	142	137	29	32	33	31	286	3.12	31.21	
5.30	119	121	128	123	142	134	149	142	31	34	38	34	298	3.25	32.48	
5.45	126	122	135	128	152	136	153	147	29	31	34	31	306	3.34	33.35	
6.00	136	136	141	138	168	148	171	162	31	34	36	34	334	3.64	36.37	
6.15	157	167	165	163	172	157	179	168	33	36	36	35	367	4.00	40.94	
6.30	188	194	199	194	184	170	188	180	33	37	39	36	410	4.47	44.89	
6.45	183	200	198	194	195	177	194	189	37	39	40	39	421	4.59	46.08	
7.00	193	202	209	201	194	173	192	186	38	39	43	40	428	4.68	46.81	
7.15	201	211	224	212	208	190	207	202	42	45	47	45	458	5.00	49.95	
7.30	227	236	241	235	207	197	206	203	47	50	53	50	488	5.32	53.18	
7.45	226	235	240	234	209	197	213	206	53	56	58	56	495	5.41	54.06	
8.00	243	245	257	248	222	207	220	216	54	58	58	57	521	5.68	56.82	
8.15	256	260	265	260	226	202	220	218	58	61	66	62	538	5.96	59.64	
8.30	263	270	276	270	223	202	225	217	62	62	65	63	549	5.99	59.87	
8.45	284	288	288	287	223	204	229	219	72	71	73	72	677	6.89	68.92	
9.00	282	294	292	289	230	212	236	226	75	78	77	77	692	6.45	64.52	
9.15	287	297	300	295	235	218	238	230	75	76	75	75	600	6.54	65.43	
9.30	305	307	312	308	229	213	233	225	72	72	70	71	604	6.59	66.87	
9.45	305	312	317	311	233	224	238	232	75	77	75	75	618	6.74	67.43	
10.00	299	307	313	306	235	225	241	234	79	84	81	81	621	6.77	67.72	
10.15	310	315	320	315	231	217	235	228	82	84	84	83	628	6.82	68.23	
10.30	300	308	315	308	243	222	241	235	79	82	82	81	624	6.80	68.01	
10.45	308	311	322	314	230	209	231	223	77	79	77	78	615	6.70	66.99	
11.00	304	310	313	309	233	210	232	225	79	79	79	78	613	6.68	66.81	
11.15	302	304	315	307	233	217	234	228	83	83	84	83	619	6.74	67.39	
11.30	312	319	319	317	234	213	238	228	79	81	81	80	623	6.81	68.09	
11.45	319	321	321	320	241	221	243	235	81	84	84	83	638	6.96	69.57	
12.00	305	311	317	311	239	213	239	230	78	80	79	79	620	6.76	67.81	
12.15	297	306	312	305	235	215	243	231	74	74	75	74	610	6.65	66.29	
12.30	310	318	324	317	233	208	231	221	77	76	77	77	614	6.89	68.92	
12.45	304	312	316	311	220	210	224	218	75	74	77	75	604	6.58	66.83	
13.00	290	297	310	299	228	214	234	225	79	79	78	79	603	6.57	66.72	
13.15	289	292	308	296	221	204	225	217	71	73	74	73	596	6.38	63.83	
13.30	274	280	290	281	221	204	227	217	72	73	74	73	572	6.23	62.31	
13.45	285	282	294	287	219	202	223	215	72	75	77	75	575	6.28	62.81	
14.00	280	285	297	287	215	193	215	208	68	69	72	70	565	6.16	61.54	
14.15	288	285	298	290	216	199	220	212	71	71	73	72	574	6.20	62.52	
14.30	288	286	297	290	217	198	218	211	66	68	71	68	570	6.21	62.09	
14.45	286	295	306	299	219	204	223	215	71	70	70	70	585	6.37	63.72	
15.00	304	301	313	308	218	208	226	217	76	74	74	75	597	6.51	65.10	
15.15	308	308	320	312	214	197	221	211	70	68	70	69	582	6.45	64.52	
15.30	311	305	310	309	212	200	224	212	70	70	75	72	592	6.46	64.06	
15.45	304	301	311	305	215	204	225	216	66	66	67	66	586	6.39	63.90	
16.00	310	308	311	315	217	207	227	217	73	71	73	72	589	6.53	65.29	
16.15	308	307	310	308	212	198	220	210	69	68	69	68	587	6.40	63.98	
16.30	307	309	317	311	214	202	220	212	70	71	74	72	595	6.48	64.81	
16.45	304	303	315	307	219	202	224	218	68	68	71	69	591	6.44	64.45	
17.00	301	306	312	305	215	197	223	212	68	71	72	71	583	6.42	64.76	
17.15	287	286	294	285	221	198	222	214	63	63	64	63	585	6.17	61.69	
17.30	301	299	309	303	217	195	222	211	63	63	66	64	578	6.30	63.03	
17.45	282	282	292	285	213	196	218	209	65	63	66	65	589	6.09	60.93	
18.00	287	292	301	293	231	204	231	222	64	64	71	66	582	6.34	63.40	
18.15	306	306	314	309	246	226	248	239	66	67	68	68	614	6.70	66.96	
18.30	313	316	327	319	251	228	255	245	76	78	76	77	640	6.98	69.79	
18.45	314	320	333	322	267	242	271	260	64	67	66	68	648	7.06	70.63	
19.00	316	320	339	325	261	233	260	251	63	68	66	65	641	6.99	69.90	
19.15	310	315	329	318	263	235	280	263	67	72	72	70	641	6.99	69.88	
19.30	311	322	326	320	266	235	267	256	63	59	59	67	633	6.90	68.95	
19.45	292	289	314	302	269	234	265	256	64	61	60	58	616	6.71	67.14	
20.00	294	297	307	299	268	239	265	257	62	60	58	63	612	6.67	66.78	
20.15	277	284	296	285	270	238	267	258	47	51	52	50	599	6.48	64.81	
20.30	277	281	296	285	263	231	259	251	48	53	52	51	587	6.39	63.94	
20.45	268	271	284	274	258	242	261	257	51	54	55	53	565	6.37	63.72	
21.00	256	277	284	272	261	235	267	251	60	66	64	63	607	6.39	63.94	
21.15	242	268	267	256	252	226	250	243	48	53	52	51	549	6.39	63.87	
21.30	231	240	252	241	245	217	246	236	47	52	51	50	527	5.74	57.44	
21.45	235	243	250	243	236	213	237	229	49	55	54	53	524	5.71	57.11	
22.00	213	220	228	228	222	200	221	214	44	50	48	47	482	5.25	52.53	
22.15	204	210	218	211	215	191	216	207	44	49	49	47	468	5.07	50.72	
22.30	191	188	202	184	208	188	211	202								



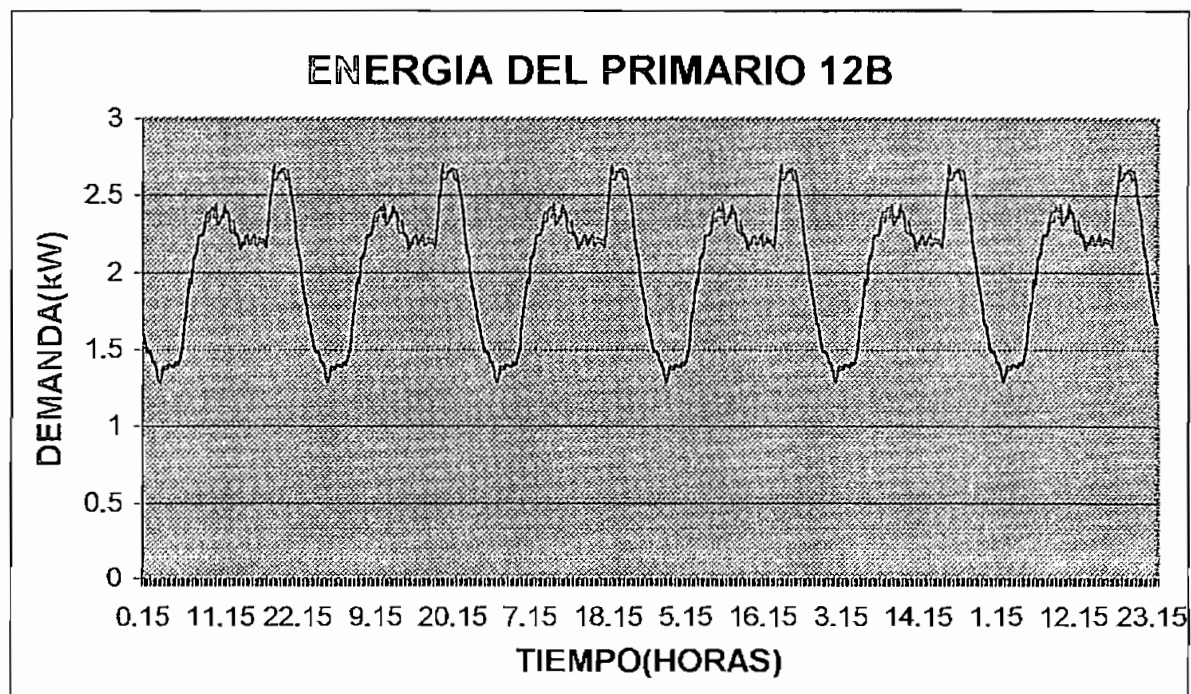
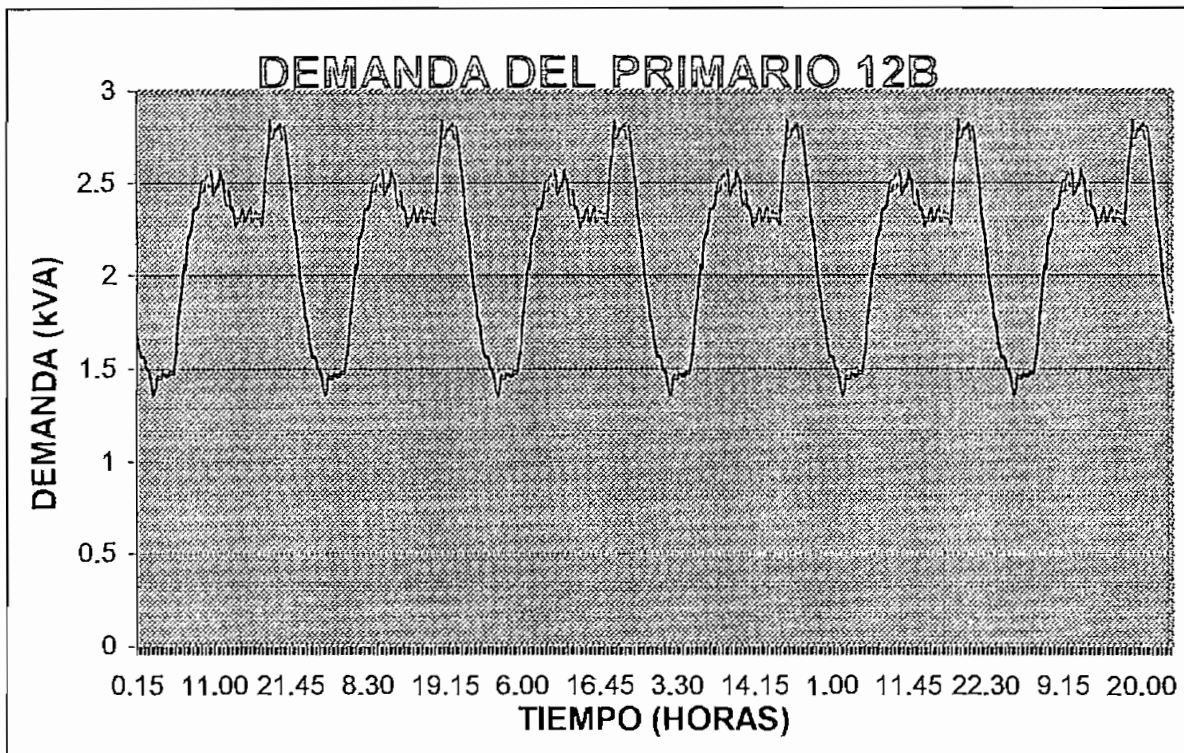
**DEMANDA DEL PRIMARIO 12D**



**ENERGIA DEL PRIMARIO 12D**









## **ANEXO 2**

**Corridas del DPA/G de los primarios en estudio**

**primario 12A**

JECT: Scott & Scott 11/20/99 11:50:36  
ENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
ANCED ANALYSIS ON FEEDER 12A  
inal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH	PHS	---- LOAD IN SECTION ----						---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			SECTION NAME	
			CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	DROP	DROP	LEVEL		KW
DER TOTALS:	KM	CFG	COND					(feeder pf =	0.96)	3590	1097	352	0				97.6	46.2	62.9	
MALL01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	83.9	3590	1097	352	0	0.4	0.4	97.2	10.3	15.2	MALL01	
GUIBU01	0.0	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	15.7	173	51	17	0	0.0	0.4	97.2	0.0	0.0	GUIBU01	
GUIBU02	0.0	ABC	6CU	10	4	1	0	0.0	12.7	153	45	15	0	0.0	0.4	97.2	0.0	0.0	GUIBU02	
GUIBU03	0.0	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	12.3	132	38	13	0	0.0	0.4	97.2	0.0	0.0	GUIBU03	
GUIBU04	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	9.3	113	33	11	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0	GUIBU04	
GUIBU05	0.2	ABC	6CU	125	47	14	5	0.0	3.9	24	7	2	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0	GUIBU05	
SEVIL01	0.0	ABC	6CU	25	9	3	1	0.0	5.4	61	18	6	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0	SEVIL01	
SEVIL02	0.1	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	4.6	42	12	4	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0	SEVIL02	
SEVIL03	0.0	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	2.3	14	4	1	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0	SEVIL03	
MALL02	0.0	ABC	266AA	90	34	10	3	0.0	79.4	3370	1020	332	0	0.1	0.5	97.1	2.1	3.1	MALL02	
MALL03	0.0	ABC	266AA	100	38	11	4	0.0	78.6	3333	1007	328	0	0.1	0.6	97.0	3.2	4.7	MALL03	
MALL04	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	77.8	3311	997	327	0	0.1	0.6	97.0	1.8	2.6	MALL04	
MADRI01	0.1	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	15.7	173	50	17	0	0.0	0.7	96.9	0.1	0.0	MADRI01	
MADRI02	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	12.6	154	45	15	0	0.0	0.7	96.9	0.0	0.0	MADRI02	
MADRI03	0.0	ABC	2AA	50	19	5	2	0.0	1.0	9	3	1	0	0.0	0.7	96.9	0.0	0.0	MADRI03	
MADRI04	0.1	ABC	6CU	200	75	22	7	0.0	11.1	97	28	10	0	0.0	0.7	96.9	0.0	0.0	MADRI04	
MADRI05	0.0	ABC	6CU	113	43	12	4	0.0	4.9	38	11	4	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	MADRI05	
MADRI06	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	MADRI06	
MADRI07	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	73.3	3117	938	308	0	0.2	0.9	96.7	5.3	7.8	MADRI07	
MADRI08	0.0	ABC	266AA	100	38	11	4	0.0	58.3	2457	739	243	0	0.1	0.9	96.7	1.6	2.4	MADRI08	
MADRI09	0.2	ABC	266AA	225	85	25	8	0.0	57.4	2394	719	237	0	0.5	1.4	96.2	8.7	12.7	MADRI09	
MADRI10	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	55.4	2343	694	233	0	0.0	1.4	96.2	0.5	0.7	MADRI10	
TOLE09	0.0	ABC	6CU	150	57	16	6	0.0	4.7	28	8	3	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	TOLE09	
TOLE10	0.0	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	14.1	156	45	15	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	TOLE10	
TOLE11	0.0	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	11.7	128	37	13	0	0.0	1.5	96.1	0.0	0.0	TOLE11	
TOLE12	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	9.4	113	33	11	0	0.1	1.5	96.1	0.1	0.0	TOLE12	
TOLE13	0.0	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	4.7	42	12	4	0	0.0	1.5	96.1	0.0	0.0	TOLE13	
TOLE14	0.0	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	2.3	14	4	1	0	0.0	1.5	96.1	0.0	0.0	TOLE14	
GALA01	0.1	ABC	6CU	113	43	12	4	0.0	4.7	36	10	4	0	0.0	1.5	96.1	0.0	0.0	GALA01	
GALA02	0.0	ABC	6CU	38	14	4	1	0.0	1.2	7	2	1	0	0.0	1.5	96.1	0.0	0.0	GALA02	
MADRI11	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	50.1	2116	627	210	0	0.2	1.6	96.0	2.8	4.0	MADRI11	
ANDA01	0.1	ABC	4CU	75	28	8	3	0.0	8.7	144	42	14	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	ANDA01	
ANDA02	0.0	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	7.2	130	38	13	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	ANDA02	
ANDA03	0.0	ABC	4CU	45	17	5	2	0.0	0.9	8	2	1	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	ANDA03	
GALI01	0.1	ABC	2AA	300	113	33	11	0.0	6.2	57	16	6	0	0.0	1.7	95.9	0.0	0.0	GALI01	
MADRI13	0.0	ABC	266AA	150	57	16	6	0.0	46.3	1926	568	192	0	0.1	1.7	95.9	0.9	1.3	MADRI13	
MADRI14	0.1	ABC	266AA	75	28	8	3	0.0	45.0	1883	555	188	0	0.1	1.8	95.8	1.8	2.7	MADRI14	
MADRI14'	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	44.3	1867	548	186	0	0.1	1.8	95.8	1.0	1.5	MADRI14'	
CATO13	0.1	ABC	2/OAA	60	23	7	2	0.0	24.2	644	188	64	0	0.1	1.9	95.7	0.5	0.4	CATO13	
CATO14	0.1	ABC	2/OAA	75	28	8	3	0.0	23.4	618	181	62	0	0.1	2.1	95.5	0.7	0.6	CATO14	
CATO15	0.1	ABC	2/OAA	1600	603	176	60	0.0	22.3	302	88	30	0	0.0	2.1	95.5	0.1	0.1	CATO15	
CATO01	0.1	ABC	6CU	5	2	1	0	0.0	27.9	334	98	33	0	0.2	2.1	95.5	0.7	0.2	CATO01	
CATO02	0.1	ABC	6CU	5	2	1	0	0.0	27.7	332	97	33	0	0.1	2.1	95.5	0.2	0.1	CATO02	
CATO03	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	27.6	322	94	32	0	0.0	2.2	95.4	0.1	0.0	CATO03	
CATO04	0.1	ABC	6CU	50	19	5	2	0.0	1.6	9	3	1	0	0.0	2.2	95.4	0.0	0.0	CATO04	
CATO05	0.1	ABC	6CU	5	2	1	0	0.0	24.6	294	86	29	0	0.1	2.3	95.3	0.3	0.1	CATO05	
CATO06	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	24.4	284	83	28	0	0.0	2.3	95.3	0.1	0.0	CATO06	
CATO07	0.1	ABC	2AA	100	38	11	4	0.0	2.1	19	5	2	0	0.0	2.3	95.3	0.0	0.0	CATO07	
CATO08	0.1	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	19.8	229	67	23	0	0.1	2.4	95.2	0.2	0.1	CATO08	
CATO09	0.0	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	18.4	202	59	20	0	0.0	2.4	95.2	0.1	0.0	CATO09	
CATO10	0.0	ABC	6CU	315	119	35	12	0.0	15.3	123	36	12	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0	CATO10	
CATO11	0.0	ABC	6CU	170	64	19	6	0.0	5.4	32	9	3	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0	CATO11	
MADRI15	0.1	ABC	266AA	45	17	5	2	0.0	20.8	867	254	86	0	0.0	1.9	95.7	0.3	0.5	MADRI15	
MADRI16	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	20.4	858	251	86	0	0.0	1.9	95.7	0.3	0.4	MADRI16	
DOCE01	0.1	ABC	4CU	45	17	5	2	0.0	4.1	65	19	6	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	DOCE01	
DOCE02	0.1	ABC	4CU	150	57	16	6	0.0	3.1	28	8	3	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	DOCE02	
MADRI17	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	18.6	784	229	78	0	0.0	2.0	95.6	0.2	0.2	MADRI17	
DOCE03	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	DOCE03	
DOCE04	0.1	ABC	266AA	500	188	55	19	0.0	4.5	94	27	9	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	DOCE04	
DOCE05	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	DOCE05	
FOCH01	0.0	ABC	266AA	75	28	8	3	0.0	14.2	582	170	58	0	0.0	2.0	95.6	0.1	0.1	FOCH01	
FOCH02	0.0	ABC	266AA	45	17	5	2	0.0	13.5	559	163	56	0	0.0	2.0	95.6	0.1	0.1	FOCH02	
FOCH03	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	13.1	550	161	55	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.1	FOCH03	
TAMA01	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	2.7	115	34	11	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	TAMA01	

			---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----					VOLTAGE PERCENT			--- LOSSES ---			
			CONN					LOAD					SECT ACCUM					SECTION NAME	
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
DER TOTALS:					(feeder pf =				0.96)	3590	1097	352	0			97.6	46.2	62.9	
WIL01	0.1	ABC	266AA	100	38	11	4	0.0	0.9	19	5	2	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	WIL01
WIL02	0.1	ABC	266AA	100	38	11	4	0.0	1.8	58	17	6	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	WIL02
WIL03	0.1	ABC	266AA	30	11	3	1	0.0	0.9	34	10	3	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	WIL03
WIL04	0.0	ABC	266AA	75	28	8	3	0.0	0.7	14	4	1	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	WIL04
FOCH04	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	8.9	107	31	11	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	FOCH04
FOCH04'	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	1.4	8	2	1	0	0.0	2.0	95.6	0.0	0.0	FOCH04'
FOCH05	0.1	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	7.5	82	24	8	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	FOCH05
FOCH06	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	6.1	65	19	6	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	FOCH06
FOCH07	0.0	ABC	6CU	150	57	16	6	0.0	4.7	28	8	3	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	FOCH07
TAMA02	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	7.8	328	96	33	0	0.0	2.1	95.5	0.1	0.2	TAMA02
LIZAR01	0.0	ABC	4CU	45	17	5	2	0.0	0.9	8	2	1	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	LIZAR01
LIZAR02	0.1	ABC	4CU	45	17	5	2	0.0	7.1	120	35	12	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	LIZAR02
LIZAR03	0.1	ABC	4 CUsu	250	94	27	9	0.0	6.2	64	19	6	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	LIZAR03
LIZAR04	0.1	ABC	4 CUsu	45	17	5	2	0.0	0.9	8	2	1	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	LIZAR04
TAMA03	0.0	ABC	266AA	250	94	27	9	0.0	4.3	136	40	14	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA03
TAMA04	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	2.1	89	26	9	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA04
TAMA05	0.0	ABC	266AA	100	38	11	4	0.0	0.9	19	5	2	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA05
TAMA06	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA06
TAMA07	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.2	51	15	5	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA07
TAMA10	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	2.4	20	6	2	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA10
TAMA11	0.0	ABC	6CU	30	11	3	1	0.0	0.9	6	2	1	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA11
TAMA08	0.1	ABC	6CU	60	23	7	2	0.0	1.9	11	3	1	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA08
TAMA09	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA09
TAMA12	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.1	95.5	0.0	0.0	TAMA12
LUG001	0.0	ABC	6CU	113	42	12	4	0.0	17.6	193	56	19	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0	LUG001
LUG002	0.0	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	14.1	157	46	16	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0	LUG002
LUG003	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	11.8	143	42	14	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0	LUG003
LUG004	0.1	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	3.1	19	5	2	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0	LUG004
GUIBU06	0.0	ABC	6CU	150	57	16	6	0.0	4.7	28	8	3	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0	GUIBU06
GUIBU07	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.0	49	14	5	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	GUIBU07
PONTE02	0.3	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	PONTE02
PONTE01	0.1	ABC	6CU	30	11	3	1	0.0	0.9	6	2	1	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	PONTE01
GUIBU08	0.0	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	3.1	19	5	2	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	GUIBU08
LUG005	0.1	ABC	3/DAA	0	0	0	0	0.0	13.5	422	123	42	0	0.0	0.9	96.7	0.1	0.1	LUG005
BARCE01	0.1	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	3.3	21	6	2	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0	BARCE01
BARCE02	0.1	ABC	6CU	5	2	1	0	0.0	0.2	1	0	0	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0	BARCE02
LUG006	0.1	ABC	3/DAA	100	38	11	4	0.0	12.2	364	106	36	0	0.1	1.0	96.6	0.2	0.2	LUG006
LUG007	0.0	ABC	3/DAA	0	0	0	0	0.0	11.0	345	101	34	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	LUG007
LUG008	0.1	ABC	2AA	45	17	5	2	0.0	3.4	54	16	5	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	LUG008
LUG009	0.1	ABC	2AA	45	17	5	2	0.0	2.5	37	11	4	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	LUG009
LUG010	0.1	ABC	2AA	75	28	8	3	0.0	1.6	14	4	1	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	LUG010
LUG010'	0.1	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	LUG010'
LERI01	0.1	ABC	3/DAA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0	LERI01
LERI02	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	23.3	283	82	28	0	0.1	1.1	96.5	0.4	0.1	LERI02
LERI06	0.1	ABC	2AA	113	43	12	4	0.0	2.3	21	6	2	0	0.0	1.1	96.5	0.0	0.0	LERI06
LERI03	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	19.8	231	67	23	0	0.0	1.1	96.5	0.0	0.0	LERI03
LERI04	0.0	ABC	6CU	75	28	8	3	0.0	18.4	209	61	21	0	0.0	1.1	96.5	0.1	0.0	LERI04
LERI05	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	16.0	194	57	19	0	0.1	1.2	96.4	0.2	0.1	LERI05
TOLE01	0.1	ABC	6CU	100	38	11	4	0.0	16.0	175	51	17	0	0.0	1.3	96.3	0.1	0.0	TOLE01
TOLE02	0.1	ABC	6CU	90	34	10	3	0.0	12.9	140	41	14	0	0.0	1.3	96.3	0.1	0.0	TOLE02
TOLE03	0.0	ABC	6CU	50	19	5	2	0.0	10.1	113	33	11	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	TOLE03
TOLE04	0.0	ABC	6CU	45	17	5	2	0.0	8.6	95	28	9	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	TOLE04
TOLE05	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	7.2	87	25	9	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	TOLE05
TOLE06	0.1	ABC	6CU	60	23	7	2	0.0	1.9	11	3	1	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	TOLE06
TOLE07	0.0	ABC	6CU	160	60	18	6	0.0	5.3	34	10	3	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	TOLE07
TOLE08	0.1	ABC	6CU	10	4	1	0	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	TOLE08

- VOLTAGE DROP MAXIMUM -		--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
PERCENT	PERCENT	PERCENT		KVA	KW	KVAR
SECTION NAME	DROP	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY		
CAT011	2.47	95.13	MALL01	83.92	78.05	46.21 62.90

Iteration(s) with convergence criteria of 0.50

---- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				;	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
3753.8	3590.1	1096.5	0.96	:	78.0	46.2	62.9

**primario 12B**

JECT: Scott & Scott 11/20/99 12:19:56  
ENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
ANCED ANALYSIS ON FEEDER 12B  
inal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	---- LOAD IN SECTION ---				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			SECTION NAME	
				CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST (feeder pf =	PCT 0.95)	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW		KVAR
DER TOTALS:																			
salcoruña	0.2	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	44.0	2746	856	268	0	0.3	0.3	98.0	5.7	14.0	salcoruña
miravalle	0.1	ABC	2 CUsu	112	38	12	4	0.0	3.8	71	25	7	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	miravalle
miravalle1	0.2	ABC	4 CUsu	75	25	8	2	0.0	1.4	13	4	1	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	miravalle1
miravalle2	0.2	ABC	4 CUsu	75	26	11	3	0.0	1.5	13	5	1	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	miravalle2
salazar	0.3	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	27.4	1731	433	167	0	0.4	0.7	97.6	4.1	10.1	salazar
salazar1	0.0	ABC	477AA	75	26	11	3	0.0	27.4	1714	561	169	0	0.0	0.7	97.6	0.1	0.3	salazar1
salazar1	ABC CAPACITOR 300 KVAR { 286 ADJUSTED }																		
isabell	0.0	ABC	4 CUsu	75	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.7	97.6	0.0	0.0	isabell
salazar2	0.0	ABC	477AA	25	9	4	1	0.0	27.7	1662	683	169	0	0.1	0.7	97.6	0.5	1.3	salazar2
salazar3	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	27.6	1657	679	168	0	0.1	0.9	97.4	1.3	3.1	salazar3
doceoctu	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	46.7	1655	676	168	0	0.2	1.1	97.2	2.4	2.9	doceoctu
gangotena	0.1	ABC	1/0 CU	75	26	11	3	0.0	1.4	30	12	3	0	0.0	1.1	97.2	0.0	0.0	gangotena
gangotena1	0.0	ABC	1/0 CU	50	17	7	2	0.0	0.6	9	4	1	0	0.0	1.1	97.2	0.0	0.0	gangotena1
doceoctu1	0.0	ABC	4/OAA	75	26	11	3	0.0	45.5	1596	651	162	0	0.1	1.1	97.2	1.2	1.5	doceoctu1
doceoctu2	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	44.8	1502	644	161	0	0.1	1.3	97.0	1.7	2.0	doceoctu2
gangotena2	0.1	ABC	2 CUsu	150	52	21	5	0.0	10.4	209	84	21	0	0.1	1.3	97.0	0.1	0.1	gangotena2
coruña	0.2	ABC	2 CUsu	172	60	24	6	0.0	8.1	152	61	16	0	0.0	1.4	96.9	0.1	0.0	coruña
toledo	0.1	ABC	2 CUsu	50	17	7	2	0.0	0.8	9	4	1	0	0.0	1.4	96.9	0.0	0.0	toledo
toledo1	0.2	ABC	2 CUsu	90	31	13	3	0.0	3.1	55	22	6	0	0.0	1.4	96.9	0.0	0.0	toledo1
toledo2	0.1	ABC	2 CUsu	112	39	16	4	0.0	1.7	19	8	2	0	0.0	1.4	96.9	0.0	0.0	toledo2
isabela1	0.1	ABC	2 CUsu	100	35	14	4	0.0	1.5	17	7	2	0	0.0	1.4	96.9	0.0	0.0	isabela1
doceoctu3	0.1	ABC	4/OAA	75	26	11	3	0.0	38.1	1333	542	136	0	0.2	1.5	96.8	2.0	2.5	doceoctu3
doceoctu4	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	37.4	1318	534	135	0	0.1	1.6	96.7	1.0	1.2	doceoctu4
doceoctu6	0.1	ABC	266AA	125	43	18	4	0.0	28.7	1156	468	118	0	0.1	1.6	96.7	0.6	0.9	doceoctu6
orellana1	0.0	ABC	2 CUsu	112	39	16	4	0.0	3.6	61	25	6	0	0.0	1.6	96.7	0.0	0.0	orellana1
orellana3	0.3	ABC	2 CUsu	45	16	6	2	0.0	0.7	8	3	1	0	0.0	1.6	96.7	0.0	0.0	orellana3
orellana2	0.1	ABC	4 CUsu	75	26	11	3	0.0	1.5	13	5	1	0	0.0	1.6	96.7	0.0	0.0	orellana2
muros	0.1	ABC	1/0 CU	75	26	11	3	0.0	34.7	1040	421	106	0	0.1	1.7	96.6	0.7	0.6	muros
muros1	0.2	ABC	1/0 CU	75	26	11	3	0.0	33.9	1013	410	104	0	0.3	2.0	96.3	2.4	2.1	muros1
guerrero1	0.1	ABC	2 CUsu	60	21	8	2	0.0	10.3	221	89	23	0	0.0	2.0	96.3	0.1	0.0	guerrero1
guerrero	0.1	ABC	2 CUsu	90	31	13	3	0.0	9.4	195	79	20	0	0.0	2.0	96.3	0.1	0.0	guerrero
ignacio1	0.1	ABC	2 CUsu	75	26	11	3	0.0	8.0	166	67	17	0	0.0	2.1	96.2	0.1	0.0	ignacio1
ignacio2	0.1	ABC	2 CUsu	100	35	14	4	0.0	1.6	17	7	2	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	ignacio2
ignacio3	0.1	ABC	2 CUsu	100	35	14	4	0.0	1.6	17	7	2	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	ignacio3
ignacio4	0.2	ABC	4 CUsu	90	31	13	3	0.0	4.8	68	27	7	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	ignacio4
ignacio5	0.1	ABC	4 CUsu	150	52	21	5	0.0	3.0	26	11	3	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	ignacio5
leonlarrea	0.2	ABC	2/0 CU	600	209	84	21	0.0	21.8	562	267	68	0	0.1	2.1	96.2	0.7	0.8	leonlarrea
quito	0.1	ABC	1/0 CU	800	278	112	29	0.0	18.4	418	168	43	0	0.0	2.1	96.2	0.1	0.1	quito
quito1	0.1	ABC	1/0 CU	800	278	112	29	0.0	9.2	139	56	14	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	quito1
doceoctu5	0.0	ABC	4 CUsu	300	104	42	11	0.0	7.9	87	35	9	0	0.0	1.6	96.7	0.0	0.0	doceoctu5
orellana	0.1	ABC	4CU	100	35	14	4	0.0	2.0	17	7	2	0	0.0	1.6	96.7	0.0	0.0	orellana
isabela	0.1	ABC	4 CUsu	100	35	14	4	0.0	2.0	17	7	2	0	0.0	0.7	97.6	0.0	0.0	isabela
salazar4	0.1	ABC	4/OAA	45	16	6	2	0.0	25.8	912	375	92	0	0.1	0.4	97.9	0.8	1.0	salazar4
mall01	0.0	ABC	2AA	45	16	6	2	0.0	0.9	8	3	1	0	0.0	0.4	97.9	0.0	0.0	mall01
mall02	0.0	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.4	97.9	0.0	0.0	mall02
salazar5	0.0	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	25.0	888	365	90	0	0.0	0.5	97.8	0.3	0.3	salazar5
salazar5'	0.0	ABC	4 CUsu	160	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	salazar5'
salaz05	0.0	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	25.0	888	365	90	0	0.0	0.5	97.8	0.3	0.4	salaz05
leon	0.1	ABC	4/OAA	60	21	8	2	0.0	0.6	10	4	1	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	leon
leon1	0.1	ABC	266AA	25	9	4	1	0.0	20.9	862	354	87	0	0.1	0.6	97.7	0.7	1.0	leon1
leon2	0.3	ABC	266AA	10	3	1	0	0.0	20.7	855	351	87	0	0.3	0.9	97.4	2.0	2.9	leon2
leon3	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	20.6	851	347	87	0	0.1	1.0	97.3	0.6	0.8	leon3
camino	0.1	ABC	2/OAA	0	0	0	0	0.0	29.7	787	320	80	0	0.1	1.1	97.2	0.6	0.5	camino
camino1	0.0	ABC	2/OAA	10	3	1	0	0.0	29.7	785	319	80	0	0.1	1.2	97.1	0.5	0.4	camino1
camino2	0.2	ABC	4/OAA	45	16	6	2	0.0	22.1	775	315	79	0	0.2	1.4	96.9	1.1	1.3	camino2
camino3	0.2	ABC	2/OAA	75	26	11	3	0.0	28.9	753	305	77	0	0.3	1.6	96.7	2.0	1.6	camino3
camino4	0.2	ABC	1/DCU	45	16	6	2	0.0	0.5	8	3	1	0	0.0	1.6	96.7	0.0	0.0	camino4
calvario	0.0	ABC	2/OAA	25	9	4	1	0.0	27.4	718	290	73	0	0.1	1.7	96.6	0.4	0.3	calvario
calvario1	0.0	ABC	2/OAA	15	5	2	1	0.0	27.0	711	287	73	0	0.1	1.8	96.5	0.4	0.3	calvario1
calvario2	0.1	ABC	2/OAA	0	0	0	0	0.0	26.8	708	286	72	0	0.1	1.9	96.4	0.8	0.7	calvario2
compte	0.1	ABC	2/OAA	0	0	0	0	0.0	10.7	282	114	29	0	0.1	2.0	96.3	0.1	0.1	compte
compte2	0.1	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	15.1	265	107	27	0	0.1	2.0	96.3	0.2	0.1	compte2
compte4	0.1	ABC	2AA	75	26	11	3	0.0	5.2	77	31	8	0	0.0	2.0	96.3	0.0	0.0	compte4
compte5	0.1	ABC	6CU	15	5	2	1	0.0	5.5	62	25	6	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	compte5

SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	LOAD IN SECTION					LOAD	LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES			SECTION NAME
				CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS		CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	
ORDER TOTALS:								(feeder pf = 0.95)		2746	856	268	0			98.3	37.4	56.6		
compte6	0.0	ABC	6CU	45	16	6	2	0.0	5.1	51	21	5	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	compte6	
cruce	0.3	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	3.7	44	18	4	0	0.1	2.1	96.2	0.0	0.0	cruce	
cruce1	0.0	ABC	6CU	85	30	12	3	0.0	3.7	29	12	3	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	cruce1	
entrada	0.0	ABC	6CU	5	2	1	0	0.0	1.2	13	5	1	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	entrada	
entrada1	0.0	ABC	6CU	25	9	4	1	0.0	1.0	8	3	1	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	entrada1	
entrada2	0.0	ABC	6CU	10	3	1	0	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	entrada2	
compte3	0.1	ABC	6CU	500	174	70	18	0.0	14.9	87	35	9	0	0.0	2.0	96.3	0.0	0.0	compte3	
compte1	0.1	ABC	2AA	50	17	7	2	0.0	1.0	9	4	1	0	0.0	2.0	96.3	0.0	0.0	compte1	
pasaje	0.3	ABC	2/OAA	0	0	0	0	0.0	16.1	425	172	44	0	0.2	2.1	96.2	0.8	0.6	pasaje	
pasaje3	0.1	ABC	2/OAA	0	0	0	0	0.0	14.3	377	152	39	0	0.0	2.1	96.2	0.1	0.1	pasaje3	
pasaje14	0.1	ABC	3/OAA	30	10	4	1	0.0	8.0	236	95	24	0	0.0	2.2	96.1	0.1	0.1	pasaje14	
pasaje15	0.0	ABC	3/OAA	0	0	0	0	0.0	7.6	230	93	24	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje15	
conquistador	0.1	ABC	3/OAA	30	10	4	1	0.0	7.1	210	85	22	0	0.0	2.2	96.1	0.1	0.1	conquistador	
conquistador1	0.2	ABC	3/OAA	0	0	0	0	0.0	6.8	204	82	21	0	0.0	2.3	96.0	0.1	0.1	conquistador1	
conquistador4	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	3.8	133	54	14	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador4	
conquistador7	0.0	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	2.9	100	40	10	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador7	
conquistador9	0.1	ABC	4/OAA	15	5	2	1	0.0	2.6	89	36	9	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador9	
conquistadorA	0.4	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	4.9	87	35	9	0	0.1	2.4	95.9	0.1	0.0	conquistadorA	
rama1	0.3	ABC	1/DCU	0	0	0	0	0.0	2.1	64	26	7	0	0.0	2.4	95.9	0.0	0.0	rama1	
rama3	0.4	A C	2AA	0	0	0	0	0.0	4.6	53	22	8	0	0.1	2.5	95.8	0.1	0.0	rama3	
rama6	0.5	A C	2AA	0	0	0	0	0.0	4.0	46	19	7	0	0.1	2.7	95.6	0.1	0.0	rama6	
rama8	0.1	A C	2AA	15	5	2	1	0.0	3.7	40	16	6	0	0.0	2.7	95.6	0.0	0.0	rama8	
rama9	0.7	A C	2AA	0	0	0	0	0.0	3.2	38	15	6	0	0.2	2.8	95.5	0.0	0.0	rama9	
rama13	0.2	A C	2AA	10	3	1	1	0.0	1.5	16	6	2	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama13	
rama14	0.1	A C	2AA	0	0	0	0	0.0	1.2	14	6	2	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama14	
rama16	0.9	A C	2AA	30	10	4	2	0.0	0.9	5	2	1	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama16	
rama15	0.4	A C	2AA	10	3	1	1	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama15	
rama10	0.2	A C	2AA	0	0	0	0	0.0	1.7	20	8	3	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama10	
rama17	0.3	A C	2AA	38	13	5	2	0.0	1.1	7	3	1	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama17	
rama11	0.1	A C	2AA	10	3	1	1	0.0	0.6	5	2	1	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama11	
rama12	0.5	A C	2AA	10	3	1	1	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	2.9	95.4	0.0	0.0	rama12	
rama7	0.2	A C	2AA	10	3	1	1	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	2.7	95.6	0.0	0.0	rama7	
rama4	0.4	A C	2AA	10	3	1	1	0.0	0.6	5	2	1	0	0.0	2.6	95.7	0.0	0.0	rama4	
rama5	0.4	A C	2AA	10	3	1	1	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	2.6	95.7	0.0	0.0	rama5	
rama2	0.5	ABC	1/OAA	30	10	4	1	0.0	0.5	5	2	1	0	0.0	2.4	95.9	0.0	0.0	rama2	
conquistador11	0.2	ABC	2AA	25	9	4	1	0.0	1.3	18	7	2	0	0.0	2.4	95.9	0.0	0.0	conquistador11	
conquistador12	0.6	ABC	2AA	25	9	4	1	0.0	0.8	10	4	1	0	0.0	2.4	95.9	0.0	0.0	conquistador12	
conquistador13	0.2	ABC	2AA	15	5	2	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	2.4	95.9	0.0	0.0	conquistador13	
conquistador8	0.0	ABC	2AA	25	9	4	1	0.0	0.5	4	2	0	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador8	
conquistador5	0.1	ABC	2AA	63	22	9	2	0.0	1.8	21	9	2	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador5	
conquistador6	0.1	ABC	1/OAA	30	10	4	1	0.0	0.5	5	2	1	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador6	
conquistador2	0.1	ABC	6CU	160	56	22	6	0.0	6.1	43	18	4	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador2	
conquistador3	0.0	ABC	2AA	45	16	6	2	0.0	0.9	8	3	1	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	conquistador3	
pasaje16	0.1	ABC	6CU	45	16	6	2	0.0	1.3	8	3	1	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje16	
pasaje4	0.0	ABC	3/OAA	25	9	4	1	0.0	4.5	131	53	13	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	pasaje4	
pasaje5	0.2	ABC	3/OAA	0	0	0	0	0.0	4.2	127	51	13	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje5	
pasaje7	0.1	ABC	6CU	250	87	35	9	0.0	10.4	78	32	8	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje7	
pasaje8	0.4	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	2.0	35	14	4	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje8	
pasaje10	0.1	ABC	4AA	15	5	2	1	0.0	2.7	29	12	3	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje10	
pasaje11	0.0	ABC	4AA	0	0	0	0	0.0	2.2	26	11	3	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje11	
pasaje13	0.1	ABC	2AA	60	21	8	2	0.0	1.2	10	4	1	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	pasaje13	
pasaje12	0.4	A C	4AA	15	5	2	1	0.0	0.7	3	1	0	0	0.0	2.3	96.0	0.0	0.0	pasaje12	
pasaje9	0.2	ABC	6CU	10	3	1	0	0.0	0.3	2	1	0	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje9	
pasaje6	0.1	ABC	6CU	15	5	2	1	0.0	0.4	3	1	0	0	0.0	2.2	96.1	0.0	0.0	pasaje6	
pasaje1	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.0	47	19	5	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	pasaje1	
plaza	0.0	ABC	6CU	15	5	2	1	0.0	3.6	39	16	4	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	plaza	
plaza1	0.0	ABC	6CU	60	21	8	2	0.0	3.1	26	11	3	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	plaza1	
plaza2	0.0	ABC	6CU	45	16	6	2	0.0	1.3	8	3	1	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	plaza2	
pasaje2	0.0	A C	4CU	15	5	2	1	0.0	0.4	3	1	0	0	0.0	2.1	96.2	0.0	0.0	pasaje2	
leon4	0.1	ABC	266AA	113	39	16	4	0.0	1.5	44	18	4	0	0.0	1.0	97.3	0.0	0.0	leon4	
leon5	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.6	24	10	2	0	0.0	1.0	97.3	0.0	0.0	leon5	
leon6	0.0	A C	6CU	0	0	0	0	0.0	0.4	3	1	1	0	0.0	1.0	97.3	0.0	0.0	leon6	
leon7	0.1	A C	6CU	10	3	1	1	0.0	0.4	2	1	0	0	0.0	1.0	97.3	0.0	0.0	leon7	
stub1	0.1	A C	6CU	60	21	8	3	0.0	2.7	10	4	2	0	0.0	1.0	97.3	0.0	0.0	stub1	

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
rama16	2.89	95.41	doceoctu	46.73		67.80	37.38	56.56

iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2876.5	2746.1	856.3	0.95	:	67.8	37.4	56.6



**primario 120**

PROJECT: Scott & Scott 11/20/99 12:34:36  
 DESIGNED TO: Escuela Politecnica Nacional  
 ADVANCED ANALYSIS ON FEEDER 12D  
 Lineal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES			SECTION NAME	
				CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	LEVEL	KW	KVAR		
DER TOTALS:					(feeder pf = 0.97)				939	241	91	0			97.6	4.9	7.1		
VIZ01	0.0	ABC	266AA	50	11	3	1	0.0	21.7	933	240	90	0	0.0	0.0	97.6	0.3	0.4	VIZ01
VIZ02	0.3	ABC	266AA	60	14	3	1	0.0	21.4	921	236	89	0	0.2	0.3	97.3	1.7	2.5	VIZ02
CORD01	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	21.1	912	232	89	0	0.0	0.3	97.3	0.1	0.1	CORD01
CORD02	0.1	ABC	266AA	300	69	17	7	0.0	20.3	843	215	82	0	0.1	0.4	97.2	0.7	1.0	CORD02
CORD03	0.1	ABC	266AA	250	57	14	6	0.0	18.7	780	198	76	0	0.1	0.5	97.1	0.4	0.7	CORD03
CORD04	0.1	ABC	266AA	200	46	11	4	0.0	17.4	728	184	71	0	0.0	0.5	97.1	0.3	0.4	CORD04
CORD05	0.1	ABC	266AA	250	57	14	6	0.0	16.3	676	171	66	0	0.0	0.6	97.0	0.3	0.4	CORD05
CORD06	0.0	ABC	266AA	60	14	3	1	0.0	15.0	641	162	62	0	0.0	0.6	97.0	0.1	0.1	CORD06
CORD07	0.1	ABC	266AA	75	17	4	2	0.0	14.7	625	158	61	0	0.0	0.6	97.0	0.2	0.3	CORD07
CORD08	0.1	ABC	266AA	150	34	9	3	0.0	14.3	599	151	58	0	0.1	0.7	96.9	0.3	0.4	CORD08
CORD09	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	13.5	582	146	57	0	0.1	0.7	96.9	0.3	0.4	CORD09
CORD10	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	7.8	335	84	33	0	0.0	0.8	96.8	0.1	0.2	CORD10
CORD12	0.1	ABC	266AA	150	34	9	3	0.0	7.4	301	76	29	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.1	CORD12
CORD13	0.0	ABC	266AA	830	190	48	19	0.0	6.6	189	47	18	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	CORD13
CORD14	0.1	ABC	266AA	113	26	6	3	0.0	2.2	81	20	8	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	CORD14
CORD15	0.1	ABC	2/OCU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	CORD15
CORD16	0.0	ABC	2 trip	300	69	17	7	0.0	4.8	34	9	3	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	CORD16
CORD11	0.1	ABC	2 CUsu	75	17	4	2	0.0	0.7	9	2	1	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	CORD11
ALMA01	0.1	ABC	266AA	300	69	17	7	0.0	1.6	34	9	3	0	0.0	0.7	96.9	0.0	0.0	ALMA01
ALMA02	0.2	ABC	266AA	113	26	6	3	0.0	4.1	165	41	16	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	ALMA02
ALMA03	0.1	ABC	266AA	300	69	17	7	0.0	3.5	118	30	11	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	ALMA03
ALMA04	0.1	ABC	266AA	5	1	0	0	0.0	1.9	83	21	8	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	ALMA04
ALMA05	0.1	ABC	266AA	45	10	3	1	0.0	1.9	77	19	8	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	ALMA05
ALMA06	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	1.7	72	18	7	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	ALMA06
FOC02	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	FOC02
ALMA07	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	1.2	51	13	5	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	ALMA07
PINT02	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	PINT02
PINT01	0.1	ABC	266AA	75	17	4	2	0.0	0.4	9	2	1	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	PINT01
ALMA08	0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.8	34	9	3	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	ALMA08
WILS03	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	WILS03
WILS01	0.1	ABC	266AA	75	17	4	2	0.0	0.8	26	6	3	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	WILS01
WILS02	0.1	ABC	266AA	75	17	4	2	0.0	0.4	9	2	1	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	WILS02
FOC01	0.1	ABC	266AA	90	21	5	2	0.0	0.5	10	3	1	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0	FOC01
TOL01	0.0	ABC	6CU	50	11	3	1	0.0	2.8	29	7	3	0	0.0	0.3	97.3	0.0	0.0	TOL01
TOL02	0.0	ABC	6CU	100	23	6	2	0.0	1.8	11	3	1	0	0.0	0.3	97.3	0.0	0.0	TOL02

--- VOLTAGE DROP MAXIMUM ---			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
CORD16	0.81	96.79	VIZ01	21.60	8.62	4.85	7.13

Iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
969.6	939.1	241.3	0.97	:	8.6	4.9	7.1

**primario 24E**

JECT: Scott & Scott 11/20/99 12:45:59  
 ENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
 ANCED ANALYSIS ON FEEDER 24E  
 inal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			SECTION NAME	
				CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	PERCENT LEVEL	KW	KVAR		
DER TOTALS:					(feeder pf = 0.95)				3970	1304	399	0			96.0	148.3	180.9		
PRADE01	0.0	ABC	266AA	15	3	1	0	0.0	95.0	3969	1303	399	0	0.0	0.0	96.0	0.1	0.2	PRADE01
PRADE02	0.1	ABC	266AA	15	3	1	0	0.0	94.9	3966	1302	398	0	0.3	0.3	95.7	8.6	12.6	PRADE02
PRADE03	0.1	ABC	2AA	45	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	0.3	95.7	0.0	0.0	PRADE03
PRADE04	0.4	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	94.7	3948	1287	398	0	1.5	1.8	94.2	46.8	68.7	PRADE04
PRADE05	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	2.9	57	17	6	0	0.0	1.8	94.2	0.0	0.0	PRADE05
PRADE05''	0.0	ABC	2 CUsu	125	22	6	2	0.0	2.1	37	11	4	0	0.0	1.8	94.2	0.0	0.0	PRADE05''
PRADE05'''	0.0	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	1.2	13	4	1	0	0.0	1.8	94.2	0.0	0.0	PRADE05'''
SEIS01	0.2	ABC	266AA	30	5	2	1	0.0	93.1	3833	1198	391	0	0.6	2.4	93.6	18.5	27.2	SEIS01
SEIS02	0.0	ABC	4/OAA	15	3	1	0	0.0	108.4	3810	1170	390	0	0.1	2.5	93.5	4.6	5.6	SEIS02
SEIS03	0.0	ABC	4/OAA	75	13	4	1	0.0	108.4	3798	1162	389	0	0.2	2.7	93.3	5.1	6.1	SEIS03
SEIS04	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	108.0	3786	1154	389	0	0.3	3.0	93.0	9.1	11.0	SEIS04
SEIS04'	0.0	ABC	2 CUsu	90	16	5	2	0.0	23.1	509	149	52	0	0.0	3.0	93.0	0.0	0.0	SEIS04'
SEIS04'''	0.1	ABC	2 CUsu	300	53	15	5	0.0	22.4	475	139	49	0	0.0	3.0	93.0	0.2	0.1	SEIS04'''
SEIS04''''	0.0	ABC	2 CUsu	425	75	22	8	0.0	3.3	37	11	4	0	0.0	3.0	93.0	0.0	0.0	SEIS04''''
ALPA01	0.2	ABC	2 CUsu	500	88	26	9	0.0	16.7	329	96	34	0	0.1	3.1	92.9	0.3	0.2	ALPA01
ALPA01'	0.0	ABC	2 CUsu	125	22	6	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	ALPA01'
ALPA01''	0.0	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	11.7	245	72	25	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	ALPA01''
ALPA01'''	0.1	ABC	2 CUsu	225	40	12	4	0.0	10.2	208	61	21	0	0.0	3.2	92.8	0.1	0.0	ALPA01'''
ALPA01''''	0.1	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	6.8	139	41	14	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA01''''
ALPA05	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	0.8	9	3	1	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA05
ALPA01''''''	0.1	ABC	2 CUsu	120	21	6	2	0.0	4.8	98	29	10	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA01''''''
ALPA017'	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	3.9	81	24	8	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA017'
ALPA018'	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	3.3	67	20	7	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA018'
ALPA019'	0.1	ABC	2 CUsu	300	53	15	5	0.0	2.7	34	10	4	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA019'
ALPA06	0.2	ABC	2 CUsu	45	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA06
ALPA04	0.1	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	1.6	18	5	2	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA04
SEIS05	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	93.3	3260	992	336	0	0.3	3.3	92.7	8.5	10.3	SEIS05
SEIS05'	0.0	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	2.2	31	9	3	0	0.0	3.3	92.7	0.0	0.0	SEIS05'
SEIS05''	0.1	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.3	92.7	0.0	0.0	SEIS05''
SEIS06	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	91.9	3203	968	331	0	0.2	3.5	92.5	5.6	6.7	SEIS06
WHIMP01	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	23.2	405	118	42	0	0.1	3.6	92.4	0.4	0.2	WHIMP01
WHIMP01'	0.0	ABC	4CU	10	2	1	0	0.0	19.6	341	100	35	0	0.0	3.6	92.4	0.1	0.0	WHIMP01'
WHIMP02	0.1	ABC	4CU	75	13	4	1	0.0	9.7	162	47	17	0	0.0	3.6	92.4	0.1	0.0	WHIMP02
WHIMP02''	0.0	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	7.0	133	39	14	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP02''
WHIMP02'''	0.1	ABC	2 CUsu	630	111	32	11	0.0	5.0	55	16	6	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP02'''
ALMAG01	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	9.9	172	50	18	0	0.0	3.6	92.4	0.1	0.0	ALMAG01
ALMAG02	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	2.0	35	10	4	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG02
ALMAG02'	0.0	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	1.6	18	5	2	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG02'
ALMAG03	0.0	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	6.1	115	33	12	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG03
ALMAG04	0.0	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	1.2	13	4	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG04
ALMAG05	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	5	0.0	3.0	40	12	4	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG05
ALMAG05''	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG05''
WHIMP01''	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	2.8	56	16	6	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP01''
WHIMP01'''	0.0	ABC	2 CUsu	30	5	2	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP01'''
WHIMP01''''	0.1	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	2.0	22	6	2	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP01''''
SEIS07	0.0	ABC	4/OAA	60	11	3	1	0.0	80.3	2787	841	288	0	0.0	3.5	92.5	1.2	1.4	SEIS07
SEIS08	0.1	ABC	4/OAA	45	8	2	1	0.0	3.0	99	29	10	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS08
SEIS09	0.1	ABC	4/OAA	150	26	8	3	0.0	2.7	82	24	8	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS09
SEIS10	0.0	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	2.0	69	20	7	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS10
SEIS11	0.0	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	2.0	69	20	7	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS11
SEIS12	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS12
PONCE01	0.0	ABC	2 CUsu	90	16	5	2	0.0	1.9	34	10	4	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE01
PONCE01'	0.0	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	1.2	13	4	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE01'
PONCE02	0.0	ABC	4CU	60	11	3	1	0.0	1.5	21	6	2	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE02
PONCE02''	0.0	ABC	2 CUsu	90	16	5	2	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE02''
WHIMP03	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	66.0	2678	808	277	0	0.3	3.9	92.1	6.8	10.0	WHIMP03
WHIMP07	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	6.6	73	21	8	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP07
WHIMP08	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	5.9	69	20	7	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP08
WHIMP09	0.1	ABC	6CU	75	13	4	1	0.0	5.9	62	18	6	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP09
WHIMP10	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.8	55	16	6	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP10
CORU01	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	0.7	4	1	0	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	CORU01
CORU02	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.1	47	14	5	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	CORU02
COR03	0.0	ABC	6tclp	112	20	6	2	0.0	2.6	10	3	1	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	COR03
CORU02'	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	2.4	28	8	3	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	CORU02'

		---- LOAD IN SECTION ---										---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			--- LOSSES ---			
		LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME		
SECTION NAME		KM	CFG	COND																		
DER TOTALS:								(feeder pf =	0.95)		3970	1304	399	0			96.0	148.3	188.9			
	COR04	0.0	ABC	6trip	113	20	6	2	0.0	2.6	10	3	1	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	COR04		
	COR05	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	COR05		
	COR06	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	0.7	4	1	0	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	COR06		
	WHIMP05	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	1.4	12	3	1	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP05		
	WHIMP06	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	0.7	4	1	0	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP06		
	WHIMP04	0.0	ABC	266AA	75	13	4	1	0.0	63.7	2572	769	267	0	0.1	3.9	92.1	1.1	1.6	WHIMP04		
	WHIMP11	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	63.4	2564	766	266	0	0.2	4.1	91.9	3.6	5.3	WHIMP11		
	WHIMP12	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	55.5	2241	667	233	0	0.2	4.2	91.8	3.1	4.5	WHIMP12		
	CORU03	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	55.5	2238	663	233	0	0.1	4.3	91.7	1.5	2.2	CORU03		
	CORU05	0.0	ABC	266AA	75	13	4	1	0.0	55.2	2217	655	231	0	0.0	4.4	91.6	0.7	1.1	CORU05		
	CORU06	0.0	ABC	266AA	30	5	2	1	0.0	34.4	1383	410	144	0	0.0	4.4	91.6	0.3	0.5	CORU06		
	CORU07	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	34.3	1380	408	144	0	0.1	4.5	91.5	0.8	1.2	CORU07		
	CORU08	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	CORU08		
	CORU09	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	62.6	1373	405	143	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	CORU09		
	CORU09'	0.0	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	62.0	1353	399	141	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	CORU09'		
	CORU10	0.1	ABC	2 CUsu	160	28	8	3	0.0	60.8	1326	392	138	0	0.3	4.8	91.2	4.0	2.4	CORU10		
	CORU10'	0.2	ABC	2 CUsu	60	11	3	1	0.0	59.5	1302	383	136	0	0.5	5.3	90.7	6.6	3.9	CORU10'		
	CORU11	0.1	ABC	4 CUsu	650	115	33	12	0.0	75.4	1233	361	130	0	0.4	5.6	90.4	4.7	1.8	CORU11		
	CORU13'	0.1	ABC	2 CUsu	300	53	15	6	0.0	53.8	1145	335	121	0	0.2	5.8	90.2	2.0	1.2	CORU13'		
	GONZA01	0.0	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	42.6	905	264	96	0	0.0	5.8	90.2	0.3	0.2	GONZA01		
	GONZA01'	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	6	0.0	40.6	856	250	91	0	0.0	5.8	90.2	0.3	0.2	GONZA01'		
	GONZA02	0.0	ABC	2 CUsu	400	70	21	7	0.0	19.3	383	112	41	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA02		
	GONZA02'	0.0	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	16.0	326	95	35	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA02'		
	GONZA03	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	6	0.0	14.0	278	81	29	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA03		
	GONZA03'	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	6	0.0	11.6	225	66	24	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA03'		
	GONZA04	0.0	ABC	2 CUsu	225	40	12	4	0.0	9.1	178	52	19	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA04		
	GONZA04'	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	6	0.0	7.3	132	39	14	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA04'		
	GONZA05	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	6	0.0	4.9	79	23	8	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA05		
	GONZA05'	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	6	0.0	2.4	26	8	3	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	GONZA05'		
	GONZA13	0.1	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	18.9	404	118	43	0	0.0	5.9	90.1	0.2	0.1	GONZA13		
	GONZA13'	0.1	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	18.3	384	112	41	0	0.1	6.0	90.0	0.3	0.2	GONZA13'		
	GONZA14	0.1	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	17.1	357	104	38	0	0.0	6.0	90.0	0.2	0.1	GONZA14		
	GONZA14'	0.1	ABC	2 CUsu	160	28	8	3	0.0	15.9	330	96	35	0	0.1	6.1	89.9	0.3	0.2	GONZA14'		
	GONZA15	0.0	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	14.6	298	87	32	0	0.0	6.1	89.9	0.0	0.0	GONZA15		
	GONZA15'	0.1	ABC	2 CUsu	112	20	6	2	0.0	12.9	270	79	29	0	0.1	6.2	89.8	0.2	0.1	GONZA15'		
	GONZA16	0.1	ABC	2 CUsu	160	28	8	3	0.0	11.7	238	70	25	0	0.0	6.2	89.8	0.1	0.1	GONZA16		
	GONZA16'	0.0	ABC	2 CUsu	400	70	21	7	0.0	10.4	189	55	20	0	0.0	6.2	89.8	0.0	0.0	GONZA16'		
	GONZA17	0.0	ABC	2 CUsu	500	88	26	9	0.0	7.1	110	32	12	0	0.0	6.2	89.8	0.0	0.0	GONZA17		
	GONZA17'	0.0	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	3.0	44	13	5	0	0.0	6.2	89.8	0.0	0.0	GONZA17'		
	GONZA18	0.0	ABC	2 CUsu	123	22	6	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	6.2	89.8	0.0	0.0	GONZA18		
	GONZA10	0.0	ABC	2 CUsu	45	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	6.2	89.8	0.0	0.0	GONZA10		
	CORU14	0.1	ABC	4 CUsu	200	35	10	4	0.0	11.1	172	50	18	0	0.1	5.8	90.2	0.1	0.0	CORU14		
	CORU14'	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	7.1	148	43	16	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	CORU14'		
	CORU15	0.1	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	1.6	22	6	2	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	CORU15		
	CORU15'	0.1	ABC	2 CUsu	50	9	3	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	CORU15'		
	CORU17	0.1	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	4.9	99	29	10	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	CORU17		
	CORU17'	0.1	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	4.3	75	22	8	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	CORU17'		
	CORU18	0.1	ABC	4 CUsu	250	44	13	5	0.0	3.4	35	10	4	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	CORU18		
	CORU18'	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	5.9	90.1	0.0	0.0	CORU18'		
	CORU20	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	20.4	824	241	86	0	0.0	4.4	91.6	0.2	0.4	CORU20		
	CORU21	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	20.4	824	241	86	0	0.0	4.4	91.6	0.2	0.2	CORU21		
	HUMB02'	0.0	ABC	266AA	75	13	4	1	0.0	20.4	817	239	85	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB02'		
	HUMB26	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	3.0	57	17	6	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB26		
	HUMB30	0.2	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	2.2	40	12	4	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB30		
	HUMB31	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	1.4	24	7	3	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB31		
	HUMB31'	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	0.8	9	3	1	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB31'		
	HUMB01	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	1.8	74	22	8	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB01		
	HUMB02	0.0	ABC	6CU	160	28	8	3	0.0	2.4	14	4	1	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB02		
	HUMB03	0.0	ABC	6CU	100	18	5	2	0.0	4.0	37	11	4	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB03		
	HUMB10	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.9	11	3	1	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB10		
	HUMB11	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.9	11	3	1	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB11		
	HUMB27	0.0	ABC	6CU	60	11	3	1	0.0	0.9	5	2	1	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	HUMB27		
	HUMB28	0.																				

SECTION NAME	LGTH PHS		COND	---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----					VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			SECTION NAME
	KM	CFG		CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	
DER TOTALS:					(feeder pf = 0.95)					3970	1304	399	0			96.0	148.3	188.9		
HUMB05	0.1	ABC 2	CUsu	300	53	15	6	0.0	5.0	84	24	9	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB05	
HUMB05'	0.1	ABC 2	CUsu	200	35	10	4	0.0	2.6	40	12	4	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB05'	
HUMB06	0.1	ABC 2	CUsu	75	13	4	1	0.0	1.0	15	4	2	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB06	
HUMB06'	0.2	ABC 2	CUsu	50	9	3	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB06'	
HUMB12	0.1	ABC 2	66AA	0	0	0	0	0.0	11.3	457	134	48	0	0.1	4.5	91.5	0.2	0.3	HUMB12	
HUMB15	0.0	ABC 2	/OCU	500	88	26	9	0.0	13.2	411	120	43	0	0.0	4.5	91.5	0.1	0.1	HUMB15	
HUMB16	0.0	ABC 2	/OCU	300	53	15	6	0.0	10.6	340	99	35	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB16	
HUMB16'	0.1	ABC 4	CUsu	500	88	26	9	0.0	5.1	44	13	5	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB16'	
HUMB17	0.1	ABC 2	/OCU	0	0	0	0	0.0	6.5	226	66	24	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB17	
HUMB18	0.0	ABC 2	/O CU	300	53	15	6	0.0	4.0	112	33	12	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB18	
HUMB18'	0.0	ABC 2	/O CU	75	13	4	1	0.0	2.5	79	23	8	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB18'	
HUMB19	0.0	ABC 2	/O CU	250	44	13	5	0.0	2.1	50	15	5	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB19	
HUMB19'	0.1	ABC 6	CU	160	28	8	3	0.0	2.5	14	4	1	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB19'	
HUMB20	0.1	ABC 2	/OCU	160	28	8	3	0.0	2.5	73	21	8	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB20	
HUMB20'	0.2	ABC 2	/OCU	200	35	10	4	0.0	1.7	41	12	4	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB20'	
HUMB21	0.0	ABC 2	CUsu	60	11	3	1	0.0	1.1	18	5	2	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB21	
HUMB21'	0.0	ABC 2	CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB21'	
HUMB13	0.1	ABC 2	/OCU	10	2	1	0	0.0	0.1	1	0	0	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB13	
HUMB14	0.1	ABC 2	/OCU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	HUMB14	
CORU04	0.0	ABC 2	trip	75	13	4	1	0.0	1.0	7	2	1	0	0.0	4.3	91.7	0.0	0.0	CORU04	
RIVET01	0.1	ABC 2	CUsu	160	28	8	3	0.0	14.4	305	89	32	0	0.0	4.1	91.9	0.1	0.1	RIVET01	
RIVET03	0.1	ABC 1	/OCU	0	0	0	0	0.0	9.7	291	85	30	0	0.0	4.1	91.9	0.1	0.1	RIVET03	
RIVET05	0.0	ABC 2	CUsu	125	22	6	2	0.0	1.6	24	7	3	0	0.0	4.2	91.8	0.0	0.0	RIVET05	
RIVET05'	0.1	ABC 2	CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	4.2	91.8	0.0	0.0	RIVET05'	
RIVET03'	0.1	ABC 1	/OCU	45	8	2	1	0.0	8.6	251	73	26	0	0.0	4.2	91.8	0.1	0.1	RIVET03'	
RIVET04	0.0	ABC 1	/OCU	0	0	0	0	0.0	8.3	247	72	26	0	0.0	4.2	91.8	0.0	0.0	RIVET04	
RIVET06	0.0	ABC 6	CU	0	0	0	0	0.0	3.1	35	10	4	0	0.0	4.2	91.8	0.0	0.0	RIVET06	
RIVET07	0.0	ABC 6	CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	4.2	91.8	0.0	0.0	RIVET07	
RIVET07''	0.0	ABC 6	trip	200	35	10	4	0.0	4.6	18	5	2	0	0.0	4.2	91.8	0.0	0.0	RIVET07''	
RIVET08	0.1	ABC 2	/OAA	0	0	0	0	0.0	8.2	212	62	22	0	0.0	4.2	91.8	0.1	0.0	RIVET08	
RIVET11	0.0	ABC 4	CUsu	45	8	2	1	0.0	12.3	208	61	22	0	0.0	4.2	91.8	0.0	0.0	RIVET11	
RIVET12	0.1	ABC 4	CUsu	125	22	6	2	0.0	11.8	193	56	20	0	0.1	4.3	91.7	0.1	0.0	RIVET12	
RIVET12'	0.1	ABC 4	CUsu	90	16	5	2	0.0	2.8	41	12	4	0	0.0	4.3	91.7	0.0	0.0	RIVET12'	
RIVET13	0.1	ABC 2	CUsu	112	20	6	2	0.0	1.5	23	7	2	0	0.0	4.3	91.7	0.0	0.0	RIVET13	
RIVET13'	0.0	ABC 2	CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	4.3	91.7	0.0	0.0	RIVET13'	
RIVET15	0.0	ABC 4	CUsu	30	5	2	1	0.0	7.7	131	38	14	0	0.0	4.3	91.7	0.0	0.0	RIVET15	
RIVET15'	0.2	ABC 6	CUsu	30	5	2	1	0.0	11.1	125	37	13	0	0.1	4.4	91.6	0.1	0.0	RIVET15'	
RIVET16	0.1	ABC 2	CUsu	260	46	13	5	0.0	5.5	100	29	10	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	RIVET16	
RIVET17	0.1	ABC 6	CUsu	60	11	3	1	0.0	6.7	71	21	7	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	RIVET17	
RIVET19	0.0	ABC 2	CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	4.4	91.6	0.0	0.0	RIVET19	
RIVET18	0.1	ABC 6	CUsu	75	13	4	1	0.0	4.6	46	13	5	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	RIVET18	
RIVET20	0.3	ABC 1	/O CU	150	26	8	3	0.0	1.3	26	8	3	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	RIVET20	
RIVET21	0.2	ABC 2	CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	4.5	91.5	0.0	0.0	RIVET21	

--- VOLTAGE DROP MAXIMUM ---			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT		KVA	KW	KVAR
GONZA18	6.21	89.79	SEIS02	108.44		240.18	148.28	188.94

Iteration(s) with convergence criteria of 0.50

---- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ----				: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
4178.5	3970.0	1303.6	0.95	:	240.2	148.3	188.9

JECT: Scott & Scott 11/20/99 12:45:59  
ENSED TO: Escuela Politecnica Nacional  
ANCED ANALYSIS ON FEEDER 24E  
inal Voltage = 6.30 KV Line to Line

SECTION NAME	LGTH RPHS			---- LOAD IN SECTION ----					---- LOAD THRU SECTION ----					VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			SECTION NAME
	KM	CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR		
DER TOTALS:					(feeder pf = 0.95)					3970	1304	399	0			96.0	148.3	188.9		
PRADE01	0.0	ABC	266AA	15	3	1	0	0.0	95.0	3969	1303	399	0	0.0	0.0	96.0	0.1	0.2	PRADE01	
PRADE02	0.1	ABC	266AA	15	3	1	0	0.0	94.9	3966	1302	398	0	0.3	0.3	95.7	8.6	12.6	PRADE02	
PRADE03	0.1	ABC	2AA	45	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	0.3	95.7	0.0	0.0	PRADE03	
PRADE04	0.4	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	94.7	3948	1287	398	0	1.5	1.8	94.2	46.8	68.7	PRADE04	
PRADE05	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	2.9	57	17	6	0	0.0	1.8	94.2	0.0	0.0	PRADE05	
PRADE05''	0.0	ABC	2 CUsu	125	22	6	2	0.0	2.1	37	11	4	0	0.0	1.8	94.2	0.0	0.0	PRADE05''	
PRADE05'''	0.0	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	1.2	13	4	1	0	0.0	1.8	94.2	0.0	0.0	PRADE05'''	
SEIS01	0.2	ABC	266AA	30	5	2	1	0.0	93.1	3833	1198	391	0	0.6	2.4	93.6	18.5	27.2	SEIS01	
SEIS02	0.0	ABC	4/OAA	15	3	1	0	0.0	108.4	3810	1170	390	0	0.1	2.5	93.5	4.6	5.6	SEIS02	
SEIS03	0.0	ABC	4/OAA	75	13	4	1	0.0	108.4	3798	1162	389	0	0.2	2.7	93.3	5.1	6.1	SEIS03	
SEIS04	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	108.0	3786	1154	389	0	0.3	3.0	93.0	9.1	11.0	SEIS04	
SEIS04'	0.0	ABC	2 CUsu	90	16	5	2	0.0	23.1	509	149	52	0	0.0	3.0	93.0	0.0	0.0	SEIS04'	
SEIS04''''	0.1	ABC	2 CUsu	300	53	15	5	0.0	22.4	475	139	49	0	0.0	3.0	93.0	0.2	0.1	SEIS04''''	
SEIS04''''''	0.0	ABC	2 CUsu	425	75	22	8	0.0	3.3	37	11	4	0	0.0	3.0	93.0	0.0	0.0	SEIS04''''''	
ALPA01	0.2	ABC	2 CUsu	500	88	26	9	0.0	16.7	329	96	34	0	0.1	3.1	92.9	0.3	0.2	ALPA01	
ALPA01'	0.0	ABC	2 CUsu	125	22	6	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	ALPA01'	
ALPA01''	0.0	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	11.7	245	72	25	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	ALPA01''	
ALPA01'''	0.1	ABC	2 CUsu	225	40	12	4	0.0	10.2	208	61	21	0	0.0	3.2	92.8	0.1	0.0	ALPA01'''	
ALPA01''''	0.1	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	6.8	139	41	14	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA01''''	
ALPA05	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	0.8	9	3	1	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA05	
ALPA01''''''	0.1	ABC	2 CUsu	120	21	6	2	0.0	4.8	98	29	10	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA01''''''	
ALPA017'	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	3.9	81	24	8	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA017'	
ALPA018'	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	3.3	67	20	7	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA018'	
ALPA019'	0.1	ABC	2 CUsu	300	53	15	5	0.0	2.7	34	10	4	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA019'	
ALPA06	0.2	ABC	2 CUsu	45	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA06	
ALPA04	0.1	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	1.6	18	5	2	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	ALPA04	
SEIS05	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	93.3	3260	992	336	0	0.3	3.3	92.7	8.5	10.3	SEIS05	
SEIS05'	0.0	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	2.2	31	9	3	0	0.0	3.3	92.7	0.0	0.0	SEIS05'	
SEIS05''	0.1	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.3	92.7	0.0	0.0	SEIS05''	
SEIS06	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	91.9	3203	968	331	0	0.2	3.5	92.5	5.6	6.7	SEIS06	
WHIMP01	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	23.2	405	118	42	0	0.1	3.6	92.4	0.4	0.2	WHIMP01	
WHIMP01'	0.0	ABC	4CU	10	2	1	0	0.0	19.6	341	100	35	0	0.0	3.6	92.4	0.1	0.0	WHIMP01'	
WHIMP02	0.1	ABC	4CU	75	13	4	1	0.0	9.7	162	47	17	0	0.0	3.6	92.4	0.1	0.0	WHIMP02	
WHIMP02''	0.0	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	7.0	133	39	14	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP02''	
WHIMP02'''	0.1	ABC	2 CUsu	630	111	32	11	0.0	5.0	55	16	6	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP02'''	
ALMAG01	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	9.9	172	50	18	0	0.0	3.6	92.4	0.1	0.0	ALMAG01	
ALMAG02	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	2.0	35	10	4	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG02	
ALMAG02'	0.0	ABC	2 CUsu	200	35	10	4	0.0	1.6	18	5	2	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG02'	
ALMAG03	0.0	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	6.1	115	33	12	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG03	
ALMAG04	0.0	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	1.2	13	4	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG04	
ALMAG05	0.0	ABC	2 CUsu	300	53	15	5	0.0	3.0	40	12	4	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG05	
ALMAG05''	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	ALMAG05''	
WHIMP01''	0.0	ABC	2 CUsu	75	13	4	1	0.0	2.8	56	16	6	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP01''	
WHIMP01'''	0.0	ABC	2 CUsu	30	5	2	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP01'''	
WHIMP01''''	0.1	ABC	2 CUsu	250	44	13	5	0.0	2.0	22	6	2	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	WHIMP01''''	
SEIS07	0.0	ABC	4/OAA	60	11	3	1	0.0	80.3	2787	841	288	0	0.0	3.5	92.5	1.2	1.4	SEIS07	
SEIS08	0.1	ABC	4/OAA	45	8	2	1	0.0	3.0	99	29	10	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS08	
SEIS09	0.1	ABC	4/OAA	150	26	8	3	0.0	2.7	82	24	8	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS09	
SEIS10	0.0	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	2.0	69	20	7	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS10	
SEIS11	0.0	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	2.0	69	20	7	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS11	
SEIS12	0.1	ABC	4/OAA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	SEIS12	
PONCE01	0.0	ABC	2 CUsu	90	16	5	2	0.0	1.9	34	10	4	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE01	
PONCE01'	0.0	ABC	2 CUsu	150	26	8	3	0.0	1.2	13	4	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE01'	
PONCE02	0.0	ABC	4CU	60	11	3	1	0.0	1.5	21	6	2	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE02	
PONCE02''	0.0	ABC	2 CUsu	90	16	5	2	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	PONCE02''	
WHIMP03	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	66.0	2678	808	277	0	0.3	3.9	92.1	6.8	10.0	WHIMP03	
WHIMP07	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	6.6	73	21	8	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP07	
WHIMP08	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	5.9	69	20	7	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP08	
WHIMP09	0.1	ABC	6CU	75	13	4	1	0.0	5.9	62	18	6	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP09	
WHIMP10	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.8	55	16	6	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	WHIMP10	
CORU01	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	0.7	4	1	0	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	CORU01	
CORU02	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.1	47	14	5	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	CORU02	
COR03	0.0	ABC	6trip	112	20	6	2	0.0	2.6	10	3	1	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	COR03	
CORU02'	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	2.4	28	8	3	0	0.0	3.9	92.1	0.0	0.0	CORU02'	

## Alexo3

### Datos de entrada de los primarios en estudio



**PRIMARIO 12A**

SECCION	Demanda (kW)	Demanda (kVA)
I4	471.2	490.51
I5	34.2	35.6
H4	331.1	344.69
H5	472.4	491.54
H6	624	671.84
G5	201.2	209.61
G6	448.4	467.03
G4	349.8	364.26
F5	106.9	111.104
F4	187.6	195.61
F6	205.7	213.99
G7	116.5	121.22
		3717

**PRIMARIO 12D**

SECCION	Demanda (kW)	Demanda (kVA)
I5	13.8	14.26
H5	24.7	25.4
H6	249.5	256.96
G6	22.5	23.05
G7	111.5	114.96
F7	417.6	430.29
F8	79.4	81.73
F6	17	17.46
		964.1

**PRIMARIO 24E**

SECCION	Demanda (kW)	Demanda (kVA)
G10	14	14.57
H10	389.8	405.75
H9	4	4.3
H11	114	118.68
I8	171.1	178.49
I9	302.3	315.16
I10	664	691.78
I11	159.8	166.96
J10	586.6	611.4
J9	588	611.96
J8	1	1.12
K10	555.3	578.5
K11	211.7	220.7
L10	56.4	58.53
		3977.9

### PRIMARIO 12B

SECCION	Demanda (kW)	Demanda (kVA)
I5	119.3	126.96
J5	23.6	25.58
J6	20.1	21.31
J3	2.7	2.96
H6	35	38.08
M9	81	86.75
I6	43	46.61
H7	26	28.23
J4	6.3	6.895
I7	536	578.85
I3	5	5.3
I8	7.8	8.47
J8	186.3	201.09
K2	1.2	1.26
J9	90	97.24
J7	870.5	938.16
K8	55.5	60.1
K6	50.7	54.78
K9	219.9	237.21
K7	86.8	93.23
L9	60	64.65
L8	90	97.014
L7	29	31.25
M4	7.1	7.5
K3	6.8	7.13
M3	6	6.39
M2	10.77	10.77
N5	2.79	2.79
N3	3.23	3.23
N4	8.36	8.36
M5	1.58	1.58
K4	0.95	0.95
L5	2.214	2.21
K5	2.844	2.84
L6	1.264	1.264
M6	0.63	0.63
N2	2.154	2.154
O2	2.154	2.154
		2911.9

**DEMANDA TOTAL**

<b>SECCION</b>	<b>Demanda (kW)</b>	<b>Demanda (kVA)</b>
I4	471.2	490.51
I5	167.3	176.824
H4	331.1	344.69
H5	497.1	516.94
H6	908.5	966.88
G5	201.2	209.6
G6	470.9	490.08
G4	349.8	364.26
F5	106.9	111.1
F4	187.6	195.61
F6	222.7	231.45
G7	228	236.18
F7	417.6	430.29
F8	79.4	81.73
G10	14	14.57
H10	389.8	405.75
H9	4	4.31
H11	114	118.6
I8	178.9	186.96
I9	302.3	315.16
I10	664	691.78
I11	159.8	166.96
J10	586.6	611.42
J9	678	709.2
J8	187.3	202.21
K10	555.3	578.5
K11	211.7	220.7
L10	56.4	58.5
J5	23.6	25.58
J6	20.1	21.31
J3	2.7	2.96
M9	81	86.75
I6	43	46.61
H7	26	28.23
J4	6.3	6.89
I7	536	578.85
I3	5	5.39
K2	1.2	1.26
J7	870.5	938.16
K8	55.5	60.1
K6	50.7	54.78
K9	219.9	237.2
K7	86.8	93.23
L9	60	64.65
L8	90	97.01
L7	29	31.25
M4	7.1	7.5
K3	6.8	7.1
M3	6	6.39
M2	10	10.77
N5	2.6	2.79
N3	3	3.23
N4	7.8	8.36
M5	1.5	1.58
K4	0.9	0.95

L5	2.1	2.21
K5	2.7	2.84
L6	1.2	1.26
M6	0.6	0.63
N2	2	2.15
O2	2	2.15
		11571

## ANEXO 4

Nuevas burritas con almidón/Para el primer día

JECT: Scott & Scott 11/20/99 13:07:03  
 ENSED TO: Escuela Politécnica Nacional  
 ANCED ANALYSIS ON FEEDER 24Enueva  
 inal Voltage = 6.30 KV Line to Line

Enueva	---- LOAD IN SECTION ----								---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			SECTION NAME
	LGTH	RHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	
CTION NAME	KM	CFG	COND																
DER TOTALS:								(feeder pf = 0.95)	3962	1277	397	0				96.0	91.3	147.8	
PRADE01	0.0	ABC	336AA	15	3	1	0	0.0	82.8	3961	1276	397	0	0.0	0.0	96.0	0.1	0.2	PRADE01
PRADE02	0.1	ABC	336AA	15	3	1	0	0.0	82.7	3958	1275	397	0	0.2	0.2	95.8	6.8	12.2	PRADE02
PRADE04	0.4	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	82.5	3942	1260	396	0	1.3	1.5	94.5	36.8	66.6	PRADE04
PRADE05	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	3.0	59	17	6	0	0.0	1.5	94.5	0.0	0.0	PRADE05
PRADE05''	0.0	ABC	2 CUsu	125	23	7	2	0.0	2.2	38	11	4	0	0.0	1.5	94.5	0.0	0.0	PRADE05''
PRADE05'''	0.0	ABC	2 CUsu	150	27	8	3	0.0	1.2	14	4	1	0	0.0	1.5	94.5	0.0	0.0	PRADE05'''
SEIS01	0.2	ABC	336AA	30	5	2	1	0.0	81.1	3834	1173	389	0	0.5	2.0	94.0	14.6	26.3	SEIS01
SEIS02	0.0	ABC	336AA	15	3	1	0	0.0	81.0	3816	1146	389	0	0.1	2.1	93.9	2.9	5.3	SEIS02
SEIS03	0.0	ABC	336AA	75	14	4	1	0.0	80.9	3805	1138	388	0	0.1	2.2	93.8	3.2	5.8	SEIS03
WHIMP03	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	65.1	2681	804	274	0	0.3	2.5	93.5	5.8	8.5	WHIMP03
WHIMP04	0.0	ABC	266AA	75	14	4	1	0.0	62.8	2573	766	263	0	0.1	2.6	93.4	1.1	1.6	WHIMP04
WHIMP11	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	62.5	2565	762	262	0	0.2	2.7	93.3	3.5	5.1	WHIMP11
WHIMP12	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	54.5	2234	661	229	0	0.2	2.9	93.1	3.0	4.4	WHIMP12
CORU03	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	54.5	2231	657	229	0	0.1	3.0	93.0	1.4	2.1	CORU03
CORU05	0.0	ABC	266AA	75	14	4	1	0.0	54.2	2209	649	227	0	0.0	3.0	93.0	0.7	1.0	CORU05
CORU06	0.0	ABC	266AA	30	5	2	1	0.0	33.1	1351	397	139	0	0.0	3.0	93.0	0.3	0.5	CORU06
CORU07	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	33.0	1348	395	138	0	0.1	3.1	92.9	0.7	1.1	CORU07
CORU08	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	CORU08
CORU09	0.0	ABC	2 CUsu	75	14	4	1	0.0	60.2	1340	392	138	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	CORU09
CORU09'	0.0	ABC	2 CUsu	150	27	8	3	0.0	59.6	1320	386	136	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	CORU09'
CORU10	0.1	ABC	2 CUsu	160	29	8	3	0.0	7.0	143	42	15	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	CORU10
CORU10'	0.2	ABC	2 CUsu	60	11	3	1	0.0	5.7	123	36	13	0	0.0	3.2	92.8	0.1	0.0	CORU10'
CORU11	0.1	ABC	4 CUsu	650	118	34	12	0.0	6.7	59	17	6	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	CORU11
CORU13'	0.1	ABC	2 CUsu	0	0	0	0	0.0	51.4	1149	336	118	0	0.2	3.3	92.7	2.5	1.5	CORU13'
CORU14	0.1	ABC	4 CUsu	200	36	11	4	0.0	11.1	177	52	18	0	0.1	3.4	92.6	0.1	0.0	CORU14
CORU14'	0.0	ABC	2 CUsu	75	14	4	1	0.0	7.1	152	44	16	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	CORU14'
CORU15	0.1	ABC	2 CUsu	150	27	8	3	0.0	1.6	23	7	2	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	CORU15
CORU15'	0.1	ABC	2 CUsu	50	9	3	1	0.0	0.4	5	1	0	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	CORU15'
CORU17	0.1	ABC	2 CUsu	75	14	4	1	0.0	4.9	102	30	10	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	CORU17
CORU17'	0.1	ABC	2 CUsu	200	36	11	4	0.0	4.3	77	22	8	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	CORU17'
CORU18	0.1	ABC	4 CUsu	250	45	13	5	0.0	3.4	36	11	4	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	CORU18
CORU18'	0.0	ABC	2 CUsu	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	CORU18'
GONZA01	0.0	ABC	2 CUsu	250	45	13	5	0.0	42.6	929	272	96	0	0.0	3.4	92.6	0.3	0.2	GONZA01
GONZA01'	0.0	ABC	2 CUsu	300	54	16	6	0.0	40.6	879	257	91	0	0.0	3.4	92.6	0.3	0.2	GONZA01'
GONZA02	0.0	ABC	2 CUsu	400	72	21	7	0.0	19.3	394	115	41	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA02
GONZA02'	0.0	ABC	2 CUsu	250	45	13	5	0.0	16.0	335	98	35	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA02'
GONZA03	0.0	ABC	2 CUsu	300	54	16	6	0.0	14.0	285	83	29	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA03
GONZA03'	0.0	ABC	2 CUsu	300	54	16	6	0.0	11.6	231	67	24	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA03'
GONZA04	0.0	ABC	2 CUsu	225	41	12	4	0.0	9.1	183	53	19	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA04
GONZA04'	0.0	ABC	2 CUsu	300	54	16	6	0.0	7.3	136	40	14	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA04'
GONZA05	0.0	ABC	2 CUsu	300	54	16	6	0.0	4.9	81	24	8	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA05
GONZA05'	0.0	ABC	2 CUsu	300	54	16	6	0.0	2.4	27	8	3	0	0.0	3.4	92.6	0.0	0.0	GONZA05'
GONZA13	0.1	ABC	2 CUsu	75	14	4	1	0.0	18.9	415	121	43	0	0.0	3.4	92.6	0.2	0.1	GONZA13
GONZA13'	0.1	ABC	2 CUsu	150	27	8	3	0.0	18.3	394	115	41	0	0.1	3.5	92.5	0.3	0.2	GONZA13'
GONZA14	0.1	ABC	2 CUsu	150	27	8	3	0.0	17.1	367	107	38	0	0.0	3.6	92.4	0.2	0.1	GONZA14
GONZA14'	0.1	ABC	2 CUsu	160	29	8	3	0.0	15.9	339	99	35	0	0.1	3.6	92.4	0.3	0.2	GONZA14'
GONZA15	0.0	ABC	2 CUsu	200	36	11	4	0.0	14.6	306	89	32	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	GONZA15
GONZA15'	0.1	ABC	2 CUsu	112	20	6	2	0.0	12.9	278	81	29	0	0.1	3.7	92.3	0.2	0.1	GONZA15'
GONZA16	0.1	ABC	2 CUsu	160	29	8	3	0.0	11.7	245	71	25	0	0.0	3.7	92.3	0.1	0.1	GONZA16
GONZA16'	0.0	ABC	2 CUsu	400	72	21	7	0.0	10.4	194	57	20	0	0.0	3.7	92.3	0.0	0.0	GONZA16'
GONZA17	0.0	ABC	2 CUsu	500	90	26	9	0.0	7.1	113	33	12	0	0.0	3.8	92.2	0.0	0.0	GONZA17
GONZA17'	0.0	ABC	2 CUsu	250	45	13	5	0.0	3.0	45	13	5	0	0.0	3.8	92.2	0.0	0.0	GONZA17'
GONZA18	0.0	ABC	2 CUsu	123	22	6	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	3.8	92.2	0.0	0.0	GONZA18
GONZA10	0.0	ABC	2 CUsu	45	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	3.7	92.3	0.0	0.0	GONZA10
CORU20	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	20.7	848	248	87	0	0.0	3.0	93.0	0.3	0.4	CORU20
CORU21	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	20.7	848	248	87	0	0.0	3.1	92.9	0.2	0.2	CORU21
HUMB02'	0.0	ABC	266AA	75	14	4	1	0.0	20.7	841	246	86	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB02'
HUMB26	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	3.0	59	17	6	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB26
HUMB30	0.2	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	2.2	41	12	4	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB30
HUMB31	0.0	ABC	2 CUsu	75	14	4	1	0.0	1.4	25	7	3	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB31
HUMB31'	0.0	ABC	2 CUsu	100	18	5	2	0.0	0.8	9	3	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB31'
HUMB01	0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	13.4	547	160	56	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.1	HUMB01
HUMB02	0.0	ABC	6CU	160	29	8	3	0.0	2.5	14	4	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB02
HUMB03	0.0	ABC	6CU	100	18	5	2	0.0	44.4	509	149	52	0	0.1	3.2	92.8	0.4	0.1	HUMB03

Enneva		---- LOAD IN SECTION ---								---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT				-- LOSSES --		
SECTION NAME		LGTH	PHS	COND	CONN	LOAD				LOAD THRU SECTION				SECT ACCUM						SECTION NAME
		KM	CFG		KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	
DER TOTALS:						(feeder pf = 0.95)					3962	1277	397	0			96.0	91.3	147.8	
	HUMB10	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	41.3	481	141	50	0	0.2	3.4	92.6	1.2	0.4	HUMB10
	HUMB11	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	41.3	480	140	50	0	0.1	3.5	92.5	0.4	0.1	HUMB11
	HUMB27	0.0	ABC	6CU	60	11	3	1	0.0	41.3	474	139	49	0	0.0	3.5	92.5	0.0	0.0	HUMB27
	HUMB12	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	11.5	469	137	48	0	0.1	3.5	92.5	0.2	0.3	HUMB12
	HUMB13	0.1	ABC	2/OCU	10	2	1	0	0.0	0.1	1	0	0	0	0.0	3.5	92.5	0.0	0.0	HUMB13
	HUMB14	0.1	ABC	2/OCU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.5	92.5	0.0	0.0	HUMB14
	HUMB15	0.0	ABC	2/OCU	500	90	26	9	0.0	13.4	422	123	44	0	0.0	3.5	92.5	0.1	0.1	HUMB15
	HUMB16	0.0	ABC	2/OCU	300	54	16	6	0.0	10.8	349	102	36	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB16
	HUMB16'	0.1	ABC	4 CUUs	500	90	26	9	0.0	5.2	45	13	5	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB16'
	HUMB17	0.1	ABC	2/OCU	0	0	0	0	0.0	6.6	232	68	24	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB17
	HUMB18	0.0	ABC	2/0 CU	300	54	16	6	0.0	4.1	115	34	12	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB18
	HUMB18'	0.0	ABC	2/0 CU	75	14	4	1	0.0	2.5	81	24	8	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB18'
	HUMB19	0.0	ABC	2/0 CU	250	45	13	5	0.0	2.1	52	15	5	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB19
	HUMB19'	0.1	ABC	6CU	160	29	8	3	0.0	2.5	14	4	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB19'
	HUMB20	0.1	ABC	2/OCU	160	29	8	3	0.0	2.6	75	22	8	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB20
	HUMB20'	0.2	ABC	2/OCU	200	36	11	4	0.0	1.7	43	12	4	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB20'
	HUMB21	0.0	ABC	2 CUUs	60	11	3	1	0.0	1.1	19	6	2	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB21
	HUMB21'	0.0	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.6	92.4	0.0	0.0	HUMB21'
	HUMB28	0.0	ABC	2 CUUs	100	18	5	2	0.0	0.8	9	3	1	0	0.0	3.2	92.8	0.0	0.0	HUMB28
	HUMB04	0.1	ABC	2/OAA	200	36	11	4	0.0	8.3	201	59	21	0	0.0	3.1	92.9	0.1	0.0	HUMB04
	HUMB23'	0.1	ABC	2 CUUs	125	23	7	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB23'
	HUMB29	0.1	ABC	2 CUUs	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB29
	HUMB09	0.2	ABC	2 CUUs	112	20	6	2	0.0	2.1	37	11	4	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB09
	HUMB32	0.0	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	1.2	20	6	2	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB32
	HUMB33	0.1	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB33
	HUMB05	0.1	ABC	2 CUUs	300	54	16	6	0.0	5.1	86	25	9	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB05
	HUMB05'	0.1	ABC	2 CUUs	200	36	11	4	0.0	2.6	41	12	4	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB05'
	HUMB06	0.1	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	1.0	16	5	2	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB06
	HUMB06'	0.2	ABC	2 CUUs	50	9	3	1	0.0	0.4	5	1	0	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	HUMB06'
	CORU04	0.0	ABC	2 trip	75	14	4	1	0.0	1.0	7	2	1	0	0.0	3.0	93.0	0.0	0.0	CORU04
	RIVET01	0.1	ABC	2 CUUs	160	29	8	3	0.0	14.6	313	92	32	0	0.0	2.8	93.2	0.2	0.1	RIVET01
	RIVET03	0.1	ABC	1/OCU	0	0	0	0	0.0	9.9	299	87	31	0	0.0	2.8	93.2	0.1	0.1	RIVET03
	RIVET05	0.0	ABC	2 CUUs	125	23	7	2	0.0	1.6	25	7	3	0	0.0	2.8	93.2	0.0	0.0	RIVET05
	RIVET05'	0.1	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	2.8	93.2	0.0	0.0	RIVET05'
	RIVET03'	0.1	ABC	1/OCU	45	8	2	1	0.0	8.7	258	75	26	0	0.0	2.8	93.2	0.1	0.1	RIVET03'
	RIVET04	0.0	ABC	1/OCU	0	0	0	0	0.0	8.4	254	74	26	0	0.0	2.8	93.2	0.0	0.0	RIVET04
	RIVET06	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	3.1	36	11	4	0	0.0	2.8	93.2	0.0	0.0	RIVET06
	RIVET07	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.8	93.2	0.0	0.0	RIVET07
	RIVET07''	0.0	ABC	6trip	200	36	11	4	0.0	4.6	18	5	2	0	0.0	2.8	93.2	0.0	0.0	RIVET07''
	RIVET08	0.1	ABC	2/OAA	0	0	0	0	0.0	8.3	218	64	22	0	0.0	2.9	93.1	0.1	0.0	RIVET08
	RIVET11	0.0	ABC	4 CUUs	45	8	2	1	0.0	12.4	214	62	22	0	0.0	2.9	93.1	0.0	0.0	RIVET11
	RIVET12	0.1	ABC	4 CUUs	125	23	7	2	0.0	11.9	198	58	20	0	0.1	2.9	93.1	0.1	0.0	RIVET12
	RIVET12'	0.1	ABC	4 CUUs	90	16	5	2	0.0	2.9	42	12	4	0	0.0	2.9	93.1	0.0	0.0	RIVET12'
	RIVET13	0.1	ABC	2 CUUs	112	20	6	2	0.0	1.5	24	7	2	0	0.0	2.9	93.1	0.0	0.0	RIVET13
	RIVET13'	0.0	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	2.9	93.1	0.0	0.0	RIVET13'
	RIVET15	0.0	ABC	4 CUUs	30	5	2	1	0.0	7.8	134	39	14	0	0.0	2.9	93.1	0.0	0.0	RIVET15
	RIVET15'	0.2	ABC	6 CUUs	30	5	2	1	0.0	11.2	129	38	13	0	0.1	3.0	93.0	0.1	0.0	RIVET15'
	RIVET16	0.1	ABC	2 CUUs	260	47	14	5	0.0	5.6	102	30	11	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	RIVET16
	RIVET17	0.1	ABC	6 CUUs	60	11	3	1	0.0	6.7	73	21	8	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	RIVET17
	RIVET19	0.0	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	RIVET19
	RIVET18	0.1	ABC	6 CUUs	75	14	4	1	0.0	4.6	48	14	5	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	RIVET18
	RIVET20	0.3	ABC	1/0 CU	150	27	8	3	0.0	1.3	27	8	3	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	RIVET20
	RIVET21	0.2	ABC	2 CUUs	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.1	92.9	0.0	0.0	RIVET21
	WHIMP05	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	1.4	12	4	1	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	WHIMP05
	WHIMP06	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	0.7	4	1	0	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	WHIMP06
	WHIMP07	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	6.7	75	22	8	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	WHIMP07
	WHIMP08	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	6.0	71	21	7	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	WHIMP08
	WHIMP09	0.1	ABC	6CU	75	14	4	1	0.0	6.0	64	19	7	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	WHIMP09
	WHIMP10	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.8	57	17	6	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	WHIMP10
	CORU01	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	0.7	4	1	0	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	CORU01
	CORU02	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	4.2	49	14	5	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	CORU02
	COR03	0.0	ABC	6trip	112	20	6	2	0.0	2.6	10	3	1	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	COR03
	CORU02'	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	2.4	28	8	3	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	CORU02'
	COR04	0.0	ABC	6trip	113	20	6	2	0.0	2.6	10	3	1	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	COR04
	COR05	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	COR05
	COR06	0.0	ABC	6CU	45	8	2	1	0.0	0.7	4	1	0	0	0.0	2.6	93.4	0.0	0.0	COR06
	SEIS04	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	23.6	1114	326	113	0	0.1	2.3	93.7	0.5	0.9	SEIS04
	SEIS04'	0.0	ABC	2 CUUs	90	16	5	2	0.0	23.5	523	153	53	0	0.0	2.3	93.7	0.0	0.0	SEIS04'
	SEIS																			

Enueva	---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --								
	LGTH	PHS		CONN					LOAD				SECT ACCUM							
SECTION NAME	KM	CFG	CONO	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
DER TOTALS:					{feeder pf = 0.95}					3962	1277	397	0			96.0	91.3	147.8		
SEIS04''''	0.0	ABC	2	CUsu	425	77	22	0	0.0	3.4	38	11	4	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	SEIS04''''
ALPA01	0.2	ABC	2	CUsu	500	90	26	9	0.0	17.0	338	99	34	0	0.1	2.4	93.6	0.3	0.2	ALPA01
ALPA01'	0.0	ABC	2	CUsu	125	23	7	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	ALPA01'
ALPA01'''	0.0	ABC	2	CUsu	200	36	11	4	0.0	12.0	252	73	26	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	ALPA01'''
ALPA01''''	0.1	ABC	2	CUsu	225	41	12	4	0.0	10.4	213	62	22	0	0.0	2.5	93.5	0.1	0.1	ALPA01''''
ALPA01'''''	0.1	ABC	2	CUsu	150	27	8	3	0.0	6.9	143	42	15	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA01'''''
ALPA05	0.0	ABC	2	CUsu	100	18	5	2	0.0	0.8	9	3	1	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA05
ALPA01''''''	0.1	ABC	2	CUsu	120	22	6	2	0.0	4.9	100	29	10	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA01''''''
ALPA017'	0.0	ABC	2	CUsu	75	14	4	1	0.0	4.0	83	24	8	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA017'
ALPA018'	0.0	ABC	2	CUsu	75	14	4	1	0.0	3.4	69	20	7	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA018'
ALPA019'	0.1	ABC	2	CUsu	300	54	16	6	0.0	2.8	35	10	4	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA019'
ALPA06	0.2	ABC	2	CUsu	45	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA06
ALPA04	0.1	ABC	2	CUsu	200	36	11	4	0.0	1.6	18	5	2	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALPA04
SEIS05	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	12.4	583	170	59	0	0.0	2.3	93.7	0.2	0.3	SEIS05	
SEIS05'	0.0	ABC	2	CUsu	200	36	11	4	0.0	2.2	32	9	3	0	0.0	2.3	93.7	0.0	0.0	SEIS05'
SEIS05''	0.1	ABC	2	CUsu	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	2.3	93.7	0.0	0.0	SEIS05''
SEIS06	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	11.3	533	156	54	0	0.0	2.4	93.6	0.1	0.2	SEIS06	
WHIMP01	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	23.6	416	121	42	0	0.1	2.4	93.6	0.4	0.2	WHIMP01	
WHIMP01'	0.0	ABC	4CU	10	2	1	0	0.0	19.9	350	102	36	0	0.0	2.5	93.5	0.1	0.0	WHIMP01'	
WHIMP02	0.1	ABC	4CU	75	14	4	1	0.0	9.8	166	48	17	0	0.0	2.5	93.5	0.1	0.0	WHIMP02	
WHIMP02''	0.0	ABC	2	CUsu	250	45	13	5	0.0	7.1	137	40	14	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	WHIMP02''
WHIMP02'''	0.1	ABC	2	CUsu	630	114	33	12	0.0	5.1	57	17	6	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	WHIMP02'''
ALMAG01	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	10.0	176	51	18	0	0.0	2.5	93.5	0.1	0.0	ALMAG01	
ALMAG02	0.1	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	2.1	36	11	4	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALMAG02	
ALMAG02'	0.0	ABC	2	CUsu	200	36	11	4	0.0	1.6	18	5	2	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALMAG02'
ALMAG03	0.0	ABC	2	CUsu	250	45	13	5	0.0	6.2	118	34	12	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALMAG03
ALMAG04	0.0	ABC	2	CUsu	150	27	8	3	0.0	1.2	14	4	1	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALMAG04
ALMAG05	0.0	ABC	2	CUsu	300	54	16	6	0.0	3.0	41	12	4	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALMAG05
ALMAG05''	0.0	ABC	2	CUsu	75	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	ALMAG05''
WHIMP01''	0.0	ABC	2	CUsu	75	14	4	1	0.0	2.8	57	17	6	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	WHIMP01''
WHIMP01'''	0.0	ABC	2	CUsu	30	5	2	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	WHIMP01'''
WHIMP01''''	0.1	ABC	2	CUsu	250	45	13	5	0.0	2.0	23	7	2	0	0.0	2.5	93.5	0.0	0.0	WHIMP01''''
SEIS07	0.0	ABC	336AA	60	11	3	1	0.0	2.5	111	32	11	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	SEIS07	
SEIS08	0.1	ABC	336AA	45	8	2	1	0.0	2.2	102	30	10	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	SEIS08	
SEIS09	0.1	ABC	336AA	150	27	8	3	0.0	2.1	84	25	9	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	SEIS09	
SEIS10	0.0	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	1.5	71	21	7	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	SEIS10	
SEIS11	0.0	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	1.5	71	21	7	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	SEIS11	
PONCE02	0.0	ABC	4CU	60	11	3	1	0.0	1.5	22	6	2	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	PONCE02	
PONCE02''	0.0	ABC	2	CUsu	90	16	5	2	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	PONCE02''
SEIS12	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	SEIS12	
PONCE01	0.0	ABC	2	CUsu	90	16	5	2	0.0	1.9	35	10	4	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	PONCE01
PONCE01'	0.0	ABC	2	CUsu	150	27	8	3	0.0	1.2	14	4	1	0	0.0	2.4	93.6	0.0	0.0	PONCE01'
PRADE03	0.1	ABC	336AA	45	8	2	1	0.0	0.2	4	1	0	0	0.0	0.2	95.8	0.0	0.0	PRADE03	

--- VOLTAGE DROP MAXIMUM ---			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT	SECTION NAME	CAPACITY	PERCENT	KVA	KW	KVAR
GONZA18	3.75	92.25	PRADE01	02.79		173.76	91.34	147.81

Iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR	
4162.7	3962.1	1276.8	0.95	:	173.8	91.3	147.8	



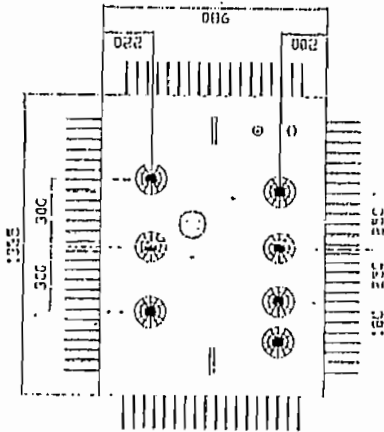
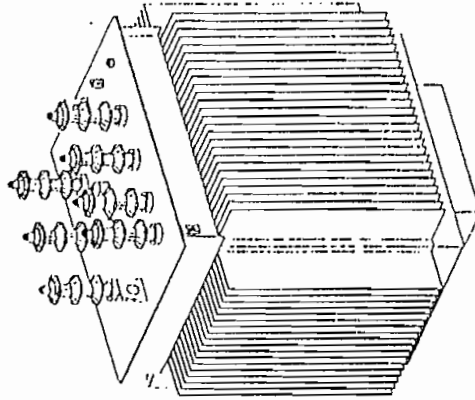
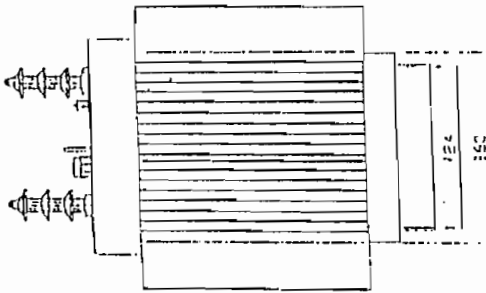
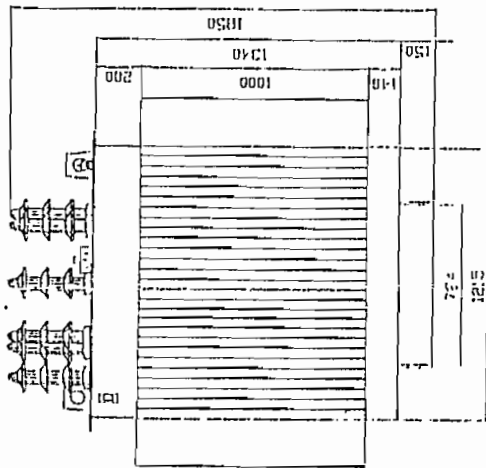
## **Anexo 5**

### **Características de los transformadores primarios**

# CYMELECTRO

## DATOS TÉCNICOS

REF:		
ITEM	CARACTERISTICAS TECNICAS	CAPACIDAD (kVA)
		1000
1	Normas de Fabricación	ANSI C57-12
2	Marca	ECUATRAN S.A.
3	Tipo de Transformador	EXTERIOR
4	Frecuencia en Hertz	60
5	Capacidad Nominal en kVA OA	1000
6	Número de Fases	3
7	Grupo de Conexión	DD 0
8	Tensión Nominal de Aislamiento en kV.	
	Primario	25
	Secundario	15
9	Tensión Nominal Primario Deriv. Ppal. (V)	22860
10	Número de Derivaciones	5
11	Derivaciones	-4 X 2.5%
12	Operación del Cambiador de Derivaciones	MANUAL EXTERIORMENTE
13	Tensión Nominal Secundaria (V)	6300
14	Tipo de Aceite Refrigerante	MINERAL
15	Tipo de Enfriamiento	OA
16	Altitud de Operación msnm	3000
17	Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	150/95
18	Número de Pasatapas Primario / Secundario	3/3
19	Sobreelevación Media de Temperatura en los Devanados Sobre la Temperatura Ambiente (°C)	65
20	Tipo de Núcleo	APILADO
21	Pérdidas en Vacío al 100% del Voltaje Nominal (W)	2100
22	Pérdidas en los Bobinados al 100% de Carga (W)	12500
23	Pérdidas Totales (W)	14600
24	Tolerancia	
	Pérdidas Totales Pt Declaradas	+1/10
	Pérdidas con Carga Pc	+1/7
	Pérdidas sin Carga Po	+1/7
25	Impedancia de Cortocircuito, % Máx.	5
26	Icc	25 LN
27	Tiempo Icc (Seg)	2



-PR	DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA	EQUATRA S. A.
DE	NUMERO	TRANSFORMADOR TRFASCO
	ESCALA	

## **Anexo6**

### **Corridas del DPA/G de los nuevos primarios**

**Primario 32A nueva**

NO	---- LOAD IN SECTION ----								---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT				-- LOSSES --				
IN NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
TOTALS:									(feedér pf - 0.95)	4521	1438	445	0					97.6	47.7	133.4	
MALL01	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	73.0	4521	1438	445	0	0.3	0.3	97.3	9.3	22.9			MALL01
GUIBU01	0.0	ABC	6CU	100	70	20	7	0.0	29.0	320	93	31	0	0.0	0.4	97.2	0.1	0.0			GUIBU01
GUIBU02	0.0	ABC	6CU	10	7	2	1	0.0	23.3	282	82	28	0	0.0	0.4	97.2	0.1	0.0			GUIBU02
GUIBU03	0.0	ABC	6CU	100	70	20	7	0.0	22.8	244	71	24	0	0.0	0.4	97.2	0.1	0.0			GUIBU03
GUIBU04	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	17.1	209	61	21	0	0.0	0.5	97.1	0.1	0.0			GUIBU04
GUIBU05	0.2	ABC	6CU	125	87	25	9	0.0	7.1	43	13	4	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0			GUIBU05
SEVIL01	0.0	ABC	6CU	25	17	5	2	0.0	10.0	113	33	11	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0			SEVIL01
SEVIL02	0.1	ABC	6CU	75	52	15	5	0.0	8.5	78	23	8	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0			SEVIL02
SEVIL03	0.0	ABC	6CU	75	52	15	5	0.0	4.3	26	8	3	0	0.0	0.5	97.1	0.0	0.0			SEVIL03
MALL02	0.0	ABC	477AA	90	63	18	6	0.0	67.3	4126	1303	408	0	0.1	0.4	97.2	1.8	4.4			MALL02
MALL03	0.0	ABC	477AA	100	70	20	7	0.0	66.3	4058	1279	401	0	0.1	0.5	97.1	2.7	6.6			MALL03
MALL04	0.0	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	65.2	4020	1262	398	0	0.1	0.6	97.0	1.5	3.7			MALL04
MADRI01	0.1	ABC	6CU	100	70	20	7	0.0	29.0	319	93	31	0	0.1	0.6	97.0	0.2	0.1			MADRI01
MADRI02	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	23.3	284	83	28	0	0.0	0.7	96.9	0.1	0.0			MADRI02
MADRI03	0.0	ABC	2AA	50	35	10	3	0.0	1.9	17	5	2	0	0.0	0.7	96.9	0.0	0.0			MADRI03
MADRI04	0.1	ABC	6CU	200	139	41	14	0.0	20.4	179	52	18	0	0.1	0.7	96.9	0.1	0.0			MADRI04
MADRI05	0.0	ABC	6CU	113	79	23	8	0.0	9.0	71	21	7	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0			MADRI05
MADRI06	0.0	ABC	6CU	45	31	9	3	0.0	2.6	16	5	2	0	0.0	0.8	96.8	0.0	0.0			MADRI06
MADRI07	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	59.5	3665	1155	363	0	0.2	0.7	96.9	4.2	10.3			MADRI07
LUGO01	0.0	ABC	6CU	113	78	23	8	0.0	35.3	391	114	39	0	0.0	0.8	96.8	0.1	0.0			LUGO01
LUGO02	0.0	ABC	6CU	75	52	15	5	0.0	28.9	325	95	32	0	0.1	0.8	96.8	0.2	0.1			LUGO02
LUGO03	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	24.6	299	87	30	0	0.0	0.9	96.7	0.1	0.0			LUGO03
LUGO04	0.1	ABC	6CU	100	70	20	7	0.0	5.7	35	10	3	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0			LUGO04
GUIBU06	0.0	ABC	6CU	150	104	30	10	0.0	8.6	52	15	5	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0			GUIBU06
GUIBU07	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	10.3	125	37	12	0	0.1	0.9	96.7	0.1	0.0			GUIBU07
PONTE02	0.3	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	2.9	35	10	3	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0			PONTE02
12D1	0.5	ABC	266AA	50	35	10	3	0.0	0.8	17	5	2	0	0.0	1.0	96.6	0.0	0.0			12D1
PONTE01	0.1	ABC	6CU	30	21	6	2	0.0	1.7	10	3	1	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0			PONTE01
GUIBU08	0.0	ABC	6CU	100	70	20	7	0.0	5.7	35	10	3	0	0.0	0.9	96.7	0.0	0.0			GUIBU08
LUGO05	TRANSFORMER 22.8/6.3/1.25MV AT SOURCE END								64.8	778	227	78		17.5	18.3	95.2	6.8	28.4			
THE NOMINAL VOLTAGE IS NOW 22.860 KVLL																					
LUGO05	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	3.6	778	227	21	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LUGO05
BARCE01	0.1	ABC	6CU	100	70	20	2	0.0	1.7	38	11	1	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			BARCE01
BARCE02	0.1	ABC	6CU	5	3	1	0	0.0	0.1	2	1	0	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			BARCE02
LUGO06	0.1	ABC	3/0AA	100	70	20	2	0.0	6.3	670	195	19	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LUGO06
LUGO07	0.0	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	3.7	635	185	18	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LUGO07
LUGO08	0.1	ABC	2AA	45	31	9	1	0.0	1.8	99	29	3	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LUGO08
LUGO09	0.1	ABC	2AA	45	31	9	1	0.0	1.3	68	20	2	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LUGO09
LUGO10	0.1	ABC	2AA	75	52	15	1	0.0	0.8	26	8	1	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LUGO10
LUGO10'	0.1	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LUGO10'
LERI02	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	12.0	520	152	14	0	0.0	2.4	95.2	0.1	0.0			LERI02
LERI03	0.0	ABC	6CU	45	31	9	1	0.0	10.2	426	124	12	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LERI03
LERI04	0.0	ABC	6CU	75	52	15	1	0.0	9.5	304	112	11	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LERI04
LERI05	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	8.3	358	104	10	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			LERI05
TOLE01	0.1	ABC	6CU	100	70	20	2	0.0	8.3	323	94	9	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE01
TOLE02	0.1	ABC	6CU	90	63	18	2	0.0	6.6	257	75	7	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE02
TOLE03	0.0	ABC	6CU	50	35	10	1	0.0	5.2	209	61	6	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE03
TOLE04	0.0	ABC	6CU	45	31	9	1	0.0	4.4	176	51	5	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE04
TOLE05	0.0	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	3.7	160	47	4	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE05
TOLE06	0.1	ABC	6CU	60	42	12	1	0.0	1.0	21	6	1	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE06
TOLE07	0.0	ABC	6CU	160	111	32	3	0.0	2.7	63	18	2	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE07
TOLE08	0.1	ABC	6CU	10	7	2	0	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	2.5	95.1	0.0	0.0			TOLE08
LERI06	0.1	ABC	2AA	113	79	23	2	0.0	1.2	39	11	1	0	0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LERI06
LERI01	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	2.4	95.2	0.0	0.0			LERI01
THE NOMINAL VOLTAGE IS NOW 6.300 KVLL																					
MADRI08	0.0	ABC	477AA	100	70	20	7	0.0	39.8	2412	754	239	0	0.1	0.8	96.8	0.9	2.2			MADRI08
MADRI09	0.2	ABC	477AA	225	156	46	15	0.0	30.6	2298	719	228	0	0.3	1.1	96.5	4.5	11.1			MADRI09
MADRI10	0.0	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	36.1	2215	685	220	0	0.0	1.1	96.5	0.2	0.6			MADRI10
TOLE09	0.0	ABC	6CU	150	104	30	10	0.0	8.6	52	15	5	0	0.0	1.1	96.5	0.0	0.0			TOLE09
TOLE10	0.0	ABC	6CU	75	52	15	5	0.0	32.2	365	106	36	0	0.0	1.1	96.5	0.1	0.0			TOLE10
TOLE11	0.0	ABC	6CU	75	52	15	5	0.0	27.9	312	91	31	0	0.0	1.2	96.4	0.2	0.1			TOLE11
TOLE12	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	23.6	286	84	28	0	0.1	1.3	96.3	0.4	0.1			TOLE12
TOLE13	0.0	ABC	6CU	75	52	15	5	0.0	14.9	155	45	15	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0			TOLE13
TOLE14	0.0	ABC	6CU	75	52	15	5	0.0	10.6	103	30	10	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0			TOLE14

NUEVO		---- LOAD IN SECTION ----								---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT				-- LOSSES --					
SECTION NAME		LGTH	PHS	COND	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
SER TOTALS:							(feeder pf - 0.95)				4521	1438	445	0									
12D2		0.3	ABC	266AA	60	42	12	4	0.0	1.8	56	16	6	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	12D2			
12D3		0.6	ABC	266AA	50	35	10	3	0.0	0.8	17	5	2	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	12D3			
12D4		0.5	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	12D4			
GALA01		0.1	ABC	6CU	113	79	23	8	0.0	8.7	66	19	7	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	GALA01			
GALA02		0.0	ABC	6CU	30	26	0	3	0.0	2.2	13	4	1	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	GALA02			
MADR111		0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	40.8	1720	540	171	0	0.1	1.2	96.4	1.8	2.7	MADR111			
ANDA01		0.1	ABC	4CU	75	52	15	5	0.0	16.1	266	78	26	0	0.1	1.3	96.3	0.2	0.1	ANDA01			
ANDA02		0.0	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	13.2	240	70	24	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	ANDA02			
ANDA03		0.0	ABC	4CU	45	31	9	3	0.0	1.7	16	5	2	0	0.0	1.3	96.3	0.0	0.0	ANDA03			
GALI01		0.1	ABC	2AA	300	209	61	21	0.0	11.5	104	30	10	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	GALI01			
MADR113		0.0	ABC	266AA	150	104	30	10	0.0	33.9	1374	437	137	0	0.0	1.3	96.3	0.4	0.6	MADR113			
MADR114		0.1	ABC	266AA	75	52	15	5	0.0	31.4	1295	414	129	0	0.1	1.4	96.2	0.9	1.3	MADR114			
MADR114'		0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	30.2	1268	405	127	0	0.0	1.4	96.2	0.5	0.7	MADR114'			
CATO01		0.1	ABC	6CU	5	3	1	0	0.0	11.5	138	40	14	0	0.1	1.5	96.1	0.1	0.0	CATO01			
CATO02		0.1	ABC	6CU	5	3	1	0	0.0	11.2	134	39	13	0	0.0	1.5	96.1	0.0	0.0	CATO02			
CATO03		0.0	ABC	6CU	45	31	9	3	0.0	10.9	116	34	12	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	CATO03			
CATO04		0.1	ABC	6CU	50	35	10	3	0.0	2.9	17	5	2	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	CATO04			
CATO05		0.1	ABC	6CU	5	3	1	0	0.0	5.5	64	19	6	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	CATO05			
CATO06		0.0	ABC	6CU	45	31	9	3	0.0	5.2	47	14	5	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	CATO06			
CATO08		0.1	ABC	6CU	45	31	9	3	0.0	2.6	16	5	2	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	CATO08			
MADR115		0.1	ABC	266AA	45	31	9	3	0.0	24.7	1019	332	102	0	0.1	1.5	96.1	0.5	0.7	MADR115			
MADR116		0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	23.9	1003	326	101	0	0.1	1.5	96.1	0.4	0.6	MADR116			
LXCE01		0.1	ABC	4CU	45	31	9	3	0.0	7.5	120	35	12	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	LXCE01			
LXCE02		0.1	ABC	4CU	150	104	30	10	0.0	5.8	52	15	5	0	0.0	1.6	96.0	0.0	0.0	LXCE02			
MADR117		0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	20.7	867	286	87	0	0.0	1.6	96.0	0.2	0.3	MADR117			
MADR117		TRANSFORMER 22.8/6.3/1.25MV AT LOAD END										71.6	859	250	87	17.6	19.1	94.1	8.2	35.4			
		THE NOMINAL VOLTAGE IS NOW 22.860 KVLL																					
LXCE03		0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	LXCE03			
LXCE04		0.1	ABC	266AA	500	348	101	10	0.0	2.3	174	51	5	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	LXCE04			
LXCE05		0.2	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	LXCE05			
FOCH01		0.0	ABC	266AA	75	52	15	1	0.0	3.4	485	141	14	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	FOCH01			
FOCH02		0.0	ABC	266AA	45	31	9	1	0.0	3.1	443	129	12	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	FOCH02			
FOCH03		0.0	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	2.8	428	125	12	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	FOCH03			
TAMA01		0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	1.1	160	47	4	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	TAMA01			
WLL01		0.1	ABC	266AA	100	70	20	2	0.0	0.5	35	10	1	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	WLL01			
WLL02		0.1	ABC	266AA	100	70	20	2	0.0	0.6	56	16	2	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	WLL02			
WLL03		0.1	ABC	266AA	30	21	6	1	0.0	0.1	10	3	0	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	WLL03			
FOCH04		0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	1.5	63	18	2	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	FOCH04			
FOCH04'		0.0	ABC	6CU	45	31	9	1	0.0	0.7	16	5	0	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	FOCH04'			
FOCH05		0.1	ABC	6CU	45	31	9	1	0.0	0.7	16	5	0	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	FOCH05			
TAMA02		0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	1.4	205	60	6	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	TAMA02			
LIZAK01		0.0	ABC	4CU	45	31	9	1	0.0	0.5	16	5	0	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	LIZAK01			
TAMA03		0.0	ABC	266AA	250	174	51	5	0.0	1.2	87	25	2	0	0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	TAMA03			
TAMA04		0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	TAMA04			
TAMA07		0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	TAMA07			
TAMA12		0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	3.5	94.1	0.0	0.0	TAMA12			
		THE NOMINAL VOLTAGE IS NOW 6.300 KVLL																					
CATO13		0.1	ABC	477AA	60	42	12	4	0.0	1.5	73	21	7	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	CATO13			
CATO14		0.1	ABC	266AA	75	52	15	5	0.0	1.2	26	8	3	0	0.0	1.4	96.2	0.0	0.0	CATO14			

- VOLTAGE DROP MAXIMUM ----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
	PERCENT	PERCENT		PERCENT			
SECTION NAME	DROP	LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
TAMA03	3.46	94.14	MALL01	73.03	141.66	47.74	133.37

Iteration(s) with convergence criteria of 0.50

--- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD ---				--- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES ---			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
4744.3	4521.1	1438.1	0.95	141.7	47.7	133.4	

**Primario 32 Enueva**



FEED: Scoll & Scoll 03/13/00 08:48:02  
 ENDED TO: Escuela Politecnica Nacional  
 INCED ANALYSIS ON FEEDER 32Enuevo  
 .nal Voltage = 30 KV Line to Line

Enuevo	---- LOAD IN SECTION ---								---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT		-- LOSSES --				
FEEDER NAME	LGTH	PHS	COND	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	FCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
DER TOTALS:	KM	CFG							(feeder pf - 0.96)	2753	816	268	0			98.3	45.2	158.8	
salcoruña	0.2	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	43.9	2753	816	268	0	0.3	0.3	90.0	5.6	13.9	salcoruña
miravalle	0.1	ABC	2 CUsu	112	38	12	4	0.0	4.4	85	28	8	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	miravalle
miravalle1	0.2	ABC	4 CUsu	75	25	8	2	0.0	1.4	13	4	1	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	miravalle1
miravalle2	0.2	ABC	4 CUsu	75	40	14	4	0.0	2.2	20	7	2	0	0.0	0.3	98.0	0.0	0.0	miravalle2
salazar	0.3	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	22.3	1427	288	136	0	0.3	0.6	97.7	2.7	6.7	salazar
salazar1	0.0	ABC	477AA	75	40	14	4	0.0	22.3	1405	418	137	0	0.0	0.6	97.7	0.1	0.2	salazar1
salazar1	ABC CAPACITOR 300 KVAR ( 286 ADJUSTED )																		
isabell	0.0	ABC	4 CUsu	75	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	0.6	97.7	0.0	0.0	isabell
isabela	0.1	ABC	4 CUsu	100	53	19	5	0.0	3.0	27	9	3	0	0.0	0.6	97.7	0.0	0.0	isabela
salazar2	0.0	ABC	477AA	25	13	5	1	0.0	22.1	1324	533	134	0	0.0	0.6	97.7	0.3	0.8	salazar2
salazar3	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	21.8	1317	529	133	0	0.1	0.7	97.6	0.8	2.0	salazar3
doceoctu	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	21.8	1316	528	133	0	0.1	0.8	97.5	0.7	1.7	doceoctu
gangotena	0.1	ABC	2 CUsu	75	40	14	4	0.0	2.9	47	16	5	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0	gangotena
gangotena1	0.0	ABC	2 CUsu	50	27	9	3	0.0	1.2	13	5	1	0	0.0	0.8	97.5	0.0	0.0	gangotena1
doceoctu1	0.0	ABC	477AA	75	40	14	4	0.0	20.8	1229	496	125	0	0.0	0.9	97.4	0.3	0.8	doceoctu1
doceoctu2	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	29.2	1209	488	123	0	0.1	1.0	97.3	0.8	1.1	doceoctu2
doceoctu2	TRANSFORMER 22.8/6.3/1.5MVA AT LOAD END 101.1 119.3 417 123 18.7 19.6 94.4 15.3 70.1																		
THE NOMINAL VOLTAGE IS NOW 22.800 KVLL																			
gangotena2	0.1	ABC	2 CUsu	150	80	28	2	0.0	4.5	320	112	9	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	gangotena2
coruña	0.2	ABC	2 CUsu	172	92	32	3	0.0	3.5	234	82	7	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	coruña
toledo	0.1	ABC	2 CUsu	50	27	9	1	0.0	0.3	13	5	0	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	toledo
toledo1	0.2	ABC	2 CUsu	90	48	17	1	0.0	1.3	84	29	2	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	toledo1
toledo2	0.1	ABC	2 CUsu	112	60	21	2	0.0	0.7	30	10	1	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	toledo2
isabell1	0.1	ABC	2 CUsu	100	53	19	2	0.0	0.7	27	9	1	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	isabell1
doceoctu3	0.1	ABC	477AA	75	40	14	1	0.0	3.9	812	284	23	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.1	doceoctu3
doceoctu4	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	3.7	792	277	23	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	doceoctu4
doceoctu5	0.0	ABC	4 CUsu	300	160	56	5	0.0	3.4	134	47	4	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	doceoctu5
orellana	0.1	ABC	477AA	100	53	19	2	0.0	0.2	27	9	1	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	orellana
doceoctu6	0.1	ABC	477AA	125	67	23	2	0.0	2.7	545	190	15	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	doceoctu6
orellana1	0.0	ABC	2 CUsu	112	60	21	2	0.0	1.5	94	33	3	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	orellana1
orellana3	0.3	ABC	2 CUsu	45	24	8	1	0.0	0.3	12	4	0	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	orellana3
orellana2	0.1	ABC	4 CUsu	75	40	14	1	0.0	0.6	20	7	1	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	orellana2
murua	0.1	ABC	1/0 CU	75	40	14	1	0.0	3.6	368	128	10	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	murua
murua1	0.2	ABC	1/0 CU	75	40	14	1	0.0	3.2	327	114	9	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	murua1
guerrero1	0.1	ABC	2 CUsu	60	32	11	1	0.0	3.8	291	102	8	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	guerrero1
ignacio1	0.1	ABC	2 CUsu	75	40	14	1	0.0	3.4	255	89	7	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	ignacio1
ignacio2	0.1	ABC	2 CUsu	100	53	19	2	0.0	2.9	208	73	6	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	ignacio2
ignacio3	0.1	ABC	2 CUsu	100	53	19	2	0.0	2.2	155	54	4	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	ignacio3
ignacio4	0.0	ABC	4 CUsu	90	48	17	1	0.0	2.0	104	36	3	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	ignacio4
ignacio5	0.1	ABC	4 CUsu	150	80	28	2	0.0	1.3	40	14	1	0	0.0	3.9	94.4	0.0	0.0	ignacio5
THE NOMINAL VOLTAGE IS NOW 6.300 KVLL																			
salazar4	0.1	ABC	477AA	45	24	8	2	0.0	20.0	1204	475	121	0	0.1	0.4	97.9	0.6	1.5	salazar4
mall01	0.0	ABC	2AA	45	24	8	2	0.0	1.3	12	4	1	0	0.0	0.4	97.9	0.0	0.0	mall01
mall02	0.0	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.4	97.9	0.0	0.0	mall02
salazar5	0.0	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	19.3	1167	461	118	0	0.0	0.4	97.9	0.2	0.5	salazar5
salazar5'	0.0	ABC	4 CUsu	160	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	0.4	97.9	0.0	0.0	salazar5'
salaz05	0.0	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	19.3	1167	461	118	0	0.0	0.5	97.8	0.3	0.6	salaz05
leon	0.1	ABC	477AA	60	32	11	3	0.0	0.5	16	6	2	0	0.0	0.5	97.8	0.0	0.0	leon
leon1	0.1	ABC	266AA	25	13	5	1	0.0	27.2	1126	447	114	0	0.1	0.6	97.7	1.2	1.7	leon1
leon2	0.3	ABC	266AA	10	5	2	1	0.0	26.9	1118	442	113	0	0.4	1.0	97.3	3.4	4.9	leon2
leon3	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	26.8	1112	436	112	0	0.1	1.1	97.2	0.9	1.4	leon3
leon4	0.1	ABC	336AA	113	60	21	6	0.0	2.0	68	24	7	0	0.0	1.1	97.2	0.0	0.0	leon4
leon5	0.1	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	0.6	37	13	4	0	0.0	1.1	97.2	0.0	0.0	leon5
stube1	0.1	A C	6CU	60	32	11	5	0.0	4.0	16	6	2	0	0.0	1.1	97.2	0.0	0.0	stube1
leon6	0.0	A C	477AA	0	0	0	0	0.0	0.3	5	2	1	0	0.0	1.1	97.2	0.0	0.0	leon6
leon7	0.1	A C	6CU	10	5	2	1	0.0	0.7	3	1	0	0	0.0	1.1	97.2	0.0	0.0	leon7
camino	0.1	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	24.5	1013	400	103	0	0.1	1.2	97.1	0.5	0.8	camino
camino	TRANSFORMER 22.8/6.3/1.25MVA AT LOAD END 84.9 100.1 350 103 18.2 19.4 94.7 11.0 49.2																		
THE NOMINAL VOLTAGE IS NOW 22.860 KVLL																			
camino1	0.0	ABC	266AA	10	5	2	0	0.0	6.7	999	349	28	0	0.0	3.6	94.7	0.0	0.0	camino1
camino2	0.2	ABC	477AA	45	24	8	1	0.0	4.6	984	344	28	0	0.0	3.7	94.6	0.1	0.1	camino2
camino3	0.2	ABC	477AA	75	40	14	1	0.0	4.5	952	333	27	0	0.0	3.7	94.6	0.1	0.2	camino3
camino4	0.2	ABC	1/0CU	45	24	8	1	0.0	0.2	12	4	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	camino4
calvario	0.0	ABC	266AA	25	13	5	0	0.0	6.1	901	315	25	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	calvario

nuevo	---- LOAD IN SECTION ----										---- LOAD THRU SECTION ----										VOLTAGE PERCENT				-- LOSSES --			
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	LOAD					SECT ACCUM					DROPT				SECTION NAME									
KM	CFG		KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR											
TOTALS:					(feeder pf = 0.96)					2753	816	268	0					98.3	45.2	158.8								
calvario1	0.0	ABC	477AA	15	8	3	0	0.0	4.1	890	311	25	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	calvario1									
calvario2	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	5.2	886	310	25	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.1	calvario2									
compte	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	2.2	366	128	10	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	compta									
compte2	0.1	ABC	2AA	0	0	0	0	0.0	5.3	339	119	10	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	compte2									
compte4	0.1	ABC	2AA	75	40	14	1	0.0	1.1	52	18	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	compte4									
compte5	0.1	ABC	6CU	15	0	3	0	0.0	0.8	28	10	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	compte5									
compte6	0.0	ABC	6CU	45	24	8	1	0.0	0.6	12	4	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	compte6									
cruce	0.3	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	cruce									
compte3	0.1	ABC	6CU	500	267	93	0	0.0	6.3	134	47	4	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	compte3									
compte1	0.1	ABC	2AA	50	27	9	1	0.0	0.4	13	5	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	compte1									
pasaje	0.3	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	3.1	520	182	15	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.1	pasaje									
pasaje1	0.1	ABC	6CU	0	0	0	0	0.0	1.7	72	25	2	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje1									
plaza	0.0	ABC	6CU	15	0	3	0	0.0	1.5	60	21	2	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	plaza									
plaza1	0.0	ABC	6CU	60	32	11	1	0.0	1.3	40	14	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	plaza1									
plaza2	0.0	ABC	6CU	45	24	8	1	0.0	0.6	12	4	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	plaza2									
pasaje2	0.0	A C	4CU	15	8	3	0	0.0	0.2	4	1	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje2									
pasaje3	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	2.6	448	156	13	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje3									
pasaje4	0.0	ABC	477AA	25	13	5	0	0.0	0.8	162	56	5	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje4									
pasaje5	0.2	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	0.7	155	54	4	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje5									
pasaje7	0.1	ABC	6CU	250	134	47	4	0.0	3.5	80	28	2	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje7									
pasaje8	0.4	ABC	4CU	0	0	0	0	0.0	0.2	13	5	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje8									
pasaje10	0.1	ABC	4AA	15	8	3	0	0.0	0.2	4	1	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje10									
pasaje11	0.0	ABC	4AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje11									
pasaje9	0.2	ABC	6CU	10	5	2	0	0.0	0.1	3	1	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje9									
pasaje6	0.1	ABC	6CU	15	8	3	0	0.0	0.2	4	1	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje6									
pasaje14	0.1	ABC	477AA	30	16	6	0	0.0	1.3	272	95	8	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje14									
pasaje15	0.0	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	1.2	264	92	7	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje15									
pasaje16	0.1	ABC	6CU	45	24	8	1	0.0	0.6	12	4	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	pasaje16									
conquistador	0.1	ABC	477AA	30	16	6	0	0.0	1.1	231	81	7	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador									
conquistador1	0.2	ABC	477AA	0	0	0	0	0.0	1.0	223	78	6	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador1									
conquistador2	0.1	ABC	6CU	160	86	30	2	0.0	2.6	67	23	2	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador2									
conquistador3	0.0	ABC	2AA	45	24	8	1	0.0	0.4	12	4	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador3									
conquistador4	0.1	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	0.7	114	40	3	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador4									
conquistador5	0.1	ABC	2AA	63	34	12	1	0.0	0.8	33	11	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador5									
conquistador6	0.1	ABC	1/0AA	30	16	6	0	0.0	0.2	8	3	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador6									
conquistador7	0.0	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	0.4	64	22	2	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador7									
conquistador8	0.0	ABC	2AA	25	13	5	0	0.0	0.2	7	2	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador8									
conquistador9	0.1	ABC	336AA	15	8	3	0	0.0	0.3	47	16	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador9									
conquistadorA	0.4	ABC	336AA	0	0	0	0	0.0	0.3	43	15	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistadorA									
conquistador11	0.2	ABC	2AA	25	13	5	0	0.0	0.2	7	2	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	conquistador11									
rama1	0.3	ABC	266AA	0	0	0	0	0.0	0.2	29	10	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama1									
rama2	0.5	ABC	1/0AA	30	16	6	0	0.0	0.2	8	3	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama2									
rama3	0.4	A C	336AA	0	0	0	0	0.0	0.1	13	5	1	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama3									
rama4	0.4	A C	2AA	10	5	2	0	0.0	0.1	3	1	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama4									
rama6	0.5	A C	336AA	0	0	0	0	0.0	0.1	8	3	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama6									
rama8	0.1	A C	336AA	15	8	3	0	0.0	0.1	4	1	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama8									
rama9	0.7	A C	336AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama9									
rama10	0.2	A C	336AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	0.0	3.7	94.6	0.0	0.0	rama10									

## **Anexo 7**

**Lista de materiales, cálculos económicos y de tiempo**

## COSTOS DE MATERIALES

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION TRIFASICOS			
CAPACIDAD kVA	TOTAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
45	3	28380000	85140000
50	8	25590000	204720000
75	19	29548000	561412000
100	12	32851000	394212000
112.5	8	36852100	294816800
125	4	38521000	154084000
250	2	50240000	100480000
	<b>56</b>		<b>1794864800</b>

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION MONOFASICOS			
CAPACIDAD kVA	TOTAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
15	7	8520000	59640000
25	5	11200000	56000000
37.5	3	14210000	42630000
50	4	15230000	60920000
	<b>19</b>		<b>219190000</b>

TRANSFORMADORES PRIMARIOS			
	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Equipo	4	231250000	925000000
Acometidas y accesorios	5	31000000	155000000
			<b>1080000000</b>

EQUIPOS DE PROTECCION Y SECCIONAMIENTO			
	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Tipo Barra	30	5850000	175500000
<b>TOTAL</b>			<b>175500000</b>

ESTRUCTURAS			
TIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Tangente	590	825000	486750000
Angulares	44	1045000	45980000
Retenidas	81	1753000	141993000
<b>TOTAL</b>			<b>674723000</b>

ELEMENTOS DE SUJECION			
TIPO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
			33000000
			33000000

CONDUCTORES		
PRIMARIO	LONGITUD (m)	OBSERVACIONES
12A	3800	conductor reutilizado
12B	5466	conductor reutilizado
12D	1350	conductor reutilizado

### CALCULO DE TIEMPO

ITEM	DESCRIPCION	UNID/DIA	TOTAL	DIAS REQUERIDOS
1	Suspensiones de servicio	1	23	23
2	Replanteo de postes	30	130	4
3	Transporte de postes	12	130	11
4	Excavación de huecos	16	130	8
5	Plantación de postes	10	130	13
6	Retiro y transporte de postes	12	130	11
7	Montaje de transformador primarios	1	8	8
8	Montaje de transformador monofásico	2	62	31
9	Montaje de transformador trifásicos	1	80	80
10	Montaje de seccionamiento trifásicos	3	30	10
11	Desmontaje de transformador monofa	2	62	31
12	Desmontaje de transformador trifásico	1	80	80
13	Desmontaje de seccionamiento trifási	3	30	10
14	Ensamblaje y retiro de estructuras	8	715	89
15	Regulado de conductor por poste	16	575	36
16	Normalización de la red	7		7