



T
001.6425
COR

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN ELECTRICIDAD Y
COMPUTACION



D-18736

AUTOMATIZACION DE EMPRESAS ELECTRICAS: PLAN PILOTO PARA LA APLICACIÓN DEL PROGRAMA CABLECAD AM/FM, EN LA OBTENCION DE PERDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE UNA EMPRESA ELECTRICA

TOPICO DE GRADUACION

PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION POTENCIA

DIRECTOR: ING. JUAN SAAVEDRA

INTEGRANTES:

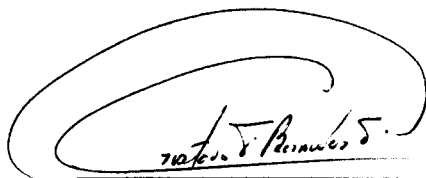
CORONEL JAMA MA. ANTONIETA
MARTINEZ CHOCA MARIELLA
MORENO VILLAVICENCIO RANDY

GUAYAQUIL - ECUADOR

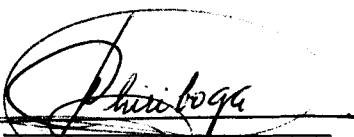
TRIBUNAL



Ing. Juan Saavedra
Director del Tópico



Ing. Gustavo Bermúdez
Miembro del Tribunal



Ing. Jorge Chiriboga
Miembro del tribunal



Ing. Armando Altamirano
Sub-Decano de la FIEC

AGRADECIMIENTO

Agradecemos de manera muy especial al Ing. Juan Saavedra, por los conocimientos y ayuda ofrecidos por él, durante el tiempo que tomó la preparación de este trabajo para llegar a una culminación feliz y exitosa que nos hizo sentir realizados como los nuevos profesionales que en este momento ya somos.

Gracias Ingeniero.

DEDICATORIAS

A Vicenta y Remigio, mis padres, que fueron los que me dieron todo su apoyo, a pesar de las muchas dificultades que pasaron. Luiggy, mi esposo, el cual gracias a su comprensión, amor y paciencia, ha sido el gran amigo que ha estado conmigo en la finalización de mi carrera. María Emilia, mi pequeña hija, quién ha llenado mi vida de alegría y satisfacción.

Ma. Antonieta Coronel

Este triunfo profesional se lo dedico primero a Dios ya que él siempre a estado en todos los momentos de mi vida, a mi padre, a mi maravillosa madre Teresa y a mi hermano Julio que me han dado apoyo y fortaleza a lo largo de mi vida estudiantil, y también a todos mis buenos amigos que han creído en mí.

Mariella Martínez Choca

A Dios por haberme guiado por el camino de la verdad y la Sabiduría.

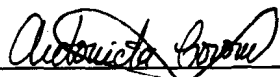
Mis padres, Flavio y Norca que con sacrificio y paciencia me brindaron el cariño y apoyo necesarios durante toda mi vida académica. A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron en la obtención de este título profesional.

Randy Moreno Villavicencio

DECLARACION EXPRESA

La responsabilidad por los hechos, ideas expuestas en este informe de t3pico de graduaci3n, corresponden exclusivamente a los integrantes antes mencionados; y el patrimonio intelectual de la misma, a la " ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL ".

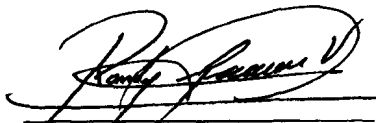
(Reglamento de Ex3menes y T3tulos Profesionales de la ESPOL)



Ma. Antonieta Coronel Jama



Mariella Martinez Choca



Randy Moreno Villavicencio

RESUMEN

Para explicar en forma objetiva y rápida de lo que consta este informe de Tópico, se lo dividió en cuatro capítulos que se los describirá a continuación.

En el Capítulo I se hace una introducción explicativa de lo que se realiza en este trabajo, se describe a la Empresa Eléctrica de Sta. Elena, su historia y datos estadísticos de la misma.

La descripción de Cablecad se encuentra en el Capítulo II en el que se describen los programas que se han utilizado, como son Caída de Voltaje (Voltage Drop) y Administración de las cargas en los Transformadores de Distribución (TLM), los cuales conjuntamente con el Generador de Reportes (REPGEN), en el que se explica como elaborarlo y esto facilita la corrida del programa, a través de este generador se observan las características técnicas de la línea primaria, secundaria, transformador de distribución y abonados.

Seguidamente en el Capítulo III, se explican las formulas utilizadas en la Caída de voltaje en la Red Secundaria, Administración de Cargas en los Transformadores de Distribución y además la Caída de Voltaje y Cálculos de Pérdidas en el Primario.

Finalmente en el Capítulo IV se realiza un análisis de Pérdidas Promedio tanto en el Primario como en el Secundario. Adicionalmente, se describe como se realizo el ingreso de la información.

Se añaden tablas obtenidas a través del programa Cablecad, así como también gráficos de la alimentadora estudiada.

INDICE GENERAL

Resumen	VI
Indice General	VII
Capítulo I:	
Introducción a la Automatización de Empresas Eléctricas	
1.1 Introduccción	10
1.2 Aplicación a la Ingeniería de la Distribución Eléctrica del Programa Cablecad (EMEPE)	11
1.3 Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Santa Elena	13
1.3.1 Reseña Histórica	13
1.3.2 Sistema Eléctrico Actual de la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena	14
1.3.3 Subestaciones	14
1.3.4 Datos Estadísticos del Sistema EMEPE	16
Capítulo II:	
Descripción del Programa Cablecad AM/FM	
2.1 Análisis Teórico de la Ingeniería	21
2.1.1 Estructura de Cablecad	21
2.2 Caída de voltaje	23
2.3 TLM	24
2.4 Generador de Reportes (REPGEN)	26
2.5 Cálculo de la Caída de Voltaje y Pérdidas en el Primario	32
Capítulo III:	
Metodología a aplicarse para el análisis del Sistema de de Distribución	34
3.1 Determinación de la Caída de Voltaje de la Red Secundaria	35
3.2 Administrador de Carga: TLM	38
3.3 Formulación de Caída de Voltaje y Cálculos de Pérdidas en el Primario	40

Capítulo IV:	
Analisis de Pérdidas en un Alimentador	48
4.1 Pérdidas Técnicas	48
4.1.1 Caída de Voltaje en el Primario	49
4.1.2 Pérdidas en el Primario	
4.2 Ingreso y Procesamiento de la Información	52
4.3 Resultados de Distribución Secundaria	54
4.4 Pérdidas en el Primario	56
4.4.1 Pérdidas de Potencia	57
4.4.2 Pérdidas de Energía	58
4.4.3 Formulación	59
4.4.4. Resultados de Caída de voltaje en el Primario	60
4.4.5 Pérdidas Técnicas Totales	62
Conclusiones	63

Anexos:

Anexo 1: Información Eléctrica y Cartográfica que permite almacenar Cablecad
Anexo 2: Area Total de la Concesión de EMEPE
Anexo 3: Diagrama Unifilar de EMEPE en el año 1997
Anexo 4: Diagrama Unifilar de EMEPE en el año 1998
Anexo 5: Generador de Reportes
Anexo 6: Fig. 1 Diagrama Unifilar de la Alimentadora Acacias
Fig 2 Concentración de Nodos
Fig 3 Alimentadora "Acacias" separada por fases
Anexo 7: Caída de Voltaje, TLM y Gráficos de la Distribución de los Abonados conectados al Transformador No. 5
Anexo 8: Caída de Voltaje, TLM y Gráficos de la Distribución de los Abonados conectados al Transformador No. 10
Anexo 9: Caída de Voltaje, TLM y Gráficos de la Distribución de los Abonados conectados al Transformador No. 17
Anexo 10: Bases Teóricas de la fomulación utilizada por Cablecad para realizar Cálculos de Caída de Voltaje
Anexo 11: Flujo de Primarios

Anexo 12: Característica de Curva diaria de Carga - Alimentadora Acacias - mes de Diciembre

Gráficos:

Gráfico No.1. Sistema EMEPE

Gráfico No.2. Alimentadora Acacias

Gráfico No.3. Líneas Primaria y Secundaria: Alimentadora Acacias

Gráfico No.4. Línea Primaria: Alimentadora Acacias

Gráfico No.5. Línea Secundaria: Alimentadora Acacias

Tabla

Referencias Bibliograficas

CAPITULO I

INTRODUCCION A LA AUTOMATIZACION DE EMPRESAS

ELECTRICAS

1.1 INTRODUCCION

El presente trabajo tiene como objeto el estudio del comportamiento de una alimentadora con usuarios de tipo industrial, comercial y residencial específicamente de clase media y baja, mediante la utilización del programa de Gerencia de Redes CABLECAD, AM/FM. De las opciones que presenta este programa, se va a analizar la caída de voltaje de abonados - VOLTAGE DROP-, pérdidas y sobrecarga de los transformadores ubicados a lo largo de la alimentadora -TLM-. Además, se utiliza un generador de reportes llamado -REPGEN- para observar características técnicas ya sea de la línea primaria, secundaria, transformador de distribución y abonados, se comprobará los resultados obtenidos en los registros de la caída de voltaje que fueron calculados con la utilización del comando VOLTAGE DROP y de la misma manera se verificara los datos de los transformadores que se obtuvieron en la opción - TLM-. Con el comando Voltage Drop se tiene las corrientes que van a ser utilizadas en la Caída de Voltaje del Primario y Pérdidas del mismo mediante la utilización de una formulación previamente establecida.

El programa CABLECAD ya es utilizado en el Ecuador, por la Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A. -EMEPE-, la misma que facilitó la cartografía de la ciudad de Santa Elena y es precisamente de este sistema que se escoge la alimentadora " Acacias ", en la que se realizó esta aplicación.

Este estudio constituye un plan piloto, debido a que se escogió una parte de la alimentadora antes mencionada, con mas de 2000 abonados.

El sistema de Gerencia de Redes CABLECAD es un programa computacional que permite en corto, mediano y largo plazo automatizar el sistema eléctrico de una Empresa Eléctrica determinada. Con su implementación podemos conseguir las siguientes aplicaciones:

- a) Creación e ingreso de planos o mapas geográficos de una región específica.
- b) Diagramar e ingresar datos de las redes eléctricas de alta y baja tensión, con subestaciones, transformadores, luminarias y acometidas de los clientes, pudiendo ser estos aéreos o subterráneos.
- c) Simulación de maniobras en los diferentes elementos de un sistema de distribución que incluyen desde la subestación hasta el usuario final.
- d) Determinar parámetros de regulación de voltaje, carga de transformadores, carga de alimentadores y ramales primarios.
- e) Extracción de una parte del mapa para utilizar en diseños.
- f) Valoración de cada uno de los elementos del sistema de distribución.
- g) Localización de cualquier elemento del sistema de distribución.

1.2.- APLICACIÓN A LA INGENIERIA DE LA DISTRIBUCION ELECTRICA DEL PROGRAMA CABLECAD (EMEPE)

El proyecto de Automatización del Sistema de Distribución, es sin lugar a dudas uno de los retos que tiene actualmente EMEPE en la aplicación a la Ingeniería y control de los bienes e instalaciones que posee la empresa en el sistema de distribución.

Cablecad es un sistema donde se almacenan los mapas (cartografía) de una determinada región. El ingreso de los mapas a este sistema se lo hace con la ayuda de una tabla digitalizadora, la forma de obtener la reproducción de los mapas total o parcial en hojas de dibujo normalizadas se lo realiza con la ayuda de un plotter, por lo tanto este sistema permite administrar y presentar parte o todo el mapa de la Península ya almacenado en la computadora, dependiendo del uso al que se destine.

En estos mapas se dibujan y se registran las redes eléctricas de alta y baja tensión, que existen y que se construirán, asociando a cada dibujo de esta red eléctrica, una determinada información que es característica del elemento que conforma dicha red. Es decir, se inserta en los mapas las subestaciones de 13.8 KV que soportan las líneas de alta tensión, tensores, transformadores, fusibles, capacitores, líneas de baja tensión, luminarias, acometidas y finalmente el medidor de cada cliente con sus respectivas características. Cablecad es un

sistema de tipo abierto, lo que significa que puede ser reprogramado para ser usado con las características que se necesiten en el medio donde se lo va a usar.

En el *ANEXO 1* se puede observar un ejemplo de la información tanto eléctrica como cartográfica que nos permite almacenar el CABLECAD en un gráfico específico.

El objetivo que persigue EMEPE al utilizar este sistema, es tener un inventario de las redes de distribución y transmisión que la empresa posee, con la que se establecerá un control más adecuado de la ubicación y expansión del sistema eléctrico existente, para esto es necesario realizar el control del presupuesto de las ordenes de trabajo en forma gráfica.

Al tener toda la red eléctrica en este sistema, se pueden realizar aplicaciones dirigidas al área técnica, en la simulación de la transferencia de carga, caída de voltaje en los abonados, así como las pérdidas y sobrecarga en los transformadores y alimentadores del sistema de distribución, lo que ayudará a ejercer un eficiente criterio en las decisiones que se tomen en las mejores y ampliaciones del sistema eléctrico de distribución.

Nombraremos los comandos que tiene Cablecad para poder ejecutar su programa y en los siguientes capítulos se los detallaran:

- Comando Defaults
- Comando Delete Account
- Comando Delete
- Comando Disconnect
- Comando Engeneering
- Comando Facilities
- Comando Set Connectivity
- Comando Single Account

1.3.- SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA SANTA ELENA

1.3.1 RESEÑA HISTORICA

La Empresa Eléctrica Península de Santa Elena constituida formalmente en la ciudad de Quito el día 24 de marzo de 1966 conformada con capitales de INECEL, el Municipio de Salinas y el Municipio de Santa Elena, con S/. 6.000.000 como aporte inicial ha sido la impulsadora del desarrollo de la Península a través de los últimos años.

La generación del fluido salía de la planta a 4.160 voltios para recorrer 12 kilómetros; más tarde para evitar la caída de voltaje, por esta distancia, se instaló una Subestación con 6 transformadores monofásicos en Salinas para regular el voltaje a 4.160 y proporcionar servicio tan sólo doce horas diarias.

Podemos hablar de tres etapas de la Empresa: la primera, una vez constituida y conformada inicia sus labores con las redes antiguas de los municipios de Salinas y Santa Elena. Se instalaron grupos térmicos en la Central La Libertad y se construyeron líneas y redes de distribución en las áreas urbanas y rurales.

En una segunda etapa y al borde de la quiebra por cuanto los costos de generación no eran cubiertos con el costo de KWH, dando como resultado que la Empresa arroje pérdidas y sobreviva gracias a la decisión de sus accionistas, directivos, ejecutivos y personal que trabajó para evitar que la Empresa desapareciera.

Posteriormente, en una tercera etapa la Empresa deja de generar y el 18 de Agosto de 1987 se integra al Sistema Nacional Interconectado pasando a utilizar la energía hidráulica. La Empresa empieza a desarrollar su infraestructura con la construcción de líneas a 69 KV, con la instalación de subestaciones reductoras de 69/13.8 KV construye más líneas de distribución en los sectores urbanos y rurales y se proyecta con el tiempo a ser una de las mejores empresas eléctricas del país.

La Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A. era una empresa generadora hasta el año de 1986, año en que se integra al S.N.I. contando en esa época con 17,5 MVA. de capacidad en tres Subestaciones: S/E La Libertad de 10 MVA, S/E Salinas de 3.75 MVA, S/E Playas de 3.75 MVA; convirtiéndose de esta manera en una empresa distribuidora de energía eléctrica dependiente de la energía eléctrica dependiente de la energía producida por el INECEL.

Hasta este año la Empresa no estaba en capacidad de atender las necesidades crecientes de la Península y Playas por no contar con la suficiente capacidad de generación. Una vez integrado al S.N.I., se libera el taponamiento de la demanda y empieza a equiparse poco a

poco la Empresa. Y es así como en el año de 1990 se instalan 35 MVA en cuatro Subestaciones: La S/E Colonche de 10 MVA, S/E Chanduy de 10 MVA, S/E Santa Rosa de 5 MVA y S/E Posorja de 10 MVA, entregadas por INECEL y financiadas a través del Programa Subtransmisión Fase B-1. En 1994 se instala la subestación Chipipe de 10 MVA (Bases Militares) entregada por INECEL, financiada con el Crédito Belga.

1.3.2 SISTEMA ELECTRICO ACTUAL DE LA EMPRESA ELECTRICA PENINSULA DE SANTA ELENA C.A.

El sistema de la EMEPE esta ubicado en la Península de Santa Elena, cubriendo un área de servicio de aproximadamente unos 6000 Km² que incluye las poblaciones de Salinas, La Libertad, Santa Elena, Playas y Posorja estando limitada el norte con la población de Chongón en el Km. 26 vía a la Costa. El sistema no se abastece por lo que esta Interconectado desde las subestaciones Santa Elena y El Morro al S.N.I.

En el ANEXO 2 se muestra el área total de concesión de la EMEPE.

1.3.3 SUBESTACIONES

En total en el sistema EMEPE existen dos S/E de 138 / 69 KV, 10 de 69 / 13.8 KV y una de 69 / 2.4 KV. En las tablas siguientes se indica el listado de las S/E, además la lista las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución.

SUBESTACION	VOLTAJE PRIMARIO KV	VOLTAJE SECUNDARIO KV	POTENCIA NOMINAL MVA
La Libertad	69	13.8	10,000
Salinas	69	13.8	10,000
Chanduy	69	13.8	3,750
Colonche	69	13.8	10,000
Petrocomercial	69	2.4	3,000
Chipipe	69	13.8	5,000
Península			40,000
Playas	69	13.8	3,750
Posorja	69	13.8	10,000
Cerecita	69	13.8	5,000
Playas			20,000

*Dato suministrado por EMEPE

DIAGRAMA UNIFILAR DE LAS SUBESTACIONES QUE TRABAJARON DURANTE 1997

En el ANEXO 3 se presentan las subestaciones que trabajaron durante 1997: La Libertad, Salinas, Santa Rosa, Chanduy, Colonche, Playas, Posorja y Cerecita.

Cabe anotar que en este año entró en funcionamiento la Subestación de seccionamiento San Vicente de 69 / 13.8 KV con una capacidad del transformador de 3.75 MVA, cuya principal función es descargar el transformador de la Subestación La Libertad que está trabajando sobrecargado, tomando para ello la Subestación San Vicente la carga correspondiente al alimentador Suburbio y gran parte de la carga del alimentador Salinas 1.

Además permitió optimizar el sistema de Subtransmisión y Distribución, brindando facilidades en la realización de maniobras tanto en 69 KV como en 13.8 KV en caso de alguna contingencia o mantenimiento.

En el ANEXO 4 se muestra nuevamente el sistema de EMEPE, pero con la Subestación San Vicente incluida.

PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE EMEPE DURANTE 1997.

Con la demanda máxima registrada en el mes de Febrero de 1997 se obtuvieron los siguientes datos de carga y porcentaje de utilización en las Subestaciones de la Empresa.

SUBESTACION	CAPACIDAD NOMINAL (KVA)	CARGA (KVA)	PORCENTAJE DE UTILIZACION %
La Libertad	10,000	11,236	105.00
Salinas	10,000	7,198	71.98
Santa Rosa	5,000	6,157	123.00
Chanduy	3,750	2,802	72.00
Colonche	10,000	8,260	82.60
Petrocomercial	3,000	250	8.33
Chipipe	5,000		
Santa Elena (DOSNI)	40,000	35,903	82.50
Playas	3,750	4,327	115.40
Posorja	10,000	4,154	41.54
Cerecita	5,000	1,578	31.56
Posorja (DOSNI)	20,000	9,300	46.50

*Dato suministrado por EMEPE

1.3.4 DATOS ESTADISTICOS DEL SISTEMA EMEPE

a.- POTENCIA CONTRATADA AL DOSNI PARA EL AÑO 1.997

PERIODO	TOTAL
Enero, Febrero, Marzo, Abril y Diciembre	40.000
Mayo a Noviembre	38.000

*Dato suministrado por EMEPE

La diferencia entre la demanda tomada y la contratada es mínima y se tuvo que generar para no sobrepasar la energía contratada.

Demanda Máxima, Demanda Mínima y Factor de Carga

Los principales parámetros de demandas se resumen en la siguiente forma:

	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Demanda Máxima	41.300	9.000	50.100
Fecha	10-II-97	5-04-97	10-II-97
Demanda Media KW	19.456	5.000	24.460
Demanda Mínima KW	17.100	3.500	20.600
Factor de Carga	0.47	0.56	0.49

*Dato suministrado por EMEPE

b.- DESGLOSE DE LA ENERGÍA REGISTRADA POR EMEPE, FACTURADA POR INECEL Y DIFERENCIAS EXISTENTES

Energía registrada por EMEPE	184'391.997 KWH
Energía facturada por INECEL	188'276.461 KWH
Diferencia	3'884.464 KWH
Diferencia %	2,81 % a favor INECEL

En el año 1997 la diferencia a favor de Inecel asciende a 3'884.464 KWH correspondiente al 2,81 %.

Esta diferencia se redujo en un 8.22 % con respecto al año anterior por la instalación de medidores electrónicos en 13 alimentadoras. Obteniéndose una precisión acorde al consumo de energía en cada alimentador.

c.- PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE EMEPE PARA 1997

<u>DESCRIPCION</u>	<u>ENERGIA EN KWH</u>
Pérdidas Totales Anuales en La Península 10,23%	17'368.300
Pérdidas Totales Anuales en Playas 14,94%	6'533.239
Pérdidas Totales Anuales de La Empresa 11,19%	23'901.548

Con respecto al año anterior existe una reducción de pérdidas del 0,07 % en la Península, y en Playas del 1,4 %.

Esto se ha debido principalmente al control de pérdidas negras realizada por el Area Comercial y las Obras de Infraestructura, como cambio de conductores de las Líneas actuales, instalación de nuevas Subestaciones, etc.

Pérdidas de Potencia de EMEPE para el año de 1997

Las pérdidas de potencia de EMEPE se presentan en el siguiente cuadro y son datos proporcionados por la misma empresa.

Como resultado de las mismas se obtuvo que existen pérdidas de potencia que están en el orden del 0.497 % en las Líneas a 69 KV., en las Subestaciones reductoras 0.647 en las alimentadoras o líneas primarias de Distribución y en Distribución el 7,346 %. Por lo que las pérdidas de potencia totales ascienden al 12,60 % cuyo desglose se indica en el siguiente cuadro:

PARTE DEL SISTEMA	%	KW
Líneas de Subtransmisión:	0,497	249,0
Transf. de Subestaciones: Núcleo	0,170	85,2
Resistivas	0,477	239,1
Primarios de Distribución:	0,992	497,0
Transf. de Distribución: Núcleo	0,870	436,0
Secundarios:	4,370	2.188,9
SUB-TOTAL	7.380	3.695,2

*Dato suministrado por EMEPE

Extensión del sistema de distribución durante 1997

Debido a las diferentes ordenes de trabajo durante este año el sistema de distribución se incremento en la siguientes forma:

DESCRIPCION	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Líneas de distribución a 7.96/13.8 KV. Kmts.	5,70	0,40	6,10
Red de alta tensión Kmts.	8,63	5,09	13,72
Red de baja tensión Kmts.	13,10	6,60	19,70
Transformadores de distribución: Unidades	58,00	51,00	109,00
KVA.	1.828,00	1.182,00	3.010,00
Alumbrado público: Unidades	397,00	57,00	554,00
KW.	66,77	28,78	96,55

*Dato suministrado por EMEPE

MAGNITUD ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE EMEPE A DICIEMBRE DE 1997

DESCRIPCION	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Líneas de subtransmisión a 69 KV. (Kmts.)	69,97	66,33	136,30
Líneas de distribución	646,10	373,70	1.019,80
Red de alta tensión (kmts)	358,92	136,64	495,56
Red de baja tensión (Kmts.)	751,40	164,60	916,00
Transformadores de Distribución Unidades	3.613,00	1.011,00	4.624,00
KVA.	74.096,00	16.064,00	90.160,00
Alumbrado público Unidades	14.900,00	2.623,00	17.523,00
KW.	2.802,57	462,44	3.265,45

*Dato suministrado por EMEPE

SERVICIO A CONSUMIDORES

La Empresa cuenta con los siguientes números de clientes:

CLASES DE TARIFAS	USARIOS NUEVOS	TOTAL USUARIOS
Residenciales	2,613	44,401
Temporales	69	6,152
Benef. Público	4	350
Asistencia Social	3	20
Alum. Serv. Comun.	23	165
Comercial	828	3,351
Comercial con demanda	19	104
Bomba de agua	2	75
Serv. Ocasionales	0	4
Industrial Artesanal	8	145
Industrial (D1-DD)	44	134
Entidades Oficiales	3	151
Entidades Municipales	7	112
Alumbrado Público	0	5
Luminarias	0	16
Consumo Propio (AC)	1	26
Auto Consumo Clubes	2	0
TOTALES (*)	3,626	55,211

* Datos a Diciembre de 1997 proporcionados por la empresa

CAPITULO II

DESCRIPCION DEL PROGRAMA CABLECAD AM/FM

2.1 .- ANALISIS TEORICO DE LA INGENIERIA

CABLECAD es un sistema AM/FM (Mapeo Automático/ Gerencia de Redes) que enlaza dos bases de datos, una gráfica y otra no gráfica con total conectividad. Provee mapas inteligentes y un modelo exacto del Sistema de Distribución Eléctrico al que es aplicado.

Las características del Sistema son:

- Tecnología AM/FM (Mapeo Automático/Gerencia de Redes).
- Integración de una base de datos gráfica y de texto.
- Mapas continuos e ilimitados.
- Flexibilidad operativa.
- Adaptabilidad a las necesidades del usuario.
- Generador de informes: permite realizar una interfase con otros programas.

2.1.1 ESTRUCTURA DE CABLECAD

El programa crea cinco archivos con las siguientes características:

- * .GRF : Archivo gráfico
- * .NGF : Archivo no gráfico (texto)
- * .ATB : Archivo de atributos (color, tamaño, formato)
- * .IDX : Archivo de índice
- * .QUD: Archivo quad tree

Al cambiar los tres primeros, los dos últimos automáticamente se modifican. En esta capítulo se analizará cada uno de los comandos con que cuenta Cablecad para poder ejecutar su programa y para poder facilitar la introducción de la información

- **Comando Defaults:**
Este comando establece el ambiente operativo donde se va a trabajar. Aquí se puede personalizar los diferentes elementos eléctricos que se van a dibujar.
- **Comando Delete Account:**
Este comando elimina un registro de un abonado y sus elementos gráficos asociados.
- **Comando Delete:**
Este comando elimina un elemento gráfico seleccionado y todos sus archivos no gráficos correspondientes.
- **Comando Disconnect:**
Este comando deshace la relación de padre / hijo entre dos elementos seleccionados.
- **Comando Connect:**
Este comando crea la relación de padre / hijo entre dos elementos seleccionados.
- **Comando Engineering:**
Este comando muestra un menú con las siguientes opciones:
 - AC Voltage Drop
 - Circuit Trace
 - Minimum Clearance
 - Motor Start
 - Load Profile
 - TLM
 - Switch Devices
 - Voltage Drop

Con este comando se obtiene la información de Caída de Voltaje con *Voltage Drop* y los resultados que da son muy interesantes y completos ya que además de dar la caída de voltaje en cada tramo también indica que corriente esta pasando por la misma.

Otra información valiosa que se obtiene es con *TLM*, éste hace un estudio del transformador si esta o no sobrecargado, hace un análisis del factor de carga, factor de pérdida, factor de utilización y factor de coincidencia

- **Comando Facilities:**
Este comando muestra un menú con las siguientes opciones:
 - Substations
 - OH Devices
 - OH Secondary
 - OH Service

- UG Devices
- UG Primary
- UG Secondary
- UG Service
- UG Structures
- Ele Account

Con cada una de las opciones antes mencionadas se puede comenzar a dibujar y el programa comienza a preguntar características técnicas de los circuitos que estamos introduciendo al programa tales como: línea primaria, transformador, línea secundaria, alumbrado público, acometida y abonados.

- Comando Set Connectivity:**
Este comando indica si todos los elementos están conectados o no a la alimentadora, su análisis comienza siempre desde el transformador de la subestación hasta el último circuito colocado y si se cae la conectividad es porque no está conectado algún elemento.
- Comando Single Account:**
Este comando coloca los registros de los consumidores eléctricos para residentes simples. Antes de seleccionar este comando, se deberá tener localizado un conductor secundario o de servicio para alimentar al usuario, y un registro de residente simple.

2.2.- CAIDA DE VOLTAJE (VOLTAGE DROP):

El comando VOLTAGE DROP determina la caída de voltaje que existe desde un transformador de distribución hasta cada uno de los usuarios conectados al mismo.

La ruta para poder ingresar a este comando es:

D:\ENGENELECTRIC\ENGEENERING\VOLTAGED DROP

El sistema muestra la siguiente información:

- Caída de voltaje en cada parte del secundario desde el transformador al usuario.
- Color de cada parte del cable.
- Tipo de conductor.
- Longitud del cable en metros.
- Porcentaje de caída de voltaje por sección.
- Porcentaje total de la caída de voltaje del transformador
- Flujo de corriente en amperios

2.3.- ADMINISTRACION DE LAS CARGAS EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION: TLM

A través de este comando se puede obtener un reporte de la administración de carga de cada uno de los transformadores conectados a la alimentadora. Como se ha dicho en capítulos anteriores todos los cálculos de TLM se realizan en base a la alimentadora "Acacias", perteneciente a Libertad.

La ruta para poder ingresar a este comando es:

D:\ENGEN\ELECTRIC\ENGINEERING\TLM

Este reporte contendrá la siguiente información:

- Número del Transformador
- Voltaje Primario
- Voltaje Secundario
- Fase a la que está conectado el transformador
- Fabricante
- Impedancia
- Número de Abonados
- Demanda Promedio
- Demanda Pico
- Factor de Coincidencia
- Factor de Utilización
- Factor de Carga
- Factor de Pérdidas
- KVA Conectados
- KVA Ajustados
- KWHR Conectados
- KWHR Ajustados

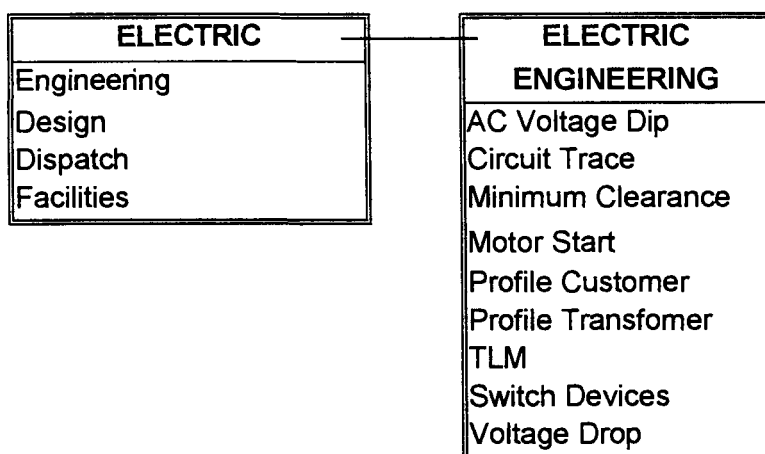
A continuación se dará una breve descripción:

- Demanda Promedio.**- Es la razón en kilowatio-hora promedio para el tiempo y considerando el factor de carga, que varía de acuerdo a la clasificación de tipos de abonados
- Demanda Pico.**- Es la demanda máxima de una instalación o sistema, la cual ha ocurrido durante un periodo específico de tiempo.
- Factor de Coincidencia.**- Es la razón de la demanda total coincidente máxima de un grupo de consumidores para la suma de las demandas de potencia máxima de cada consumidor que comprende el grupo, tanto tomado en el mismo punto del suministro,

como al mismo tiempo. Es el factor que indica en que porcentaje los abonados, en un mismo lapso de tiempo, posean el mismo consumo de energía eléctrica

- **Factor de Utilización.-** Es la razón de la demanda máxima de un sistema , para la capacidad nominal de el sistema. Con este factor se puede determinar en que magnitud la carga total conectada al transformador de distribución esta siendo servida en forma equitativa y a la vez; además nos indica si el transformador esta o no sobrecargado.
- **Factor de Carga.-** Este factor varía para cada tipo de abonado, es la demanda promedio del sistema para la demanda máxima del mismo.
- **Factor de Pérdidas.-** Es la razón de la carga promedio , sobre un periodo designado de tiempo, para la carga pico ocurrida en ese periodo de tiempo. Es el cuadrado del factor de carga.
- **KVA Conectados.-** Es la capacidad nominal del transformador de distribución
- **KVA Ajustados.-** Es la capacidad máxima utilizada con relación a la capacidad nominal del transformador de distribución
- **KWHR Conectados.-** Nos indica el máximo kilovatios-hora entre todos los abonados conectados al transformador.

A continuación se muestra un ejemplo de una de las ventanas que existe en el programa CABLECAD a través de la cual se puede seleccionar cualquiera de las opciones de ingeniería que nos permite aplicar, entre ellos el Voltaged Drop y el TLM.



2.4.- GENERADOR DE REPORTES (REPGEN)

El utilitario REPGEN (generador de reportes) permite extraer información de la base de datos no gráfica de CABLECAD, formatearlo e imprimirlo como Reporte.

REPGEN también permite arreglar los datos almacenados y ejecutar operaciones en él.

El listado de registros almacenados en la base de datos no gráfica puede hacerse por medio del comando REPGEN.

EL REPGEN es un programa iterativo construido en base de menús. Está diseñado para usarse con el mouse, aunque también se puede utilizar la tecla F1 (seleccionar) o, las teclas F4 o ESC (salir).

Para un mayor entendimiento, a continuación se hará una descripción de la utilización de este programa:

- a. Después de abrir REPGEN aparece la siguiente ventana , en la cual se eligi **continue**.

```
Enghouse Systems Ltd.  
Report Generator (REPGEN)  
V2.90.14 GA  
Select Title Panel to  
continue!
```

- b. Luego se selecciona la siguiente opción: **List drawing files.NGF**

```
Enter drawing name  
List drawing files *.NGF  
List drawing files *.DBN  
Enter file name of list  
End interactive list
```

- c. Aparecen nombres de archivos gráficos pero con la extensión NGF, se elige uno de ellos , luego presione ESC o F4 para salir de esa pantalla.
- d. Luego aparece nuevamente el siguiente menú y seleccione **End interactive list**.

Enter drawing name
List drawing files *.NGF
List drawing files *.DBN
Enter file name of list
End interactive list

- e. De la siguiente ventana se selecciona **Create SELECT files from menus**, esto se lo hará solamente cuando por primera vez vaya a elaborar el SELECT. Si, el Select ya existe, se elegirá la opción **List SELECT command files**.
SELECT, es el lugar donde se elige los datos que se desea que aparezcan en el reporte.

List SELECT command files
Enter SELECT file name
Create SELECT file
Create SELECT file from menus

- f. Se selecciona los registros y los campos deseados, mediante esta pantalla.

Choose the record

OVERHEAD_PRIMARY	▲
UNDERGROUND_PRIMARY	
OVERHEAD_SECONDARY	
..	
..	
..	
..	
PRIMARY_METER	▼

LF up
LF dn

SELECT

g. Posteriormente aparecerá el siguiente cuadro y se elige **LOCATED_AT**

```
GROUP_BY
LOCATED_AT
WHERE
$SUM COLUMN
```

```
LF up
LF dn
```

```
SELECT
```

Luego el programa pedirá el nombre del archivo gráfico, el cual se escribe junto con la extensión GRF.

h. Reppen abre una ventana con un listado de polígonos contenidos en el archivo gráfico, Se elegirá el polígono del cual usted necesita elaborar el reporte. Si el plano que se está utilizando no tiene polígonos, se deberá crearlo previamente antes de ingresar al reppen con el comando de dibujo **FENCE/CLOSE**.

En la pantalla aparecerán los datos elegidos de la siguiente manera, por ejemplo:

```
SELECT SIZE_AND_MATERIAL , NUMBER_OF_PHASES ,
NEUTRAL_SIZE_AND_MATERIAL , FROM OVERHEAD_PRIMARY
LOCATED_AT acacias -> emep.grf
SELECT
```

Aquí:

- SELECT**, es para elaborar la opción select.
- Los registros que fueron elegidos, en este caso, para que salgan en el reporte son:

- SIZE_AND_MATERIAL , NUMBER_OF_PHASES , NEUTRAL_SIZE_AND_MATERIAL
- FROM, para especificar desde que archivo se van a elegir los registros anteriormente mencionados, en este caso, del archivo OVERHEAD_PRIMARY.
- LOCATED_AT, para especificar el nombre del polígono.
- Acacias, nombre del polígono.
- Emep.grf, nombre del archivo gráfico.
- En esta pantalla se puede editar el SELECT, para el mejor entendimiento del usuario, además si se necesita añadir más registros que se necesita en el reporte se lo puede hacer en esta ventana.
- Repgen presenta un nuevo menú:

Continue Save Current Command File

Se elegirá **Save Current Command File**, repgen le asignará la extensión **RGC**.

- i. El paso a seguir es crear el formato de impresión (Template). Repgen después de pedir el nombre del archivo de reporte y al darle enter mostrará el siguiente menú, del cual se elegirá **Create Template file**, si es la primera vez que ingresa al template, caso contrario, se elegirá **List Template files (*.TPL)**, donde se seleccionará el archivo correcto.

Repgen divide la pantalla en dos partes. La parte superior sirve para indicar el template, la parte inferior muestra el archivo de comandos creado por SELECT, por lo cual la pantalla superior se utiliza para dar formato a su reporte.

- j. Para poner título al reporte se utiliza el comando TITLE seguido de lo que se quiere indicar como título entre comillas. Repgen permite hasta 10 líneas de título. Ejemplo:

```

TITLE '-----'
TITLE '-----'
TITLE '          REPORTE DE EMPRESAS ELECTRICAS          '
TITLE '-----'
TITLE '-----'
  
```

- k. Cada caso de descripción de un registro se abre y se cierra con corchetes (< >). Estos signos deben ser indicados en una sola línea al comienzo y final de la descripción. El formato de los registros y de sus campos son especificados de la siguiente manera:

FIELD 'ENCABEZADO' T Jnn:d

Donde FIELD es el nombre del campo que se desea escribir.

ENCABEZADO es el encabezamiento del listado.

T puede tomar los valores de A,I,R dependiendo si el campo es alfanumérico, entero o real,

respectivamente.

nn.d el número de caracteres y decimales.

De esta forma se presentaría un formato de Template:

```
TITLE '   REPORTE   '  
<  
OVERHEAD_PRIMARY ' PRIMARIO ' AL10  
CIRCUIT_NUMBER ' LINEA' IL10  
PRIMARY_VOLTAGE_LINE_TO_LINE 'VOLTAJE PRIMARIO' RL10.2  
LENGTH ' LONGITUD ' RL10.2  
SIZE_AND_MATERIAL 'TIPO DE CABLE ' AL20  
>
```

Luego, para salir de esta pantalla presione la tecla F4 o ESC, si el template se encuentra correctamente elaborado, inmediatamente le saldrá un mensaje en la pantalla pidiéndole el nombre del archivo donde se grabará el reporte final, solo se necesita escribir el nombre del archivo sin ninguna extensión, el repgen directamente lo grabará con la extensión **RPT**, el cual se lo ubicará en el editor mediante el camino:

D:\cablecad\nombre archivo.rpt

l. Luego Repgen mostrará el siguiente menú:

Display status statistics Do not display status statistics

Se selecciona cualquiera de las dos opciones.

m. Finalmente Repgen presenta el siguiente menú de impresión:

View the report Print the report Exit

En el ANEXO 5 se muestran algunos ejemplos de los listados, resultados de la aplicación del REPGEN a la alimentadora que se ha elegido (ACACIAS), en donde se puede observar los siguientes datos :

- **Línea primaria aérea:**

- Tipo de conductor de las fases y el neutro.
- Configuración y fase utilizada.
- Longitud (en metros).
- Voltaje de línea a línea (en KV)

- **Línea primaria subterránea:**

- Tipo de conductor de las fases y el neutro.
- Configuración y fase utilizada.
- Longitud (en metros) .
- Voltaje de línea a línea (en KV) .

- **Secundario aérea:**

- Calibre y tipo del conductor.
- Número de cables.
- Longitud. (en metros) .

- **Transformador de distribución:**

- Capacidad en KVA.
- Número de abonados conectados.
- Fase a la que está conectado.
- Voltaje del primario (Voltios).
- Voltaje del secundario (Voltios).
- Número del transformador.
- Impedancia (en porcentaje)

- **Banco de transformadores:**

- Capacidad (en KVA).
- Número de abonados.
- Voltaje del primario (Voltios)
- Voltaje del secundario (Voltios)
- Número del banco de transformadores.

- **Abonado:**

- Nombre.
- Fase a la que está conectado.
- Número de abonado.
- Consumo (en KWH) .
- Consumo promedio (en KWH) .
- Consumo máximo en (KWH).
- Demanda promedio en (KW).

2.5 CALCULO DE LA CAIDA DE VOLTAJE Y PERDIDAS EN EL PRIMARIO

Para determinar las pérdidas en el primario de la alimentadora se emplea el método de Voltaje-Amperio-Ohmio, para cuya aplicación se realizan los siguientes pasos :

- Realizar un diagrama unifilar, el mismo que consiste en concentrar las cargas, entendiéndose por la misma a los transformadores de distribución que se localizan a lo largo de la alimentadora. (ver ANEXOS 6 Fig. 1 y 2).
- Una vez obtenido el diagrama unifilar, las cargas se las separa por fase A, B y C (ver ANEXO 6 Fig. 3).
- Se toman nodos estratégicos, (siendo el nodo 1 el último nodo de la línea) para poder determinar la corriente que fluye en ciertos nodos, esta corriente esta dada por CABLECAD.
- La corriente que da el programa CABLECAD con la aplicación de la Caída de Voltaje, es la corriente de la salida al secundario en el lado de baja tensión del transformador y mediante la relación de voltajes se la refiere al primario.
- La corriente que sale de la Subestación, se ingresa como dato para calcular las pérdidas y caída de voltaje primario, esta se la calcula debido a que el levantamiento físico de la línea primaria no se lo realizo en su totalidad.
- En cada punto se concentran los KVA de atrás para adelante hasta llegar a la Subestación.
- Se determina el Factor de Utilización tanto activo como reactivo, a lo largo de la línea.
- En base a los datos de I, V, Fp de la Subestación y a las herramientas de la Ingeniería Eléctrica, se determinan las pérdidas en el primario y la caída de voltaje del mismo.

- Este procedimiento es repetitivo hasta que la Caída de Voltaje final sea parecida al voltaje inicial de la Subestación.

CAPITULO III

METODOLOGIA A APLICARSE PARA EL ANALISIS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.

A fin de demostrar la metodología a aplicarse se ha considerado un ejemplo, tomando uno de los transformadores de la alimentadora como es el No. 17

A continuación se muestra los datos de consumos de los abonados durante 12 meses, que se encuentran conectados al transformador, estos datos se los ingresa al momento de usar el comando single account, ya que los mismos sirven para hacer el estudio de Caída de Voltaje y TLM.

Cuadro de consumos mensuales: Transformador # 17

	M E S E S (K W H)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
NA1	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
NA2	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
NA3	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
NA4	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96
# 1	370	351	362	352	348	368	428	398	398	389	398	389
# 2	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
# 3	2133	2285	2360	2231	2263	1790	1741	1330	1427	1716	1427	1716
# 4	229	254	227	228	249	249	254	226	248	259	248	259
# 5	79	373	148	247	229	220	236	228	228	230	228	230

Tabla de conductores 5005 AAAC

Conductor	Resistencia (Ω/Km.)	Reactancia (Ω/Km.)
4/0	0.3288	0.4340
2/0	0.5227	0.4520
2	1.0485	0.4781
4	1.6663	0.4955
6	2.6501	0.5129

En el ANEXO 9, se muestra el Diagrama Unifilar de los ramales secundarios del Transformador No. 17

3.1 Determinación de la Caída de Voltaje de la Red Secundaria

Para determinar la Caída de Voltaje en el Secundario del transformador escogido se realizan los siguientes pasos:

- a) Ingreso de la Información gráfica y no gráfica del sistema. Para la información no gráfica, se introducen los datos técnicos por medio de la opción **ELECTRIC/FACILITIES**
- b) Aplicación de la Opción Ingeniería y determinación de:
- Caída de Voltaje a nivel Secundario (Voltage Drop)
 - Administración de la Carga de los Transformadores de Distribución (TLM)
- c) Comprobación manualmente los resultados obtenidos
- d) Cálculo de las Pérdidas de Potencia

Fórmulas a utilizarse :

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3)$$

$$P2 : (\text{Secd volt} - \text{Vdrop}) / \text{root}3$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) \text{ [Ohmio]}$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP}))$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) \text{ [Ohmio]}$$

$$A : ((P1 / P2) * (P3 + P5) * \text{RAIZ} (3)) \text{ [V]}$$

$$B : A / (P3 + P5) \text{ [A]}$$

$$C : B * B * P3 \text{ [W]}$$

$$D : C * T * \text{Fpérd} \text{ [KW-H]}$$

- P1** : Demanda Promedio en KW
- P2** : La resta de Voltaje Secundario menos la caída de voltaje en cada ramal
- P3** : Resistencia del secundario o acometida en Ohmios ¹
- P4** : Factor para obtener la Reactancia del secundario y acometida en Ohmios
- P5** : Reactancia del secundario y acometida en Ohmios
- A** : Resultado de la Caída de Voltaje en el secundario y acometida
- B** : Current-Flow en el secundario y acometida
- C** : Pérdidas en el secundario y acometida
- D** : Pérdidas de Energía [KW-H]

En *ANEXO 9*, se detallan los cálculos de Caída de Voltaje para el Transformador No. 17.

¹ Ver tabla de conductores, pág. 25.

Adicionalmente, se realizó el Cálculo de Caída de Voltaje (Voltage Drop) y la administración de las cargas en los transformadores de distribución (TLM) para los transformadores No. 5 y 10, cuyos resultados se muestran en el *ANEXO 7* y *8*

En base de estos resultados se ha procedido a determinar las pérdidas de potencia y energía en el circuito secundario, que se resume a continuación

Tabla de Resultados de Pérdidas de Potencia y de Energía en el Circuito Secundario

Ramal	Caída de Voltaje (V)	Corriente (A)	Perd. Pot. (W)	Perd. Energía (W-H)
Línea 1	0.6069	33.33	36.18	614.77
Línea 2	0.0587	8.38	0.88	14.95
Línea 3	0.6690	25.14	30.00	509.76
Línea 4	0.1416	25.28	6.40	108.75
Línea 5	0.0591	8.44	0.90	15.29
Línea 6	0.4966	16.88	15.00	254.88
Línea 7	0.0166	16.95	5.04	85.64
Línea 8	0.0595	8.49	0.90	15.29
Línea 9	0.1546	8.49	0.90	15.29
Línea 10	0.1783	8.50	0.90	15.29
Línea 11	1.1205	66.67	133.66	2271.15
Línea 12	0.0587	8.38	0.88	14.95
Línea 13	0.7394	58.66	776.02	13186.13
Línea 14	0.3469	16.86	10.70	181.81
Línea 15	0.3553	42.28	26.88	456.74
Línea 16	0.5940	42.41	45.08	766.00
Línea 17	0.2149	8.53	3.28	55.73
Línea 18	0.4785	34.16	29.24	496.85
Línea 19	1.0570	34.30	64.88	1102.44
Línea 20	0.7747	34.62	48.04	816.30
Línea 21	0.3385	8.33	5.04	85.64
Línea 22	0.2926	8.36	4.38	74.42
Línea 23	0.2699	8.38	48.04	816.30
Línea 24	0.4235	8.39	6.36	108.07
Línea 25	0.5195	8.43	7.84	133.22
Línea 26	0.1186	8.47	1.78	30.25
SUMA			1309.20	22245.93

3.2 ADMINISTRADOR DE CARGA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION: TLM

Demanda Prom.= $\frac{(\sum \text{ consumos promedios de los abonados} / \# \text{ abonados})}{720}$ (Average Demand)

Demanda Pico = Mayor de los consumos pico / 720 (Peak Demand)

Factor de Coincidencia = $0.5 [1 + \{ 5 / [(2 * \# \text{ abonados}) + 3] \}]$ (Coincidence Factor)

Factor de Utilización = KVA ajustados / KVA conectados (Utilization Factor)

Factor de Carga = $AVG_DEMAND / PEAK_DEMAND$ (Load Factor)

Factor de Pérdidas = $(AVG_DEMAND / PEAK_DEMAND)^2$ (Loss Factor)

KVA Ajustado= $\frac{\text{Conected KVA} * \text{Utilization Factor}}{100}$ (Adjusted KVA)

KWHR Ajustado = $\frac{\text{Conected KWHR} * \text{Utilization Factor}}{100}$ (Adjusted KWHR)

A : Sumatoria de la capacidad del sistema [KVA]
D : Demanda Promedio [W]
E : Demanda Pico
F : Factor de Coincidencia
G : Factor de Utilización
H : Factor de Carga
I : Factor de Pérdidas
J : Ajuste de los KVA
K : Ajuste de los KWHR

Fórmulas:

A = ($K_{vaa} + K_{vab} + K_{vac}$)
B = ($Totavgkwh / numcust$)
C = ($Maxavgkwh / 720$)
D = (Demanda Promedio)
E = ($Maxpeak / 720$)
F = ($0.5 (1 + (5 / ((2 * NUMBER OF CUSTOMERS) + 3)))$)
G = ($Maxpeak / rating$)
H = ($Maxavgkwh / max peak$)
I = ($Maxavgkwh * Maxavgkwh / max peak * max peak$)
J = ($Rating * (Utilfac / 100)$)
K = ($Maxpeak * (Utilfac / 100)$)

Desarrollo

A = ($K_{vaa} + K_{vab} + K_{vac}$) = 50
B = ($Totavgkwh / numcust$) = $(223 + 1868 + 244 + 379 + 384 + 120) / 9 = 357.44$
C = ($Maxavgkwh / 720$) = $357.44 / 720 = 0.49644$
D = (Demanda Promedio) = 0.49664
E = ($Maxpeak / 720$) = $2360 / 720 = 3.2778$
F = ($0.5 (1 + (5 / ((2 * 9) + 3)))$) = 0.61904
G = ($Maxpeak / rating$) = $2360 / 50 = 47.2$
H = ($Maxavgkwh / max peak$) = $357.44 / 2360 = 0.15146$
I = ($Maxavgkwh^2 / Max Peak^2$) = $(357.44^2 / 2360^2) = 0.022939$
J = ($Rating * (Utilfac / 100)$) = $50 * 47.2 / 100 = 23.6$
K = ($Maxpeak * (Utilfac / 100)$) = $2360 * 47.2 / 100 = 1113.92$

TABLA DE RESULTADOS

	TLM
Razón de la capacidad del Sistema	50.000 [KVA]
Total de KW-H / Abonados	357.44 [KW-H]
Prom. Max. / 720	0.4965 [KW]
Demanda Promedio	0.4965 [KW]
Demanda Pico	3.2778 [KW]
Factor de Coincidencia	0.6190
Factor de Utilización	47.200
Factor de Carga	0.1515
Factor de Pérdidas	0.0236
Ajuste de los KVA	1113.9

3.3 FORMULACION Y CALCULOS DE CAIDA DE VOLTAJE Y PERDIDAS EN EL PRIMARIO

Para calcular la Caída de Voltaje y Pérdidas en el Primario se basa en el Método de Voltio-Amperio-Ohmios, cuyas fórmulas se las denomina a continuación:

$I_{ASUMIDA}$ = Esta corriente se debe a que no se hizo el levantamiento total de la alimentadora

$I_{CALCULADA}$ = Corriente que se obtiene de Cablecad referida al primario

KVA_{INST} = Total de KVA en cada nodo representativo

I_{NOM} = Es la corriente que se obtiene del Voltaje que hay en la S/E y de la capacidad de los transf. Instalados

FU_{ACT} = Lo que se esta usando con respecto a la capacidad disponible que se tiene

$CAP. INST. EN ALIM.$ = Suma de todas las capacidades en cada una de las fase

$CAP. INST. EN FASE$ = Total de capacidad instalada en cada fase

FORMULACION:

$$I_{ASUMIDA} = I_T \times KVA_{inst.} / KVA_{Total}$$

$$I_{CALCULADA} = I_{SECUND} \times (V_2/V_1)$$

$$KVA_{INST} = T \times KVA_{NODO}$$

$$I_{NOM} = KVA_{INST} / VOLT_{S/E}$$

$$VOLT_{S/E} = VOLT_{L-L} / RAIZ(3)$$

$$FU_{ACT} = I_{MED} / I_{NOM} \times FP$$

$$FU_{REACT} = I_{MED} / I_{NOM} \times SEN(COS^{-1}(FP))$$

$$CAP. INST. EN ALIM. = KVA_A + KVA_B + KVA_C$$

$$CAP. INST. EN FASE = T \times KVA \text{ EN CADA FASE}$$

$$DEM. PROM_{S/E} [KW] = (I_{MED_{S/E}} [A] \times VOLT_{S/E} [V] \times FP) / 1000$$

$$DEM. PROM_{S/E} [KVAR] = (DEM. PROM / FP) \times SEN(COS^{-1}(FP))$$

$$CARGA_{NODO} [KW] = KVA \times FU_{ACT}$$

$$CARGA_{NODO} [KVAR] = KVA \times FU_{REACT}$$

$$IMP. [OHMIOS] = LONG. [KM] \times RESIST [OHMIO/KM]$$

$$I_{LINEA} = 1000 \times CARGA_{NODO} / VOLT_{NODO}$$

$$CAIDA/VOLT_{LINEA} = IMP_{LINEA ACT} [OHMIO] \times I_{LINEA ACT} - IMP_{LINEA REACT} [OHMIO] \times I_{LINEA REACT}$$

$$PERD. LINEA = (I_{LINEA REAL}^2 + I_{LINEA IMAG}^2) \times IMP_{REAL}$$

$$VOLT_{S/E CALC} [V] = VOLT_{NODO} + CAIDA VOLT_{LINEA}$$

$$I_{LINEA CALC} [A] = 1000 \times CARGA_{NODO} KW / VOLT_{MAG} [V]$$

$$PERD. TOTAL = WATT / 1000 [KW]$$

$$REG VOLT\% = (VOLT_{MAG S/E} - VOLT_{NODO1}) \times 100 / VOLT_{MAG S/E}$$

$$\text{DEM. FASE} = \text{CARGA NODO [KW]} + \text{PERD LINEA} / 1000$$

1A fin de demostrar la metodología a aplicarse se ha considerado un ejemplo de alimentadora, para simplicación de la demostración solo se estudiara una fase como es la "A".

En el ANEXO 6 Fig. 3, se muestra un Diagrama Unifilar del Primario de la Alimentadora estudiada, en la fase A

CALCULOS:

FASE A

Tabla de conductores 5005 AAAC

Conductor	Resistencia (Ω /Km.)	Reactancia (Ω /Km.)
4/0	0.3288	0.4340
2/0	0.5227	0.4520
2	1.0485	0.4781
4	1.6663	0.4955
6	2.6501	0.5129

Corriente asumida en S/E = 43.36 (A)

Capac. instalada en aliment. (KVA) = 1387.50

Capac. Inst. en fase (KVA) = 662.50

Factor de Pot. en aliment. = 0.90

Demanda máx. en fase (KW) = 310.92

Demanda máx. en fase (KVAR) = 150.59

NODO 1 = 37.5 (KVA)

Longitud (KM) = 0.105

Pérdidas acumuladas = 0.29 (W)

Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

Voltaje en nodo (V) = (7936+j0) =

Carga en nodo (KW-KVAR) = (206,250+j99,866)

Magnitud

7936

Impedancia de línea (Ohms) = $(0,03+j0,05)$
 Corriente de línea (A) = $(2,60-j1,26) =$ 2.888
 Caída de Voltaje en línea (V) = $(0,15+j0,07) =$ 0.17
 Pérdidas en la línea (W) = $(0,29+j0,38)$

NODO 2 (KVA) = 125

Longitud (KM) = 0.105
 Pérdidas acumuladas = 5,69 (W)
 Conductor R y X (Ohmio/Km) = $0,3288+j0,434$

Magnitud

Voltaje en nodo (V) = $(7936,15+j0,07) =$ 7936,15
 Carga en nodo (KW – KVAR) = $(893,753+j432,758)$
 Impedancia de línea (ohms) = $(0,03+j0,05) =$
 Corriente de línea (A) = $(11,26-j5,45)$ 12,51
 Caída de Voltaje en línea (V) = $(0,64+j0,32) =$ 0.72
 Pérdidas en la línea (W) = $(5,41+j7,13)$

NODO 3 (KVA) = 25

Longitud (KM) = 0.075
 Pérdidas acumuladas = 10,83 (W)
 Conductor R y X (Ohmio/Km) = $0,3288+j0,434$

Magnitud

Voltaje en nodo (V) = $(7936,78+j0,40) =$ 7936,78
 Carga en nodo (KW – KVAR) = $(1031,307+j499,406)$
 Impedancia de línea (ohms) = $(0,02+j0,03)$
 Corriente de línea (A) = $(12,99-j6,29) =$ 14,43
 Caída de Voltaje en línea (V) = $(0,53+j0,27) =$ 0,59
 Pérdidas en la línea (W) = $(5,14+j6,78)$

NODO 4 (KVA) = 90

Longitud (KM) = 0.06
 Pérdidas acumuladas = 20,05 (W)
 Conductor R y X (Ohmio/Km) = $0,3288+j0,434$

Magnitud

Voltaje en nodo (V) = $(7937,31+j0,67) =$ 7937,31
 Carga en nodo (KW – KVAR) = $(1544,358+j747,869)$
 Impedancia de línea (ohms) = $(0,02+j0,03)$
 Corriente de línea (A) = $(19,46-j9,42)$ 21,62
 Caída de Voltaje en línea (V) = $(0,63+j0,32) =$ 0,71
 Pérdidas en la línea (W) = $(9,42+j12,17)$

NODO 5 (KVA) = 20

Longitud (KM) = 0.2
Pérdidas acumuladas = 54,47 (W)
Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7937,94+j0,99) =	7937,94
Carga en nodo (KW – KVAR) = (1634,451+j791,569)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,07+j0,09)	
Corriente de línea (A) = (20,59-j9,97) =	22,87
Caída de Voltaje en línea (V) = (2,22+j1,13) =	2,49
Pérdidas en la línea (W) = (34,42+j45,43)	

NODO 6 (KVA) = 15

Longitud (KM) = 0.21
Pérdidas acumuladas = 93,66 (W)
Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7940,16+j2,12) =	7940,16
Carga en nodo (KW – KVAR) = (1702,295+j824,706)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,07+j0,09)	
Corriente de línea (A) = (21,44-j10,39) =	23,82
Caída de Voltaje en línea (V) = (2,43+j1,24) =	2,72
Pérdidas en la línea (W) = (39,19+j51,72)	

NODO 7 (KVA) = 50

Longitud (KM) = 0.06
Pérdidas acumuladas = 107,42 (W)
Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7942,59+j3,36) =	7942,59
Carga en nodo (KW – KVAR) = (1887,687+j914,801)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,02+j0,03)	
Corriente de línea (A) = (23,77-j11,52) =	26,41
Caída de Voltaje en línea (V) = (0,77+j0,39) =	0,86
Pérdidas en la línea (W) = (13,76+j18,16)	

NODO 8 (KVA) = 50

Longitud (KM) = 0,195
 Pérdidas acumuladas = 161,33 (W)
 Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7943,35+j3,75) =	7943,36
Carga en nodo (KW – KVAR) = (2072,824+j1004,559)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,06+j0,08)	
Corriente de línea (A) = (26,10-j12,65) =	28,99
Caída de Voltaje en línea (V) = (2,74+j1,40) =	3,08
Pérdidas en la línea (W) = (53,91+j71,16)	

NODO 9 (KVA) = 0

Longitud (KM) = 0,165
 Pérdidas acumuladas = 206,95 (W)
 Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7946,10+j5,15) =	7946,10
Carga en nodo (KW – KVAR) = (2073,363+j1005,271)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,05+j0,07)	
Corriente de línea (A) = (26,09-j12,65) =	28,99
Caída de Voltaje en línea (V) = (2,32+j1,18) =	2,61
Pérdidas en la línea (W) = (45,62+j60,22)	

NODO 10 (KVA) = 100

Longitud (KM) = 0,099
 Pérdidas acumuladas = 246,21 (W)
 Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7948,42+j6,33) =	7948,42
Carga en nodo (KW – KVAR) = (2483,820+j1204,395)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,03+j0,04)	
Corriente de línea (A) = (31,25-j15,15) =	34,73
Caída de Voltaje en línea (V) = (1,67+j0,85) =	1,87
Pérdidas en la línea (W) = (39,26+j51,82)	

NODO 11 (KVA) = 50

Longitud (KM) = 0,09
Pérdidas acumuladas = 287,26 (W)
Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7950,09+j7,18) =	7950,09
Carga en nodo (KW – KVAR) = (2664,212+j1292,069)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,03+j0,04)	
Corriente de línea (A) = (33,51-j16,25) =	37,24
Caída de Voltaje en línea (V) = (1,63+j0,83) =	1,83
Pérdidas en la línea (W) = (41,05+j54,18)	

NODO 12 (KVA) = 25

Longitud (KM) = 0,27
Pérdidas acumuladas = 418,87 (W)
Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7951,71+j8,01) =	7951,72
Carga en nodo (KW – KVAR) = (2754,623+j1336,189)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,09+j0,12)	
Corriente de línea (A) = (34,64-j16,80) =	38,5
Caída de Voltaje en línea (V) = (5,04+j2,57) =	5,66
Pérdidas en la línea (W) = (131,6+j173,71)	

NODO 13 (KVA) = 0

Longitud (KM) = 0,096
Pérdidas acumuladas = 465,66 (W)
Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7956,76+j10,57) =	7956,77
Carga en nodo (KW – KVAR) = (2755,939+j1337,926)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,03+j0,04)	
Corriente de línea (A) = (34,64-j16,81)	38,5
Caída de Voltaje en línea (V) = (1,79+j0,91) =	2,01
Pérdidas en la línea (W) = (46,79+j61,76)	

NODO 14 (KVA) = 75

Longitud (KM) = 0.201

Pérdidas acumuladas = 589,67 (W)

Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7958,55+j11,49) =	7958,56
Carga en nodo (KW – KVAR) = (3101,407+j1505,593)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,07+j0,09)	
Corriente de línea (A) = (38,97-j18,92)	43,32
Caída de Voltaje en línea (V) = (4,23+j2,15) =	4,74
Pérdidas en la línea (W) = (124,02+j163,69)	

NODO 15 (KVA) = 0

Longitud (KM) = 0.246

Pérdidas acumuladas = 741,45 (W)

Conductor R y X (Ohmio/Km) = 0,3288+j0,434

	Magnitud
Voltaje en nodo (V) = (7962,78+j13,63) =	7962,79
Carga en nodo (KW – KVAR) = (3102,647+j1507,230)	
Impedancia de línea (ohms) = (0,08+j0,11)	
Corriente de línea (A) = (38,96-j18,93)	43,32
Caída de Voltaje en línea (V) = (5,17+j2,63) =	5,80
Pérdidas en la línea (W) = (151,78+j200,34)	

CAPITULO IV

ANALISIS DE PERDIDAS EN UN ALIMENTADOR

4.1 PERDIDAS TECNICAS

Estas pérdidas se las determina en base a la información del sistema eléctrico y las condiciones de operación. Las pérdidas técnicas se las estudia en:

- Líneas Primarias,
- Transformadores de Distribución,
- Circuitos Secundarios,
- Alumbrado Público y
- Acometidas.

4.1.1 CAIDA DE VOLTAJE EN EL PRIMARIO

Se estudiará Pérdidas Técnicas del Sistema de Distribución Primaria en base a una muestra, realizando para ello levantamiento físico de las redes de distribución para conocer sus configuraciones, características técnicas y características de las cargas.

Se escogió datos de una alimentadora, la misma que se toma como ejemplo.

La determinación de las pérdidas técnicas para el estudio considera los siguientes componentes:

- Líneas de distribución primarias

- Transformadores de distribución
- Redes secundarios
- Acometidas
- Alumbrado público

Para hacer un estudio serio debemos considerar los siguientes puntos:

- Características técnicas de cada uno de los circuitos antes mencionados
- Información de la carga, tipo de usuarios, saber si estos son residenciales, comerciales o industriales

4.1.2 PERDIDAS EN LAS LINEAS DE DISTRIBUCION PRIMARIAS

Para determinar las pérdidas en el primario usando el método de Voltaje- Amperio -Ohmio, se considera los siguientes pasos:

1.- Levantamiento físico de la alimentadora, considerando:

- En la Troncal y Ramal de la alimentadora, se obtuvo la información del calibre, longitud, tipo y fase.
- Se verificó si dichos ramales eran monofásicos, bifásicos o trifásicos.
- La configuración de la línea
- Con este levantamiento se sabe los tipos de usuarios que están conectados a la alimentadora y se los puede clasificar de acuerdo al servicio que reciben como son:
 - Residencial
 - Comercial
 - Industrial
- En la alimentadora se considera los nodos, los mismos que se determinan de acuerdo a los transformadores existentes y a sus cargas significativas.

2.- Levantamiento físico de los transformadores, tomando en cuenta :

- La ubicación de los transformadores que están conectados a lo largo de la alimentadora.
- Se obtuvo la información de la capacidad instalada (KVA).
- La fase a que están conectados y si estos son monofásicos o banco de transformadores.

- ❑ Con este levantamiento se sabe los tipos de usuarios que están conectados a los transformadores y se los puede clasificar de acuerdo al servicio que reciben como son:

- ❑ Residencial
- ❑ Comercial
- ❑ Industrial

3.- Levantamiento físico del secundario, tomando en cuenta :

- ❑ La configuración de los circuitos secundarios
- ❑ Con este levantamiento se sabe los tipos de usuarios que están conectados a los circuitos y se los puede clasificar de acuerdo al servicio que reciben como son:

- ❑ Residencial
- ❑ Comercial
- ❑ Industrial

- ❑ En los circuitos secundarios se considera los nodos, los mismos que se determinan de acuerdo a sus cargas significativas.

- ❑ El calibre, longitud, tipo y número de conductor

4.- Levantamiento físico de las acometidas, tomando en cuenta :

- ❑ La configuración de las acometidas
- ❑ Con este levantamiento se sabe los tipos de usuarios que están conectados a las acometidas y se los puede clasificar de acuerdo al servicio que reciben como son:

- ❑ Residencial
- ❑ Comercial
- ❑ Industrial

- ❑ El calibre, longitud, tipo y número de conductor

5.- Levantamiento físico de las luminarias, tomando en cuenta :

- ❑ El calibre, longitud, tipo y número de conductor

- Se verifico la ubicación de cada luminaria existente y cuántas hay para circuito secundario.

6.- Levantamiento físico de abonados, tomando en cuenta :

- El número del medidor, el barrio y a que transformadores están conectados.
- En base a lo anterior se obtuvo los datos que corresponden al consumo de los abonados durante un año, en KWH, y para efectos de nuestro estudio los transformamos en KW, para poder introducir la información al programa CABLECAD
- Se pudo determinar que los tipos de abonados conectados a la alimentadora "Acacias" eran los siguientes :
 - Residencial Bajo
 - Residencial Medio
 - Residencial Alto
 - Comercial Medio
 - Comercial Alto
 - Industrial
- Para efectos de estudios, a las luminarias se las considero como abonados, con una acometida promedio de 5 mts.
- Diagrama unifilar de la línea primaria, concentrando a lo largo de la misma los transformadores de distribución.
- De los datos obtenidos en la Caída de Voltaje (Voltage Drop), se obtienen las Caídas de Voltaje en el Primario y las Pérdidas. El procedimiento se explicará más adelante.
- Obtención de los datos de los consumos mensuales de los abonados.

4.2 INGRESO Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

Una vez obtenida toda la información descrita en el tema 4.1, se procedió a ingresarla al programa CABLECAD, a medida que se dibuja, ya sea las líneas primarias, transformadores, líneas secundarias, acometidas y alumbrado se necesita introducir datos técnicos.

La información que se necesita introducir a CABLECAD acerca de la línea primaria es la siguiente:

- Fase
- Longitud
- Número de Fases
- Voltaje Primario de línea a línea
- Tipo y material del conductor
- Tipo y material del neutro

La información que se necesita introducir a CABLECAD acerca de los transformadores es la siguiente:

- Tipo
- OH – UG
- KVA conectados
- KVA ajustados
- Fase
- Número de Fases
- Voltaje del Primario
- Voltaje del Secundario
- Número de transformador
- Conexión del transformador

La información que se necesita introducir a CABLECAD acerca de la línea secundaria es la siguiente:

- Tipo y material
- Número de cables
- Longitud

La información que se necesita introducir a CABLECAD acerca de la acometida es la siguiente:

- Tipo y material
- Número de cables
- Longitud

La información que se necesita introducir a CABLECAD acerca de los abonados es la siguiente:

- Nombre
- Fase
- KWH último de los meses
- KWH promedio
- KWH pico
- Demanda promedio
- Los doce últimos meses en KW

Como la información dada por el Dpto. de Comercialización de EMEPE, era en KWH para convertirla en KW se consideró la siguiente fórmula:

$$KW = \frac{KW-H}{FC \times T}$$

Donde :

FC : Factor de Carga se le considera de acuerdo al tipo de abonado, es decir, que éste varía para cada clase de abonado

T : Esta dado por los días comerciales que tiene un mes y por las horas que tiene un día, es decir,

$$T = 30 \times 24 = 720 \text{ horas}$$

4.3 RESULTADOS DE DISTRIBUCION SECUNDARIA

Cabe indicar que CABLECAD, al hacer el análisis de los abonados conectados a la acometida, para efectos de cálculos le es indiferente cuantos abonados en forma numérica están conectados a la misma, sino más bien lo que le importa es la demanda real que están consumiendo estas cargas, cuando hace el calculo de Caída de Voltaje y TLM.

A continuación se detalla todos los resultados obtenidos mediante la utilización del programa CABLECAD

Tabla de Resultados de Pérdidas de Potencia y de Energía en el Circuito Secundario de la alimentadora

# de Transf.	Transf. (KVA)	Fase	Perd. Pot. (KW)	Perd. Energía (KW-H)
1	15	B	7.82	765.7344
2	37.5	A	14.24	676.6848
3	37.5	A	9.8	705.6
4	50	C	2.16	155.52
5	15	B	0.51	367.2
6	75	ABC	0.25	150.66
7	50	B	1.56	58.4064
8	50	A	10.63	5548.86
9	50	B	0.94	16.92
10	15	A	1.46	55.7136
10.1	5	A	0.30	16.632
11	5	A	0.35	24.948
12	50	A	3.04	1751.04
13	50	B	0.42	151.2
14	37.5	A	1.89	544.32

15	37.5	B	1.90	129.96
16	50	A	0.01	1.0296
17	50	A	1.3092	22.246
17.1	50	B	0.70	354.816
18	37.5	C	1.99	176.2344
18.1	45	ABC	0.60	243.216
19	37.5	A	1.60	112.896
19.1	15	A	0.65	263.484
20	50	C	8.75	378
21	50	C	0.10	55.152
21.1	112.5	ABC	6.59	3900.2256
21.2	50	A	0.78	393.12
21.3	25	A	0.01	2.6064
21.4	150	ABC	6.62	3856.0176
21.5	75	ABC	0.95	420.66
TOTAL				
			87.93	21299.10

Administración de Carga en los Transformadores de Distribución: TLM:

# de Trafos	Dmd. Prom. (KW)	Dmd. Pico	Factor de Coincidencia	Factor de Utilización	Factor de Carga	F. de Perd.
1	0.467	1.264	0.576	60.667	0.369	0.136
2	0.657	2.561	0.540	49.838	0.257	0.066
3	0.671	9.407	0.542	183.054	0.316	0.100
4	0.577	5.053	0.568	72.760	0.316	0.100
5	0.133	0.133	0.632	6.400	1.000	1.000
6	8.417	9.203	1.000	88.347	0.915	0.837
7	0.615	2.703	0.558	38.920	0.228	0.052
8	8.178	9.606	1.000	138.320	0.851	0.725
9	0.417	2.635	0.549	37.940	0.158	0.025
10	0.267	1.200	0.568	57.600	0.230	0.053
10.1	0.144	0.519	1.000	74.800	0.277	0.077
11	0.843	2.688	0.619	38.700	0.315	0.099
12	0.678	2.874	0.549	41.380	0.894	0.800
13	0.167	0.583	0.609	28.000	0.707	0.500
14	0.547	2.525	0.561	49.135	0.632	0.400
15	0.653	2.117	0.564	41.189	0.308	0.095
16	0.304	0.857	1.000	12.340	0.378	0.143
17	0.497	3.278	0.619	47.200	0.152	0.023

17.1	0.344	0.410	1.000	5.900	0.839	0.704
18	0.685	1.954	0.571	38.027	0.351	0.123
19	0.825	2.632	0.576	51.216	0.313	0.098
19.1	0.250	0.333	1	16	0.750	0.563
20	1.084	4.417	0.545	63.6	0.245	0.060
21	2.733	3.122	1	44.960	0.875	0.766
21.1	26.444	29.167	1	189.189	0.907	0.822
21.2	11.944	14.278	1	205.6	0.837	0.700
21.3	0.287	0.478	1	13.760	0.602	0.362
21.4	43.1	47.917	1	230	0.899	0.809
21.5	8.178	10.432	1	100.147	0.784	0.615

Como nos damos cuenta los transformador # 21.5, 21.2, 21.1, 8, 3, estan sobrecargados

4.4 PERDIDAS EN EL PRIMARIO

Al entrar en este estudio se debe recalcar que el propósito es determinar las pérdidas del primario teniendo como referencia los datos que se obtienen en el programa CABLECAD, es decir que se parte del transformador de distribución hacia la línea primaria.

El programa CABLECAD, da información de la corriente en cada acometida, la caída de voltaje desde el transformador hasta el abonado, el factor de utilización del transformador, si el mismo está o no sobrecargado .

- Para el estudio en las Pérdidas Técnicas se considera lo siguiente :
 - Líneas de Distribución Primaria
 - Transformadores de Distribución
 - Circuitos Secundarios
 - Alumbrado Público

4.4.1.- PERDIDAS DE POTENCIA

Con lo que respecta a nuestro estudio para poder determinar las pérdidas de potencia de la alimentadora, se considerará lo siguiente:

- ❑ Características técnicas de la línea
- ❑ Información de la carga
- ❑ Cálculo de las pérdidas de potencia
- ❑ Características técnicas

Con respecto a la alimentadora, en base al levantamiento de la alimentadora se realiza el diagrama unifilar, en el mismo se determinan los nodos y estos parten desde el último transformador a lo largo de la línea primaria hasta llegar a la Subestación de Distribución.

Para el estudio de la línea primaria cada transformador de distribución va a significar un nodo, entonces las características técnicas de los nodos será :

- ❑ Carga del nodo en KVA.

Las características por tramo de la línea primaria será :

- ❑ Resistencia, reactancia, calibre, tipo, longitud.
- ❑ Información de la carga

Se escogió a la alimentadora "Acacias", ya que reunía todas nuestras expectativas con respecto a los diferentes tipos de clasificación de abonados que existen en la misma.

Esta alimentadora recorre un sector céntrico de Libertad, entonces los abonados que se encuentran conectados a la misma son :

- ❑ Residencial Bajo
- ❑ Residencial Medio
- ❑ Residencial Alto
- ❑ Comercial Medio
- ❑ Comercial Alto
- ❑ Comercial Bajo
- ❑ Industrial / Artesanal

Se escogió un mes de mayor demanda como es Diciembre para saber cual es el comportamiento de las cargas.

□ Cálculo de las pérdidas de potencia

Al tener recopilada toda la información de la línea primaria , transformador de distribución y proceder al cálculo de pérdidas de potencia, se realiza el siguiente procedimiento :

- En la alimentadora se selecciona los nodos de carga distribuidos a lo largo de la línea.
- Con los datos de CABLECAD, se tiene la corriente asumida en la hora de la demanda máxima, a la salida de la subestación y en puntos seleccionados de la línea primaria de acuerdo a la distribución de la carga.
- La suma de todas las corrientes que existen en cada uno de los abonados nos da una corriente total y esta se la refiere al primario a través de la relación de vueltas de los transformadores y es con esta corriente que procederemos a realizar los cálculos del primario

4.4.2 PERDIDAS DE ENERGIA

Una vez determinadas las pérdidas de potencia para la alimentadora "Acacias", y teniendo el factor de pérdidas de la curva de carga de la línea se determina la pérdida de energía.

Las pérdidas de energía para el sistema de líneas primarias se calcula con la expresión:

$$E_{prom.} = FP_{m\acute{a}x} \times P \times 720 \text{ [KWH]}$$

Donde:

E_{prom}: Pérdidas de energía promedio

FP: Factor de pérdidas de la alimentadora. Ver ANEXO 12

P: Pérdida de potencia para la demanda máxima

4.4.3 FORMULACION

Para realizar el estudio de las Pérdidas y Caída de Voltaje en el Primario se consideraron las siguientes fórmulas

$$I_{ASUMIDA} = IT \times KVA \text{ inst.} / KVATotal$$

$$I_{CALCULADA} = I_{SECUND} \times (V2/V1)$$

$$KVA \text{ INST} = T \text{ KVA NODO}$$

$$I_{NOM} = KVA \text{ INST} / VOLT \text{ S/E}$$

$$VOLT \text{ S/E} = VOLT \text{ L-L} / RAIZ (3)$$

$$FU \text{ ACT} = I_{MED} / I_{NOM} \times FP$$

$$FU \text{ REACT} = I_{MED} / I_{NOM} \times SEN (\text{COS-1} (FP))$$

$$CAP. \text{ INST. EN ALIM.} = KVAA + KVAB + KVAC$$

$$CAP. \text{ INST. EN FASE} = T \text{ KVA EN CADA FASE}$$

$$DEM. \text{ PROM S/E [KW]} = (I_{MED} \text{ S/E [A]} \times VOLT \text{ S/E [V]} \times FP) / 1000$$

$$DEM. \text{ PROM S/E [KVAR]} = (DEM. \text{ MAX/FP}) \times SEN (\text{COS-1} (FP))$$

$$CARGA \text{ NODO [KW]} = KVA \times FU \text{ ACT}$$

$$CARGA \text{ NODO [KVAR]} = KVA \times FU \text{ REACT}$$

$$IMP. \text{ [OHMIOS]} = LONG. \text{ [KM]} \times RESIST \text{ [OHMIO/KM]}$$

$$I \text{ LINEA} = 1000 \times CARGA \text{ NODO} / VOLT \text{ NODO}$$

$$CAIDA/VOLT \text{ LINEA} = IMP \text{ LINEA ACT [OHMIO]} \times I \text{ LINEA ACT} - IMP \text{ LINEA REACT [OHMIO]} \times I \text{ LINEA REACT}$$

$$PERD. \text{ LINEA} = (I_{LINEA} \text{ REAL}^2 + I_{LINEA} \text{ IMAG}^2) \times IMP \text{ REAL}$$

$$VOLT \text{ S/E CALC [V]} = VOLT \text{ NODO} + CAIDA \text{ VOLT LINEA}$$

$$I \text{ LINEA CALC [A]} = 1000 \times CARGA \text{ NODO KW} / VOLT \text{ MAG [V]}$$

$$PERD. \text{ TOTAL} = WATT / 1000 \text{ [KW]}$$

$$REG \text{ VOLT\%} = (VOLT \text{ MAG S/E} - VOLT \text{ NODO1}) \times 100 / VOLT \text{ MAG.S/E}$$

DEM. FASE = CARGA NODO [KW] + PERD LINEA / 1000

Donde:

I ASUMIDA = Esta corriente se debe a que no se hizo el levantamiento total de la alimentadora

I CALCULADA = Corriente que se obtiene de Cablecad referida al primario

KVA INST = Total de KVA en cada nodo representativo

I NOM = Es la corriente que se obtiene del Voltaje que hay en la S/E y de la capacidad de los transf. Instalados

FU ACT = Lo que se esta usando con respecto a la capacidad disponible que se tiene

CAP. INST. EN ALIM. = Suma de todas las capacidades en cada una de las fase

CAP. INST. EN FASE = Total de capacidad instalada en cada fase

4.4.4 RESULTADOS DE LA CAIDA DE VOLTAJE EN EL PRIMARIO

Este estudio se lo efectúo en base a un método conocido como es Voltio – Amperio – Ohmio, éste método determina la Caída de Voltaje y las Pérdidas en el primario, obteniendo los siguientes resultados:

FASE “ A ”

NODO #	VOLT. MAGNITUD	ILINEA MAGNITUD	CAIDA/ VOLT	PERD. EN LINEA [W]	
	[V]	[A]	[V]	REAL	IMAG.
1	7936.00	2.89	0.17	0.29	0.38
2	7936.15	12.51	0.72	5.41	7.13
3	7936.78	14.48	0.59	5.14	6.78
4	7937.31	21.62	0.71	9.22	12.17
5	7937.94	22.82	2.49	34.42	45.43
6	7940.16	23.82	2.72	39.19	51.72
7	7942.59	26.41	0.86	13.76	18.16
8	7943.36	28.99	3.08	53.91	71.16
9	7946.10	28.99	2.61	45.62	60.22
10	7948.42	34.73	1.87	39.26	51.82
11	7950.09	37.24	1.83	41.05	54.18
12	7951.72	38.50	5.66	131.60	173.71
13	7956.77	38.50	2.01	46.79	61.76
14	7958.56	43.42	4.74	124.02	163.69
15	7962.79	43.32	5.80	151.78	200.34

VOLTAJE EN S/E MAG. [V] = 7967.67			
DEMANDA POR FASE [KW] = 310.42			
CORRIENTE EN FASE [A] = 43.32			
PERDIDAS DE POTENCIA [KW] = 0.74			
PERDIDAS DE ENERGIA [KW-H]= 234.42			

FASE " B "

NODO #	VOLT. MAGNITUD	ILINEA MAGNITUD	CAIDA/ VOLT	PERD. EN LINEA [W]	
	[V]	[A]	[V]	REAL	IMAG.
1	7939.00	4.49	0.26	0.70	0.92
2	7939.21	10.49	0.60	3.80	5.02
3	7939.71	13.19	0.54	4.29	0.30
4	7940.16	13.19	0.43	3.43	4.53
5	7940.52	17.69	1.93	20.57	27.15
6	7942.13	19.48	2.23	26.21	34.60
7	7943.98	25.48	0.83	12.80	16.90
8	7944.68	25.48	2.70	41.61	54.92
9	7946.93	27.27	2.45	40.35	53.26
10	7948.97	27.27	1.47	24.21	31.26
11	7950.20	38.77	1.90	44.48	58.71
12	7951.79	41.47	6.10	152.65	201.49
13	7956.89	43.08	2.25	58.59	77.34
14	7958.77	43.08	4.72	122.67	161.92
15	7962.72	44.69	5.99	161.61	213.31

VOLTAJE EN S/E MAG. [V] = 7967.74			
DEMANDA POR FASE [KW] = 335.218			
CORRIENTE EN FASE [A] = 44.70			
PERDIDAS DE POTENCIA [KW] = 0.72			
PERDIDAS DE ENERGIA [KW-H]= 228.096			

FASE " C "

NODO #	VOLT. MAGNITUD	ILINEA MAGNITUD	CAIDA/ VOLT	PERD. EN LINEA [W]	
	[V]	[A]	[V]	REAL	IMAG.
1	7935.00	17.32	0.99	10.35	13.66
2	7935.81	23.61	1.35	19.25	25.41
3	7936.92	26.76	1.09	17.66	23.31
4	7937.82	26.76	0.87	14.13	18.65

5	7938.54	26.76	2.91	47.09	62.16
6	7940.93	33.12	3.79	75.72	99.95
7	7944.05	33.12	1.08	21.63	28.56
8	7944.94	33.12	3.52	70.31	92.81
9	7947.84	33.12	2.98	59.49	78.53
10	7950.29	33.12	1.79	35.70	47.12
11	7951.76	39.01	1.92	45.24	59.72
12	7953.34	42.09	6.19	157.29	207.61
13	4958.45	42.09	2.20	55.93	73.82
14	7960.27	42.09	4.61	117.09	154.56
15	7964.08	42.09	5.64	143.31	189.16
VOLTAJE EN S/E MAG. [V] = 7968.74					
DEMANDA POR FASE [KW] = 335.42					
CORRIENTE EN FASE [A] = 39.92					
PERDIDAS DE POTENCIA [KW] = 0.89					
PERDIDAS DE ENERGIA [KW-H]= 281.952					

Ver ANEXO 11.- Cálculo de Caída de Voltaje del Primario

4.4.5 PERDIDAS TECNICAS TOTALES

Para obtener las Pérdidas Totales Técnicas sumamos las pérdidas del primario y las del secundario, cabe recalcar que las pérdidas del transformador están incluidas en las pérdidas del secundario, ya que el programa de Voltage Drop considera la Caída de Voltaje que existe en el transformador y parte de las para considerar las demás caídas de voltajes y las corrientes que existen en cada ramal.

Obteniendo así las pérdidas de potencia y de energía para el caso planteado.

Σ Perd. Primario + Perd. secund [KW]

$$2.35 + 87.93 = 90.28 \text{ [KW]}$$

Σ Perd. Primario + Perd. secund [KW-H]

$$748.53 + 21299.1 = 22047.63 \text{ [KW-H]}$$

CONCLUSIONES

- El programa CABLECAD, da información de la corriente en cada acometida, la caída de voltaje desde el transformador hasta el abonado, el factor de utilización del transformador, si éste está o no sobrecargado.
- En base a la corriente que se obtiene mediante el programa VOLTAGE DROP, se puede calcular las Pérdidas en el Primario y la Caída de Voltaje.
- Este programa sirve mucho para controlar eficientemente la distribución de carga y así poder tener balanceadas las fases.
- Mediante el programa REPGEN se puede obtener datos específicos de la línea primaria, línea secundaria, transformadores de distribución, acometida y abonados.
- Una de las ventajas es que el programa ya calcula la caída de voltaje en el transformador y en base a ese dato comienza a realizar los cálculos para los siguientes ramales, de manera que no se necesita calcular las pérdidas en el transformador debido a que el análisis que da Voltage drop, al sacar la corriente ya está asumiendo la corriente que existe en el transformador y fácilmente se la puede convertir en pérdidas de potencia y a su vez de energía
- Para poder realizar el Cálculo Caída de Voltaje y de Pérdidas en el Primario, las corrientes que salen de la subestación se calculan, y éste se realizó con los KVA totales existentes en la alimentadora "Acacias" y los KVA que están instalados a lo largo de la alimentadora del plan piloto.
- El Tópico tiene como objetivo fundamental relacionar los datos dados por el programa Cablecad para así poder calcular las Pérdidas y la Caída de Voltaje en el Primario y se lo ha conseguido.

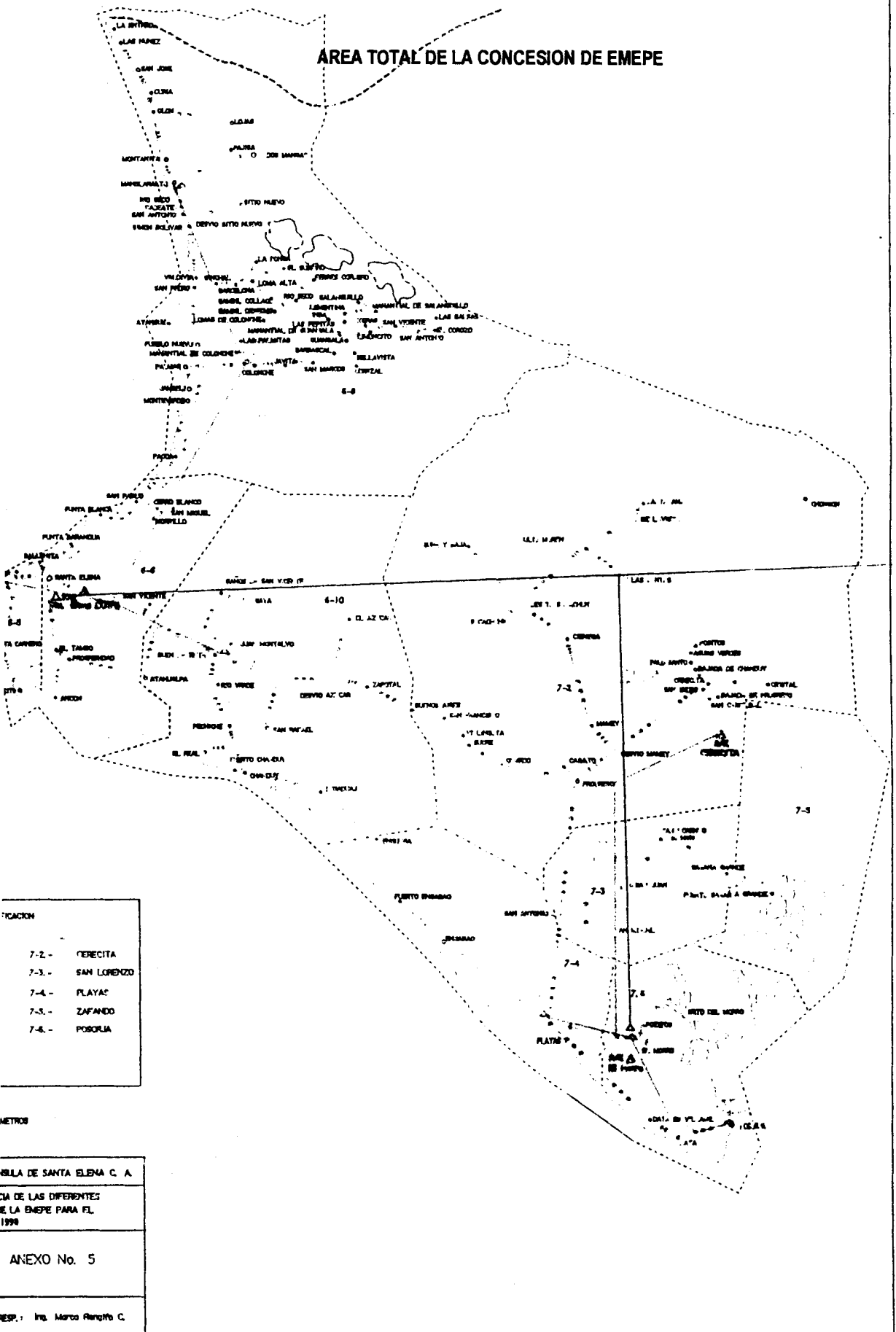
ANEXO 1

INFORMACION ELECTRICA Y CARTOGRAFICA QUE PERMITE ALMACENAR CABLECAD

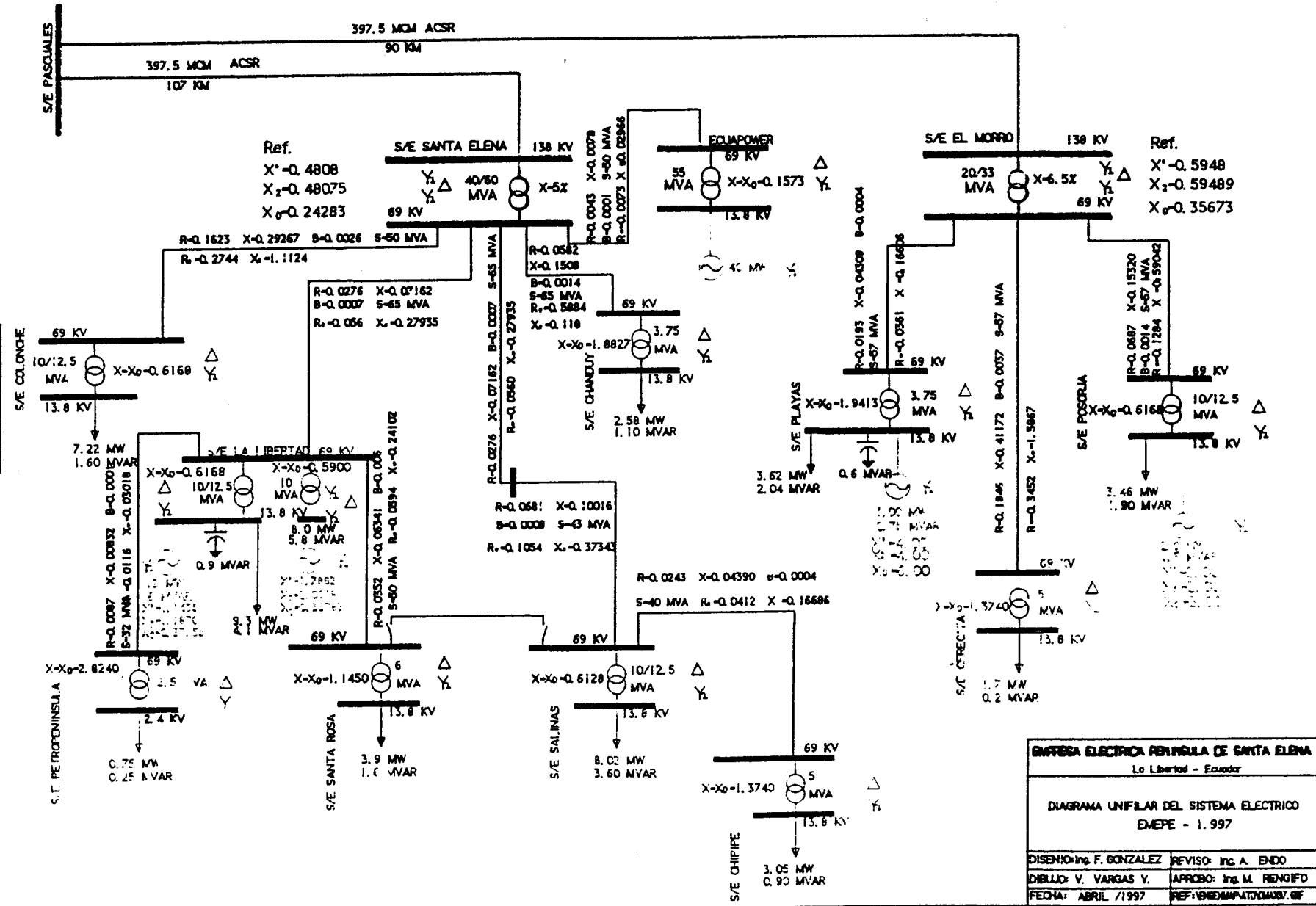


ANEXO 2

AREA TOTAL DE LA CONCESION DE EMEPE



ANEXO 3



EMPRESA ELECTRICA PENINSULA DE SANTA ELENA La Libertad - Ecuador	
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO EMEPE - 1.997	
DISEÑO: Ing. F. GONZALEZ	REVISÓ: Ing. A. ENDO
DIBUJO: V. VARGAS V.	APROBO: Ing. M. RENGIFO
FECHA: ABRIL /1997	REF: VMS/IMP/AT/COM/S/ G.F

ANEXO 4

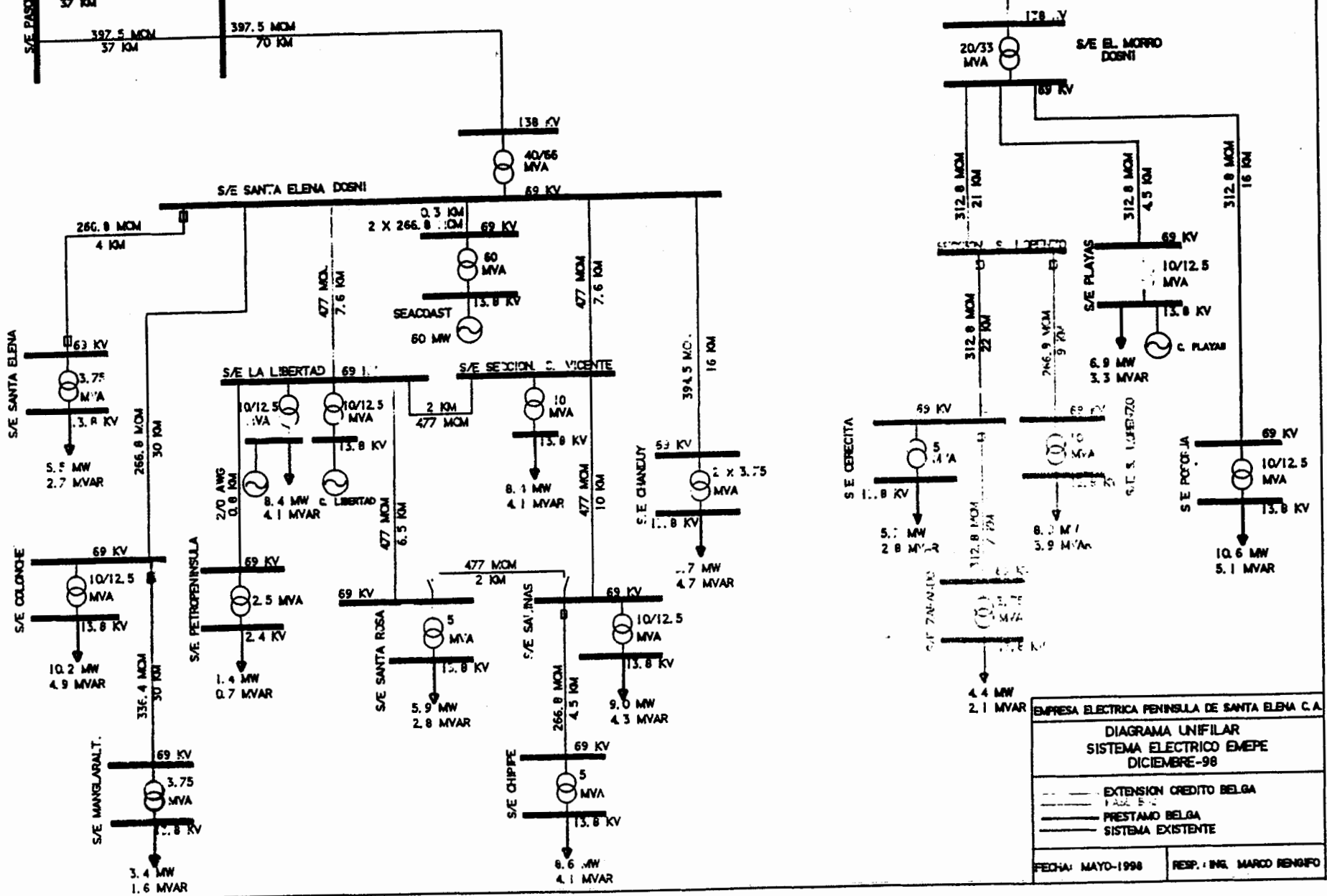


DIAGRAMA UNIFILAR DE EMEPE 1998

ANEXO 5

GENERADOR DE REPORTES

PRIMARIA AEREO	COND/FASE	FASE	COND/NEU	LONG.	VOLT L-L
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	7	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	44	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	55	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	61	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	69	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	87	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	89	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	100	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	A	1/0AAAC	101	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	AB	1/0AAAC	69	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	0	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	1	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	2	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	5	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	6	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	7	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	9	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	11	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	14	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	17	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	22	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	27	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	32	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	34	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	37	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	38	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	39	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	41	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	43	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	44	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	46	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	48	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	52	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	54	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	55	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	58	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	60	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	62	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	69	13800

OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	76	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	84	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	89	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	95	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	111	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	113	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	115	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	137	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	141	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	151	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	154	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	159	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	160	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	ABC	1/0AAAC	165	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	AC	1/0AAAC	0	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	AC	1/0AAAC	1	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	AC	1/0AAAC	92	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	B	1/0AAAC	24	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	B	1/0AAAC	111	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	C	1/0AAAC	10	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	C	1/0AAAC	13	13800
OVERHEAD_PRIMARY	4/0AAAC	C	1/0AAAC	222	13800

PRIMARIO SUBT.	COND/FASE	FASE	LONG.	VOLT L-L
UNDERGROUND_PRIMARY	1/0AL	A	18	13800
UNDERGROUND_PRIMARY	1/0AL	ABC	13	13800
UNDERGROUND_PRIMARY	1/0AL	ABC	19	13800
UNDERGROUND_PRIMARY	1/0AL	ABC	48	13800

SECUND. AEREO	CALIBRE	# CABLES	LONG.
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	0
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	1
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	2
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	3
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	4
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	5
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	6
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	7
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	8
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	9

OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	10
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	11
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	12
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	13
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	14
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	15
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	16
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	17
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	18
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	19
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	20
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	21
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	22
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	23
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	24
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	25
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	26
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	27
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	28
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	29
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	30
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	31
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	32
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	33
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	34
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	35
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	36
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	37
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	39
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	41
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	42
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	44
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	45
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	46
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	51
OVERHEAD_SECONDARY	1/0AL	3	53
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	0
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	1
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	2
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	3
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	4
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	5
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	6
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	7
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	8

OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	9
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	10
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	11
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	12
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	13
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	14
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	15
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	16
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	17
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	18
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	19
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	20
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	21
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	22
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	23
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	24
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	25
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	26
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	27
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	28
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	30
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	31
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	33
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	39
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	40
OVERHEAD_SECONDARY	2AL	3	52
OVERHEAD_SECONDARY	2ALTPLX	1	0
OVERHEAD_SECONDARY	2ALTPLX	1	15
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	0
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	2
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	3
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	4
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	5
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	6
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	7
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	8
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	9
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	10
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	11
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	12
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	13
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	14
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	17
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	18
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	19

OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	21
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	23
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	25
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	30
OVERHEAD_SECONDARY	4/0AL	3	41
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	0
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	1
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	2
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	3
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	4
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	5
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	6
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	7
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	9
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	10
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	11
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	12
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	13
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	16
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	18
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	19
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	20
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	21
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	22
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	23
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	24
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	25
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	26
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	28
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	29
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	30
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	32
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	33
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	34
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	36
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	38
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	41
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	44
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	53
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	54
OVERHEAD_SECONDARY	4AL	3	55
OVERHEAD_SECONDARY	4ALTPLX	1	0

TRANSF.DE DISTRIBUCION	KVA	#ABON.	FASE	PRIM.(V)	SEC.(V)	# TRAF0	IMPED
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	5	1	A	7200	120	101	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	15	1	A	7200	120	191	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	15	10	B	7200	120	13	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	15	15	B	7200	120	1	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	15	17	A	7200	120	10	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	15	8	B	7200	120	5	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	25	1	A	7200	120	213	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	37	15	A	7200	120	19	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	37	16	C	7200	120	18	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	37	18	B	7200	120	15	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	37	19	A	7200	120	14	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	37	28	A	7200	120	3	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	37	30	A	7200	120	2	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	1	A	7200	120	8	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	1	A	7200	120	16	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	1	A	7200	120	212	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	1	B	7200	120	171	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	1	C	7200	120	21	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	17	C	7200	120	4	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	20	B	7200	120	7	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	24	A	7200	120	12	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	24	B	7200	120	9	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	26	C	7200	120	20	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	9	A	7200	120	11	1
DISTRIBUTION_TRANSFORMER	50	9	A	7200	120	17	1

BANCO TRANSFORMADOR	KVA	# ABON	PRIM (V)	SEC(V)	# TRAF0
TRANSFORMER_BANK	45	1	7200	120	181
TRANSFORMER_BANK	75	1	7200	120	6
TRANSFORMER_BANK	75	1	7200	120	215
TRANSFORMER_BANK	111	1	7200	120	211
TRANSFORMER_BANK	150	1	7200	120	214

ABONADO	NOMBRE	FASE	#ABON.	KW-H	KW-H PROM	KW-H PICO	KW PROM.
ELECTRIC_ACCOUNT	ALBA ORRALA	B	8	239	227	263	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ALBERTO GONZALEZ	A	11	1307	981	1310	2
ELECTRIC_ACCOUNT	AMADEO SANGINEZ	C	2	1291	1027	1385	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ANA CHALCO	A	4	276	290	380	1

ELECTRIC_ACCOUNT	ANGEL NIETO	C	6	1801	1371	1801	3
ELECTRIC_ACCOUNT	ANGEL RODRIGUEZ	A	11	918	877	1056	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ANGEL TIGSE	A	4	635	682	844	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ANGEL VASQUEZ	C	8	803	812	928	3
ELECTRIC_ACCOUNT	ANGEL VERDESOTO	A	3	860	752	889	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ANGELA DE ARIZAGA	C	23	1125	944	1125	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ANGELA REYES	A	1	91	91	135	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ARISTOTELES LOZADA	C	8	103	110	122	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ARMANDO RODRIGUEZ	B	2	1019	994	1077	2
ELECTRIC_ACCOUNT	AUGUSTO TOALA	A	8	164	165	192	1
ELECTRIC_ACCOUNT	AURELIA SUAREZ	A	31	187	188	246	1
ELECTRIC_ACCOUNT	BANCO PICHINCHA	ABC	1	5631	5889	7511	14
ELECTRIC_ACCOUNT	BANCO DE CRÉDITO	A	1	8840	8600	10280	20
ELECTRIC_ACCOUNT	BELGICA SUAREZ	A	5	514	513	592	1
ELECTRIC_ACCOUNT	BENITO TOMALA	B	3	1232	1237	1382	3
ELECTRIC_ACCOUNT	BLANCA ARMAS	C	2	1906	1968	2248	5
ELECTRIC_ACCOUNT	BLANCA FARIAS	B	13	756	752	1059	2
ELECTRIC_ACCOUNT	BLANCA MOREIRA	A	6	159	82	185	1
ELECTRIC_ACCOUNT	BLANCA PILAY	A	4	279	250	282	1
ELECTRIC_ACCOUNT	BLANCA ROCA	A	30	179	175	287	1
ELECTRIC_ACCOUNT	BUEN. DE LA ROSA	A	15	1227	1097	1326	2
ELECTRIC_ACCOUNT	CARLOS AQUINO	C	1	228	242	282	1
ELECTRIC_ACCOUNT	CARLOS GAYTAN	A	6	578	562	1019	2
ELECTRIC_ACCOUNT	CARLOS LOZADA	B	12	733	759	846	2
ELECTRIC_ACCOUNT	CARLOS ROBAYO	A	7	1738	1669	1935	4
ELECTRIC_ACCOUNT	CHILTON BORBOR	B	5	645	496	645	1
ELECTRIC_ACCOUNT	CIRIACO GONZALEZ	B	1	328	319	382	1
ELECTRIC_ACCOUNT	CLUB PUERTO RICO	A	3	1427	1868	2360	4
ELECTRIC_ACCOUNT	COLOMBIA CAICHE	A	3	952	802	1000	2
ELECTRIC_ACCOUNT	CRESPIN FIGUEROA	A	13	142	149	206	1
ELECTRIC_ACCOUNT	CRISTOBAL SORIANO	C	4	1933	1953	2368	5
ELECTRIC_ACCOUNT	CRUZ QUIMI	A	2	1071	1082	1289	2
ELECTRIC_ACCOUNT	DEIFILIO VELASCO	A	25	120	192	276	1
ELECTRIC_ACCOUNT	DIVER ARAUJO	C	15	728	754	988	2
ELECTRIC_ACCOUNT	DORA MIRABA	A	2	382	351	382	2
ELECTRIC_ACCOUNT	EDGAR ROSERO	C	6	1071	980	1185	2
ELECTRIC_ACCOUNT	EDISON PARRALES	A	6	887	843	1098	2
ELECTRIC_ACCOUNT	EDITH FRANCO	A	9	318	463	573	1
ELECTRIC_ACCOUNT	EDUAR ALTAMIRANO	A	14	206	169	340	1
ELECTRIC_ACCOUNT	EDWIN CRUZ	B	10	176	191	223	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ELEODORO TIGRERO	B	11	231	251	270	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ELIZABETH PARRA	B	10	130	97	130	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ELIZABETH PARRA	C	20	1218	1230	1704	3
ELECTRIC_ACCOUNT	ELOY LINO	A	11	150	148	187	1
ELECTRIC_ACCOUNT	EMETERIO BORBOR	C	5	1184	979	1184	2

ELECTRIC_ACCOUNT	ENRIQUE LAVAYEN	A	2	643	677	776	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ERASMO ASENCIO	A	1	0	104	374	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ERNESTO LAVAYEN	A	1	403	423	549	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ESPERANZA GILER	C	3	1125	944	1125	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ESTEBAN VILLON	A	9	1188	1225	1332	3
ELECTRIC_ACCOUNT	EUGENIO MIRABA	B	11	855	802	904	2
ELECTRIC_ACCOUNT	EUSEBIO TOMALA	B	6	806	705	826	2
ELECTRIC_ACCOUNT	EUSEBIO TOMALA	C	2	318	1144	3180	3
ELECTRIC_ACCOUNT	FANNY REYES	A	28	179	138	256	1
ELECTRIC_ACCOUNT	FCO. MEDINA	A	33	188	166	270	1
ELECTRIC_ACCOUNT	FEDERICO BUCHELLI	A	5	1665	1433	1818	3
ELECTRIC_ACCOUNT	FELIX APOLINARIO	C	13	2306	2380	2658	6
ELECTRIC_ACCOUNT	FELIX INFANTE	C	4	283	356	463	1
ELECTRIC_ACCOUNT	FERNAN MALDONADO	A	16	110	130	207	1
ELECTRIC_ACCOUNT	FERNANDO LINZAN	C	9	824	909	1163	2
ELECTRIC_ACCOUNT	FILANBANCO	ABC	14	19830	19040	21000	44
ELECTRIC_ACCOUNT	FLOR GONZABAY	A	13	120	128	187	1
ELECTRIC_ACCOUNT	FLORENCIO PERERO	C	7	1099	1370	3638	3
ELECTRIC_ACCOUNT	FCO. CRISTOBAL	C	11	853	973	1391	2
ELECTRIC_ACCOUNT	FRANCISCO LINO	A	10	150	148	187	1
ELECTRIC_ACCOUNT	FCO. SEVERINO	A	1	679	516	679	2
ELECTRIC_ACCOUNT	FRANCISCO VILLON	A	12	1057	969	1304	2
ELECTRIC_ACCOUNT	FREDDY CARLOS	A	2	87	78	97	1
ELECTRIC_ACCOUNT	GABY TIGRERO	A	14	241	261	309	1
ELECTRIC_ACCOUNT	GALO PANCHANA	A	9	625	696	833	2
ELECTRIC_ACCOUNT	GERMAN FIGUEROA	A	3	831	744	879	2
ELECTRIC_ACCOUNT	GLADYS MORALES	A	12	346	427	754	2
ELECTRIC_ACCOUNT	GLADYS YAGUAL	A	8	528	534	640	2
ELECTRIC_ACCOUNT	HECTOR HUACON	C	3	1218	1155	1225	3
ELECTRIC_ACCOUNT	HECTOR QUIMI	A	18	120	239	376	1
ELECTRIC_ACCOUNT	HENDERSON SUAREZ	B	1	120	203	274	1
ELECTRIC_ACCOUNT	HERMAN MELGAR	A	3	395	376	429	2
ELECTRIC_ACCOUNT	HOLGER MORENO	C	11	318	1144	3180	3
ELECTRIC_ACCOUNT	HUGO HERNANDEZ	C	26	1125	944	1125	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ISIDORO DE LA A	C	22	318	1144	3180	3
ELECTRIC_ACCOUNT	ISMAEL MITE	B	19	765	726	817	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JACINTA MALAVE	B	4	187	233	253	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JACINTO LINO	C	6	261	276	346	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JACINTO RIOS	A	6	1099	1146	1394	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JAIME OCHOA	A	1	217	168	241	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JALENA MIRABA	A	21	542	496	626	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JENNY FLORES	A	5	907	876	1000	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JESSICA CAICHE	C	19	1218	1230	1704	3
ELECTRIC_ACCOUNT	JESUS FIGUEROA	A	11	1198	1163	1595	4
ELECTRIC_ACCOUNT	JHONNY NOVILLO	A	29	1161	979	1161	2

ELECTRIC_ACCOUNT	JOFFRE CRUZ	A	2	400	612	1163	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JOFFRE GONZALEZ	A	3	202	177	216	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JOFFRE ORRALA	A	6	510	547	681	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JORGE BAZAN	A	20	913	771	913	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JORGE BUCHELI	A	1	428	404	527	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JORGE BUENAWO	B	7	649	767	1027	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JORGE JARAMILLO	C	5	197	177	222	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JORGE MEJIA	C	7	882	1052	1407	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JORGE ROSALES	B	17	649	767	1027	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JORGE VELASCO	A	15	1917	2337	6773	5
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSE CHALEN	A	16	559	488	608	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSE CRUZ	B	33	1083	900	1103	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSE KAVIEDEZ	A	18	1762	1573	1897	4
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSE LIMONES	B	9	75	57	84	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSE RODRIGUEZ	A	15	151	63	196	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSE VILLAO	B	6	946	777	991	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSUE HERNANDEZ	C	25	336	476	920	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JOSUE ROBLES	A	9	819	643	864	3
ELECTRIC_ACCOUNT	JOUBERTH BARBERAN	A	10	259	453	832	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JUAN AQUINO	B	12	910	795	910	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JUAN AQUINO	C	13	240	240	240	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JUAN ORTIZ	B	5	151	261	479	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JUAN REYES	A	7	412	413	441	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JUANA ALVARADO	C	8	1218	1230	1704	3
ELECTRIC_ACCOUNT	JUANA NAVERRETE	C	2	375	658	916	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JULIA BARZOLA	A	16	724	658	1019	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JULIA DE MENOSCAL	A	22	304	414	540	1
ELECTRIC_ACCOUNT	JULIA RODRIGUEZ	A	14	1154	1074	1559	2
ELECTRIC_ACCOUNT	JULIO PALMA	C	18	1801	1371	1801	3
ELECTRIC_ACCOUNT	JUSTO REYES	A	2	501	487	679	1
ELECTRIC_ACCOUNT	KLEBER PARRALES	A	2	161	151	207	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAM HG2	B	HG2	175	175	175	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HAG2	B	HG2	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG	A	HG1	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG (2)	C	HG1	168	168	168	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG1	A	HG1	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG1	B	HG1	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG1	C	HG1	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG10	A	HG10	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG11	A	HG11	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG12	A	HG12	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG175	A	HG1	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG175	A	HG2	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG175	A	HG3	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG175	A	HG4	84	84	84	1

ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG175	A	HG5	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG175	A	HG6	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG175 (4)	A	HG7	336	336	336	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG2	A	HG2	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG2 (2)	A	HG1	168	168	168	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG3	A	HG3	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG3	B	HG3	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG3	B	HG3	175	175	175	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG4	A	HG4	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG4	B	HG4	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG4	B	HG4	175	175	175	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG4	C	HG2	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG5	A	HG5	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG5	B	HG5	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG5	C	HG3	175	175	175	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG6	A	HG6	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG6	B	HG6	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG7	A	HG7	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG8	A	HG8	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP HG9	A	HG9	84	84	84	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA (2)	C	NA1	192	192	192	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA (3)	C	NA3	288	288	288	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA (4)	B	NA1	124	116	124	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA (4)	C	NA2	384	384	384	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA (7)	C	NA6	672	672	672	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA 1,2	C	NA1	192	192	192	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA 4	A	NA4	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA1	A	NA1	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA1	B	NA1	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA1	C	NA1	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA1(2)	A	NA1	192	192	192	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA2	A	NA2	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA2	B	NA2	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA2 (2)	C	NA2	288	288	288	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA250	A	NA1	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA250	A	NA2	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA250	A	NA3	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA250	A	NA4	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA250	A	NA5	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA250	A	NA6	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA3	A	NA3	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA3	B	NA3	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA4	B	NA4	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA5	B	NA5	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA6	B	NA6	96	96	96	1

ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA7	B	NA7	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP NA8	B	NA8	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO	B	NA1	31	31	31	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO 8	C	NA8	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO1	A	NA1	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO1	B	NA1	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO2	A	NA2	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO2	C	NA2	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO3	A	NA3	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO3	C	NA3	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO4	A	NA4	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO4	C	NA4	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO5	A	NA5	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO5	C	NA5	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO6	A	NA6	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO7	A	NA7	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO7	C	NA7	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO8	A	NA8	31	31	31	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LAMP SODIO8	B	NA9	96	96	96	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LEASING PACIFICO	ABC	1	30600	31040	34500	72
ELECTRIC_ACCOUNT	LEONIDAS ASENCIO	A	12	954	615	954	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LEOPOLDO ALBAN	C	6	514	510	672	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LIDIA NUÑEZ	A	2	805	553	992	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LIDIA VARGAS	A	5	866	803	1057	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LORENA SANTAMARIA	C	3	526	514	582	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LORENZO LOPEZ	A	4	716	855	1047	3
ELECTRIC_ACCOUNT	LUIS CAMPOVERDE	A	1	1741	1307	1895	3
ELECTRIC_ACCOUNT	LUIS DAVILA	C	17	96	130	460	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LUIS MUÑOZ	C	4	395	400	438	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LUIS PALOMEQUE	C	12	96	130	460	1
ELECTRIC_ACCOUNT	LUIS PASMAY	A	1	398	379	428	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LUIS VALLEJO	A	11	1075	704	1361	2
ELECTRIC_ACCOUNT	LUIS VALVERDE	A	3	884	714	971	3
ELECTRIC_ACCOUNT	MACARIO REYES	C	1	96	130	460	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MANUEL CEVALLOS	C	4	336	476	920	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MANUEL MEDINA	A	9	1259	1206	1327	3
ELECTRIC_ACCOUNT	MANUEL VICTOR	B	7	337	290	337	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MARCO CHAVARRIA	A	1	106	117	122	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MARIA REYES	B	3	746	902	1224	2
ELECTRIC_ACCOUNT	MARIANA BERMEO	C	10	888	742	946	2
ELECTRIC_ACCOUNT	MARTHA CARRERA	C	5	1257	1275	1564	3
ELECTRIC_ACCOUNT	MARTHA NUÑEZ	A	4	260	283	356	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MARTHA VILLAVICENCIO	A	6	240	254	329	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MAXIMO CLEMENTE	A	7	602	630	742	2
ELECTRIC_ACCOUNT	MAXIMO CORNEJO	A	15	313	359	527	1

ELECTRIC_ACCOUNT	MERCEDES DE VILLAO	A	27	510	519	601	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MERCEDES NARANJO	B	2	59	91	154	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MERCY TRIVIÑO	A	7	259	200	273	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MERY DE CUN	B	13	607	513	635	2
ELECTRIC_ACCOUNT	MERY LUCUMI	C	10	1125	949	1125	2
ELECTRIC_ACCOUNT	MIFFLEN BRAVO	C	5	240	240	240	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MIGUEL ALCIVAR	A	8	602	611	742	2
ELECTRIC_ACCOUNT	MIGUEL CARVAJAL	C	1	903	920	980	2
ELECTRIC_ACCOUNT	MIGUEL HERNANDEZ	A	13	895	1272	2547	3
ELECTRIC_ACCOUNT	MIGUEL PERALTA	C	9	336	476	920	1
ELECTRIC_ACCOUNT	MIREYA SARCOS	A	3	843	950	1325	3
ELECTRIC_ACCOUNT	NELLY BERMELLO	B	30	706	472	809	1
ELECTRIC_ACCOUNT	NELLY CASTRO	B	10	1193	1223	1524	0
ELECTRIC_ACCOUNT	NORMA FIALLOS	B	3	225	216	268	1
ELECTRIC_ACCOUNT	NORMA ROSALES	B	2	368	304	420	1
ELECTRIC_ACCOUNT	OLGA DE ALMEIDA	A	24	449	522	710	1
ELECTRIC_ACCOUNT	OLGA YAGUAL	A	1	220	207	344	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PATRICIA AGULAR	B	4	652	507	779	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PEDRO CHAVARRIA	A	5	259	278	319	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PEDRO NEIRA	B	23	43	35	53	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PEDRO PALADINEZ	A	10	629	688	772	2
ELECTRIC_ACCOUNT	PEDRO PARRALES	B	7	203	199	243	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PEDRO PERALTA	B	14	546	516	587	2
ELECTRIC_ACCOUNT	PEDRO QUISHPE	A	1	221	262	451	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PEDRO RODRIGUEZ	B	35	365	379	454	2
ELECTRIC_ACCOUNT	PETROCOMERCIAL	A	1	6827	5888	6916	27
ELECTRIC_ACCOUNT	PETROINDUSTRIAL	ABC	1	6074	6060	6626	14
ELECTRIC_ACCOUNT	PETROINDUSTRIAL	B	1	295	248	295	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PETROPENINSULA	A	1	365	233	617	1
ELECTRIC_ACCOUNT	PLACIDO QUIRUMBAY	A	7	1762	1679	2069	4
ELECTRIC_ACCOUNT	PLINIO PERALTA	C	21	728	754	988	2
ELECTRIC_ACCOUNT	RAMIRO HERRERA	B	2	984	905	1086	2
ELECTRIC_ACCOUNT	RAMON TUMBACO	A	7	968	814	981	2
ELECTRIC_ACCOUNT	RAQUEL RAMOS	A	10	577	586	687	2
ELECTRIC_ACCOUNT	RAUL SAMANIEGO	A	8	210	210	235	1
ELECTRIC_ACCOUNT	REINALDO DOMINGUEZ	C	24	336	476	920	1
ELECTRIC_ACCOUNT	RICARDO MUÑOZ	A	2	120	120	120	1
ELECTRIC_ACCOUNT	RICARDO ROSALES	B	1	0	8	48	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ROBERTH VERA	A	17	1658	1556	1844	3
ELECTRIC_ACCOUNT	ROSA CALDERON	B	3	155	153	187	1
ELECTRIC_ACCOUNT	ROSA DE JAIME	A	12	719	726	880	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ROSA DE VICUÑA	A	5	738	668	771	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ROSA VENEGAS	C	7	728	754	988	2
ELECTRIC_ACCOUNT	ROSARIO PONTON	A	17	620	576	687	2
ELECTRIC_ACCOUNT	RUBERTO TIGRERO	A	7	613	665	835	2

ELECTRIC_ACCOUNT	SANTIAGO DE LA CRUZ	A	13	646	647	962	2
ELECTRIC_ACCOUNT	SEGUNDO GUSQUI	C	14	1801	1371	1801	3
ELECTRIC_ACCOUNT	SERGIO RAMOS	A	4	248	244	259	1
ELECTRIC_ACCOUNT	TERMINAL PETROL.	A	5	228	223	373	1
ELECTRIC_ACCOUNT	SUSANA SALTOS	A	12	945	977	1091	2
ELECTRIC_ACCOUNT	TELMO MEREJILDO	B	1	866	802	1005	2
ELECTRIC_ACCOUNT	TEODORO MALAVE	C	1	136	161	380	1
ELECTRIC_ACCOUNT	TERESA MEJIA	A	4	277	265	316	1
ELECTRIC_ACCOUNT	TERRY NOVILLO	A	8	1697	1708	1862	4
ELECTRIC_ACCOUNT	VICENTE ALDAZ	A	1	120	180	240	1
ELECTRIC_ACCOUNT	VICENTE MALDONADO	A	4	600	747	971	2
ELECTRIC_ACCOUNT	VICTOR CIFUENTES	A	30	301	275	308	1
ELECTRIC_ACCOUNT	VILMA SUAREZ	B	12	38	21	49	1
ELECTRIC_ACCOUNT	WALTER MENDEZ	A	4	972	1004	1225	2
ELECTRIC_ACCOUNT	WALTER ORRALA	A	23	390	385	437	1
ELECTRIC_ACCOUNT	WALTER SOLORZANO	A	14	20	14	42	1
ELECTRIC_ACCOUNT	WASH. ASECIO	A	5	747	900	1313	2
ELECTRIC_ACCOUNT	WASH. BAQUERIZO	A	3	224	253	402	1
ELECTRIC_ACCOUNT	WASH. PARRALES	B	8	1576	1481	1946	3
ELECTRIC_ACCOUNT	WILSON PLASCENCIA	C	10	748	757	842	1
ELECTRIC_ACCOUNT	WINSTON AJOY	C	16	240	240	240	1
ELECTRIC_ACCOUNT	YOLANDA FLORES	A	31	120	183	240	1

ANEXO 6

S/E

S/E

S/E

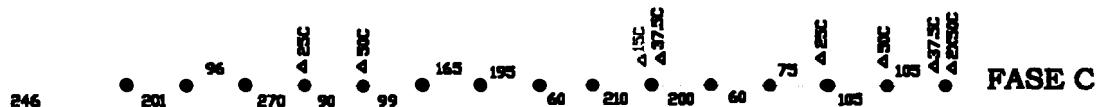
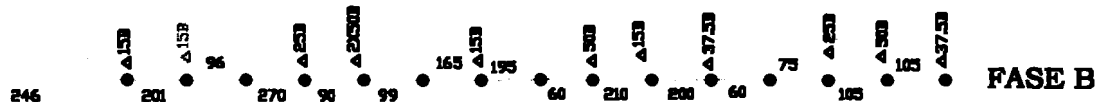


DIAGRAMA UNIFILAR POR FASES
ALIMENTADORA "ACACIAS"
AUTOMATIZACION DE EMPRESAS
ELECTRICAS
FIG. 3

ANEXO 7

**CAIDA DE VOLTAJE , TLM Y GRAFICO DE LA DISTRIBUCION DE LOS
ABONADOS CONECTADOS AL TRANSFORMADOR No. 5**

Voltage Drops for Transformer 005 Due to Customer Loads

KVA Size: 15.0

Primary Voltage: 7200

Percent IR: 1.3%

Percent IX: 1.2%

Secondary Voltage: 120/240

Line	Color	Wire Type	Length	Dmd (KW)	Voltage Drop (%)	Total V. Drop (%)	Current Flow (Amps)
1	WHITE	4	30	5	1.70	2.60	41.7
2	RED	4	5	1	0.06	2.66	8.5
3	GREEN	4	32	4	1.46	4.06	33.9
4	BLUE	4	5	1	0.06	4.12	8.6
5	YELLOW	4	30	3	1.06	5.12	25.8
6	CYAN	4	5	1	0.06	5.18	8.7
7	MAGENTA	4	33	2	0.77	5.88	17.4
8	GREY	4	5	1	0.06	5.94	8.8
9	OFFWHITE	4	38	1	0.44	6.33	8.8
10	ORANGE	4	5	1	0.06	6.39	8.8
11	DARK RED	4	54	3	1.83	2.73	25.0
12	KHAKI	4	5	1	0.06	2.79	8.5
13	DARK BLUE	4	34	2	0.79	3.51	17.0
14	PURPLE	4	5	1	0.06	3.57	8.6
15	WHITE	4	38	1	0.43	3.95	8.6
16	RED	4	5	1	0.06	4.00	8.6

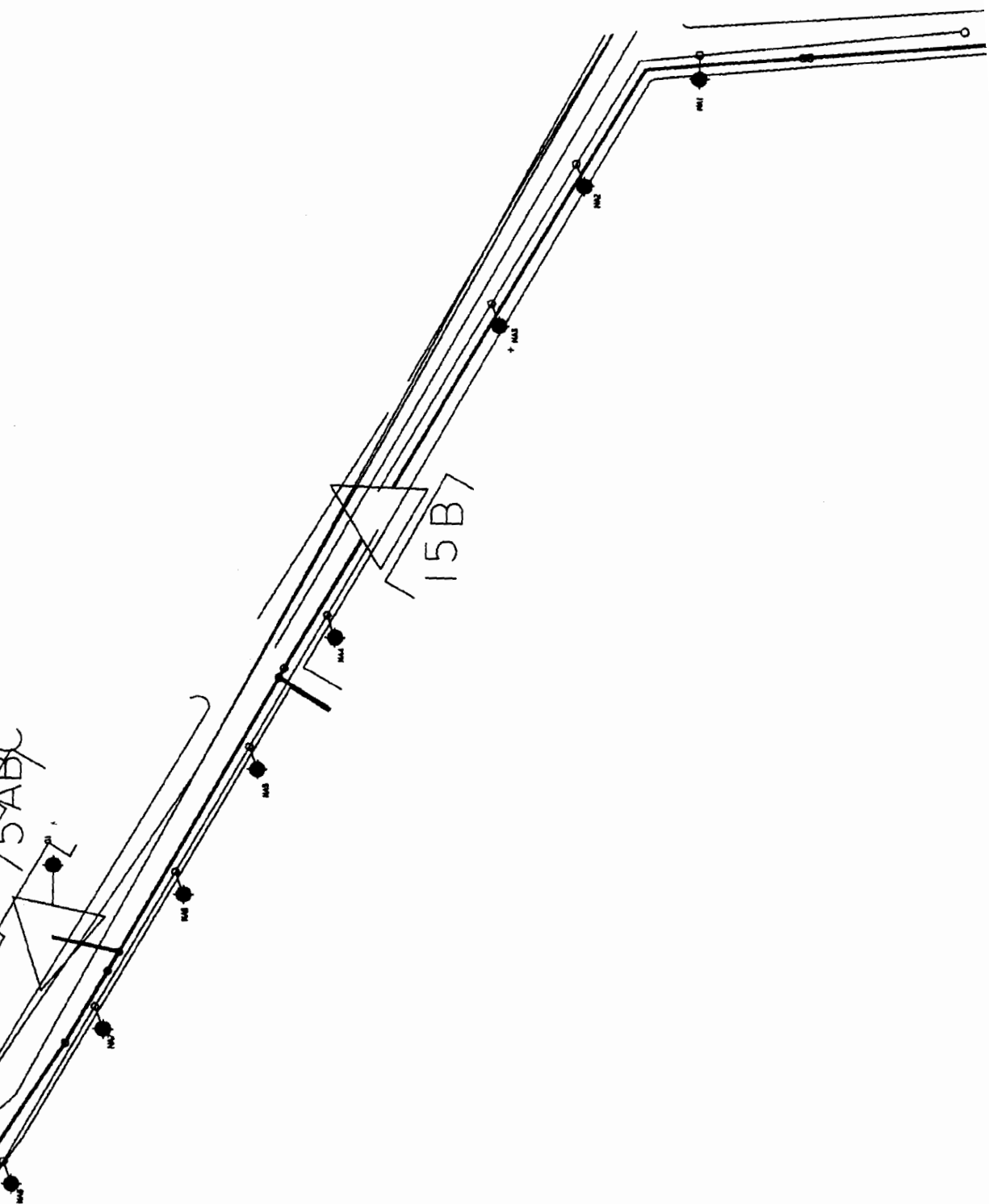
ENGHOUSE SYSTEMS LTD.
TRANSFORMER LOAD REPORT
Nov 03 1998

Transformer Number: 005
Primary Voltage: 7200
Secondary Voltage: 120/240
Phasing: B
Manufacturer: WES
Impedance: 1.000
Number of Customers: 8

	CALCULATED	TYPICAL
Average Demand	0.133	3.458
Peak Demand	0.133	-----
Coincidence Factor	0.632	0.632
Utilization Factor	6.400	-----
Load Factor	1.000	0.301
Loss Factor	1.000	0.122

Connected KVA: 15.000
Adjusted KVA: 0.960
Connected KWHR: 96.000
Adjusted KWHR: 6.144

TRANSFORMADOR # 5



ANEXO 8

CAIDA DE VOLTAJE , TLM Y GRAFICO DE LA DISTRIBUCION DE LOS ABONADOS CONECTADOS AL TRANSFORMADOR No. 10

Voltage Drops for Transformer 010 Due to Customer Loads
 KVA Size: 15.0 Primary Voltage: 7200
 Percent IR: 1.3% Percent IX: 1.2% Secondary Voltage: 120/240

Line	Color	Wire Type	Length	Dmd (KW)	Voltage Drop (%)	Total V. Drop (%)	Current Flow (Amps)
1	WHITE	1/0	22	-	0.86	3.23	58.3
2	RED	4	15	-	0.17	3.40	8.4
3	GREEN	1/0	6	6	0.20	3.43	50.4
4	BLUE	4	10	-	0.11	3.55	8.4
5	YELLOW	1/0	6	5	0.17	3.61	42.1
6	CYAN	4	10	2	0.23	3.83	16.9
7	MAGENTA	1/0	14	3	0.23	3.84	25.3
8	GREY	1/0	9	3	0.15	3.99	25.4
9	OFFWHITE	4	12	-	0.14	4.12	8.5
10	ORANGE	1/0	10	2	0.11	4.10	16.9
11	PINK	4	10	-	0.11	4.21	8.5
12	DARK RED	1/0	30	-	0.17	4.26	8.5
13	KHAKI	4	5	-	0.06	4.32	8.5
14	PURPLE	1/0	30	14	2.31	4.68	116.7
15	WHITE	4	10	-	0.11	4.79	8.5
16	RED	1/0	12	13	0.92	5.59	110.9
17	GREEN	4	20	-	0.23	5.83	8.6
18	BLUE	1/0	16	12	1.10	6.70	103.3
19	YELLOW	1/0	13	12	0.91	7.61	104.5
20	CYAN	4	6	-	0.07	7.68	8.8
21	MAGENTA	1/0	8	11	0.54	8.15	96.7
22	GREY	2	6	3	0.15	8.30	26.5
23	OFFWHITE	1/0	6	3	0.28	8.43	70.8
24	ORANGE	4	6	-	0.07	8.50	8.9
25	PINK	1/0	5	-	0.20	8.63	62.1
26	DARK RED	4	8	-	0.10	8.73	8.9
27	KHAKI	1/0	3	6	0.10	8.74	53.3
28	DARK BLUE	1/0	4	6	0.15	8.88	53.4
29	PURPLE	2	10	2	0.17	9.05	17.8
30	WHITE	1/0	5	-	0.12	9.00	35.7
31	RED	4	10	-	0.12	9.12	8.9
32	GREEN	1/0	5	3	0.09	9.10	26.8
33	BLUE	4	7	-	0.08	9.18	8.9
34	YELLOW	1/0	10	-	0.12	9.22	17.9
35	CYAN	4	10	-	0.12	9.34	8.9
36	MAGENTA	1/0	5	-	0.03	9.25	8.9
37	GREY	4	10	-	0.12	9.37	8.9

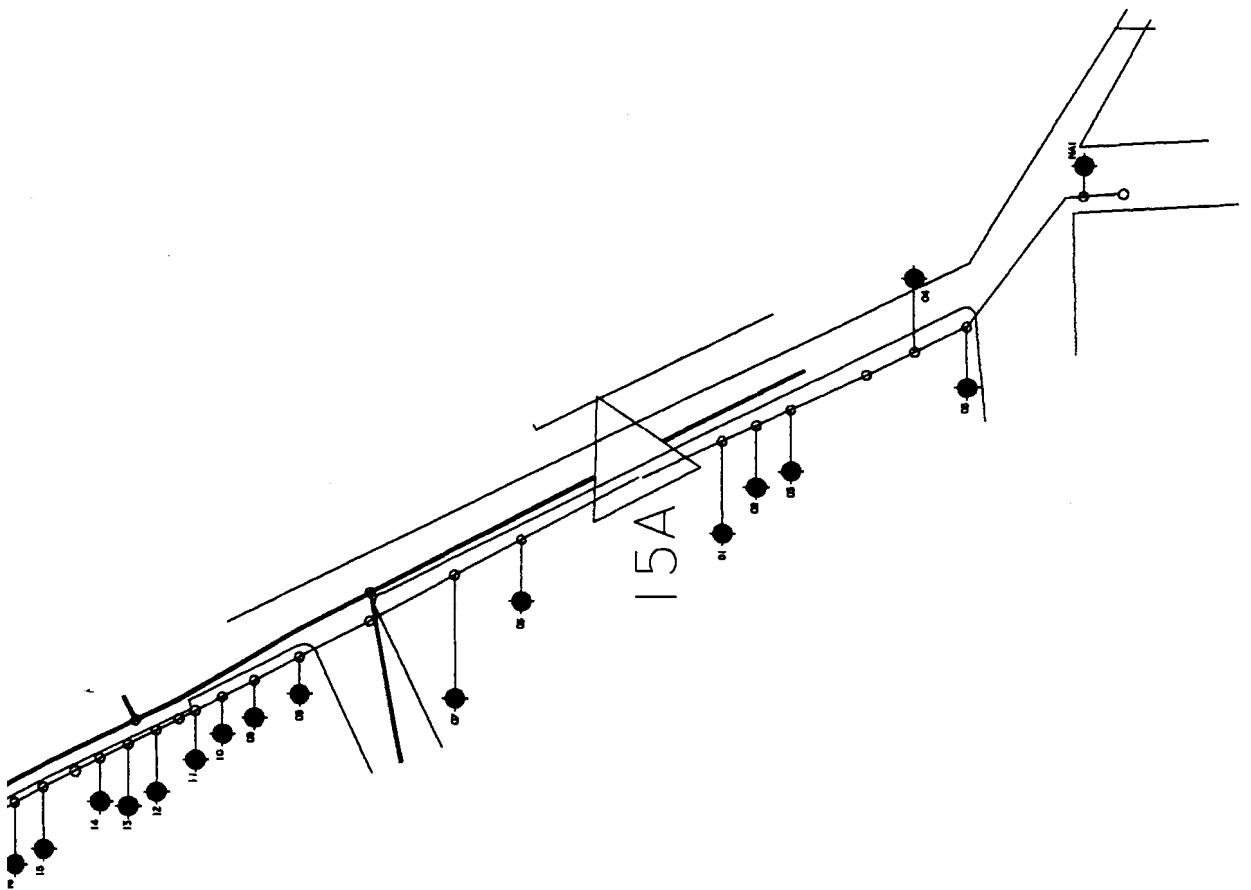
ENGHOUSE SYSTEMS LTD.
TRANSFORMER LOAD REPORT
Nov 03 1998

Transformer Number: 010
Primary Voltage: 7200
Secondary Voltage: 120/240
Phasing: A
Manufacturer: WES
Impedance: 1.000
Number of Customers: 17

	CALCULATED	TYPICAL
Average Demand	0.276	3.125
Peak Demand	1.200	-----
Coincidence Factor	0.568	0.571
Utilization Factor	57.600	-----
Load Factor	0.230	0.333
Loss Factor	0.053	0.144

Connected KVA: 15.000
Adjusted KVA: 8.640
Connected KWHR: 864.000
Adjusted KWHR: 497.664

TRANSFORMADOR # 10



ANEXO 9

ENGHOUSE SYSTEMS LTD.
TRANSFORMER LOAD REPORT
Nov 03 1998

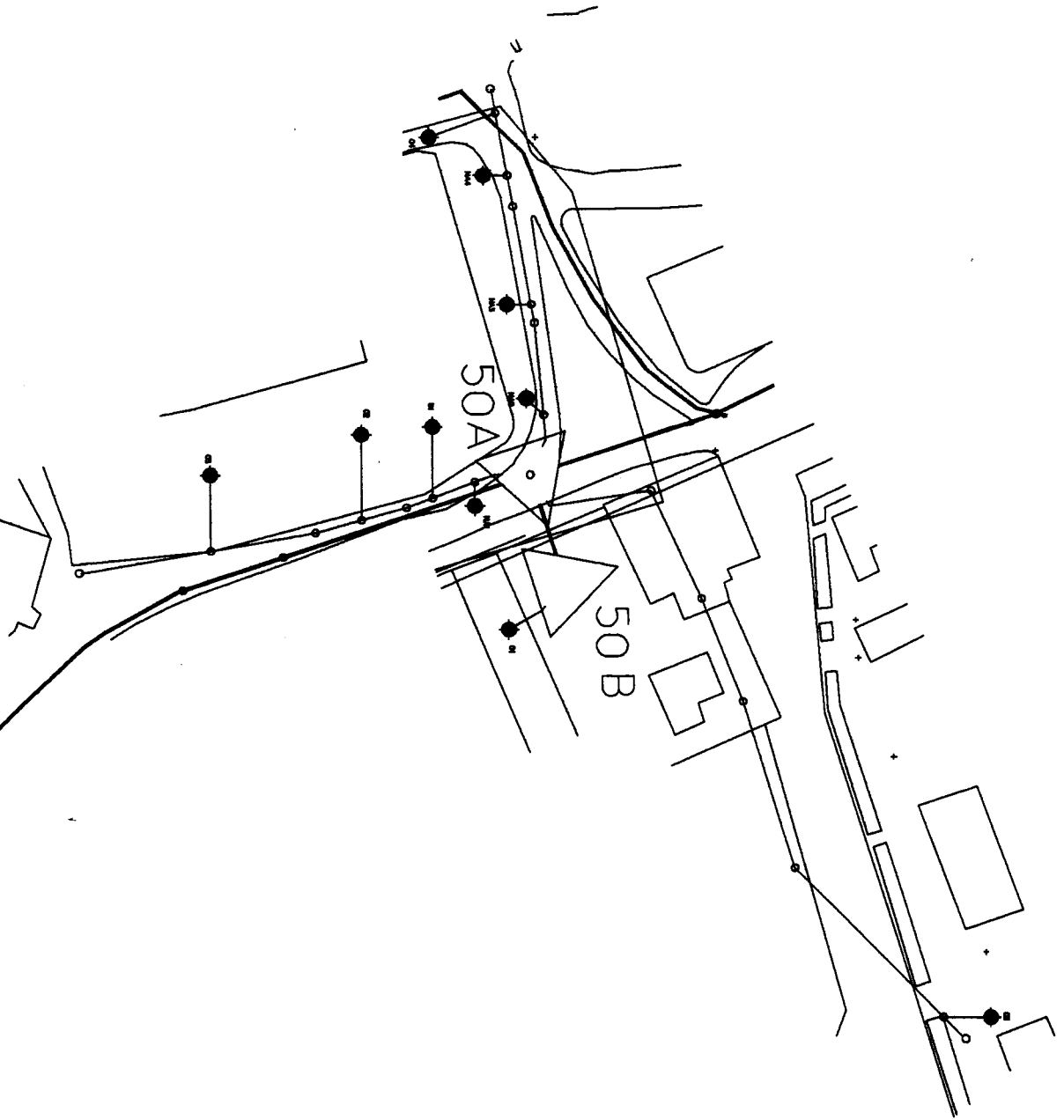
Transformer Number: 017
Primary Voltage: 7200
Secondary Voltage: 120/240
Phasing: A
Manufacturer: WES
Impedance: 1.000
Number of Customers: 9

	CALCULATED	TYPICAL
Average Demand	0.497	3.458
Peak Demand	3.278	-----
Coincidence Factor	0.619	0.632
Utilization Factor	47.200	-----
Load Factor	0.152	0.301
Loss Factor	0.023	0.122

Connected KVA: 50.000
Adjusted KVA: 23.600
Connected KWHR: 2360.000
Adjusted KWHR: 1113.920

ANEXO 10

TRANSFORMADOR # 17



CALCULOS DE CAIDA DE VOLTAJE PARA EL TRANSFORMADOR No. 17

Cálculos

Línea 1: secundario de 13 mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (4 * 1000 / 3) = 1333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = 120 / \text{root3} = 69.28$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (13 * 2.240 * 0.9 / 1609) = 0.01629$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (13 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.001919$$

$$A : ((P1/P2) * (P3+P5) * \text{RAIZ (3)}) = ((1333,33/69.2820) * (0.01629+0.001919) * \text{RAIZ (3)}) = 0.60698$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.60698 / (0.01629 + 0.001919) = 33.33$$

$$C : B^2 * P3 = 33,333^2 * 0.01629 = 18.09638$$

Línea 2 : acometida 5mts. (NA2)

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (120 - 0.60698 / \text{RAIZ(3)}) = 68.93159$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (5 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.00626476$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (5 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0007384$$

$$A : ((P1/P2) * (P3+P5) * \text{RAIZ (3)}) = ((333,33/68,93159) * (0.00626476+0.0007384) * \text{RAIZ (3)}) = 0.05866$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.058655 / (0.00626476 + 0.0007384) = 8.37562$$

$$C : B^2 * P3 = 8,37562^2 * 0.00626476 = 0.43948$$

Línea 3 : secundario 19mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (3 * 1000 / 3) = 1000$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = 119.334 / \text{root3} = 68.89773$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (19 * 2.240 * 0.9 / 1609) = 0.023806$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (19 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0028059$$

$$A : ((P1/P2) * (P3+P5) * \text{RAIZ (3)}) = ((1000/68,89773) * (0.023806 + 0.0028059) * \text{RAIZ (3)}) = 0.6690$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.66690 / (0.023806 + 0.0028059) = 25.139$$

$$C : B^2 * P3 = 25.139^2 * 0.023806 = 15$$

Línea 4 : secundario 4mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (3 * 1000 / 3) = 1000$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = 118.665 / \text{root3} = 68.5112697$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (4 * 2.240 * 0.9 / 1609) = 0.0050118$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (4 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0005907$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ (3)}) = ((1000/68.5112697)*(0.0050118+0.0005907) * \text{RAIZ (3)}) = 0.1416$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.1416 / (0.0050118 + 0.0005907) = 25.2812$$

$$C : B^2 * P3 = 25.2812^2 * 0.0050118 = 3.2032$$

Línea 5: acometida de 5mts. NA3

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (118.52336 / \text{RAIZ}(3)) = 68.4295$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (5 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.00626476$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (5 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0007384$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ (3)}) = ((333,33/68,4295)*(0.00626476+0.0007384)* \text{RAIZ (3)}) = 0.05908$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.05908 / (0.00626476 + 0.0007384) = 8.437$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437^2 * 0.00626476 = 0.4459$$

Línea 6 : secundario 21mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (2 * 1000 / 3) = 666.66$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (118.4643 / \text{RAIZ}(3)) = 68.395$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (21 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.0263119$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (21 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00310$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ (3)}) = ((666.66/68.395) * (0.0263119 + 0.00310) * \text{RAIZ (3)}) = 0.496556$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.496556 / (0.0263119 + 0.00310) = 16.88$$

$$C : B^2 * P3 = 16.88^2 * 0.0263119 = 7.5$$

Línea 7 : secundario 7mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (2 * 1000 / 3) = 666.66$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (117.9677 / \text{RAIZ}(3)) = 68.108692$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (7 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.008770665$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (7 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00103377$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((666.66/68.108692)*(0.00877+0.0010338)*\text{RAIZ}(3)) = 0.016622$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.16622 / (0.00877+0.0010338) = 16.9539$$

$$C : B^2 * P3 = 16.9539^2 * 0.0087707 = 2.52$$

Línea 8: acometida de 5mts. NA4

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (117.80148 / \text{RAIZ}(3)) = 68.0127148$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (5 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.00626476$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (5 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0007384$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((333.33/68.0127148)*(0.00626476+0.0007384)*\text{RAIZ}(3)) = 0.0595$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.059448 / (0.00626476+0.0007384) = 8.48877$$

$$C : B^2 * P3 = 8.437^2 * 0.00626476 = 0.4459$$

Línea 9: secundario de 13 mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = 117.7420 / \text{root3} = 67.978394$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (13 * 2.240 * 0.9 / 1609) = 0.01629$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (13 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.001919$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((333.33/67.978394)*(0.01629+0.001919) * \text{RAIZ}(3)) = 0.1546$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.15463652 / (0.01629+0.001919) = 8.4930588$$

$$C : B^2 * P3 = 33.333^2 * 0.01629 = 0.4519$$

Línea 10 : acometida 15mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (117.58736 / \text{RAIZ}(3)) = 67.889096$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (15 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.00187943$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (15 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0002215227$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((333,33/67.889)*(0.0187943+0.000221523)*\text{RAIZ}(3)) = 0.17825$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.17825336 / (0.0187943+0.0002215227) = 8.504230$$

$$C : B^2 * P3 = 8,37562^2 * 0.00626476 = 0.4531$$

Línea 11 : secundario 12mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (8 * 1000 / 3) = 2666.667$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = 120 / \text{root3} = 69.28$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (12 * 2.240 * 0.9 / 1609) = 0.015035425$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (12 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00177218$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((2666.667/69.2820)*(0.01629+0.001919)*\text{RAIZ}(3)) = 1.12054$$

$$B : A / (P3 + P5) = 1.12054001 / (0.01629+0.001919) = 66.6686$$

$$C : B^2 * P3 = 33,333^2 * 0.01629 = 66.8280$$

Línea 12 : acometida 5mts. NA1

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (119.39302 / \text{RAIZ}(3)) = 68.93159$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (5 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.00626476$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (5 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0007384$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((333,33/68,932)*(0.006265+0.0007384) * \text{RAIZ}(3)) = 0.058655$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.058655 / (0.00626476+0.0007384) = 8.37562$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437^2 * 0.00626476 = 0.4395$$

Línea 13: secundario 9mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (7 * 1000 / 3) = 2333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (119.334364 / \text{RAIZ}(3)) = 68.897728$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist} * \text{f.p.}) = (9 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.01127656$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react} * P4) = (9 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.000132914$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((2333,33/68,897)*(0.011277+0.0001329)*\text{RAIZ}(3)) = 0.7394$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.7394328 / (0.01127656 + 0.000132914) = 58.65863$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437^2 * 0.00626476 = 388.0078$$

Línea 14 : acometida de 15mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (2 * 1000 / 3) = 666.66$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (118.5949 / \text{RAIZ}(3)) = 68.47082$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist} * \text{f.p.}) = (15 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.00187943$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react} * P4) = (15 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0002215227$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((666.66/68.471)*(0.0187943+0.000221523)*\text{RAIZ}(3)) = 0.3469$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.346836 / (0.0187943 + 0.0002215227) = 16.86414$$

$$C : B^2 * P3 = 8,37562^2 * 0.00626476 = 5.3451$$

Línea 15 : secundario 6mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (5 * 1000 / 3) = 1666.667$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (118.24809 / \text{RAIZ}(3)) = 68.270568$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist} * \text{f.p.}) = (6 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.00075177$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react} * P4) = (6 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00008860907$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((1666.66/68.2706)*(0.0075177+0.0008861)*\text{RAIZ}(3)) = 0.3553$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.3553463 / (0.0075177 + 0.000886091) = 42.28399$$

$$C : B^2 * P3 = 16.9539^2 * 0.0087707 = 13.4412$$

Línea 16: secundario 10mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (4 * 1000 / 3) = 1333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (117.8927 / \text{RAIZ}(3)) = 68.06541$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (10 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.0125295$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (10 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00147681$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((1333,33/68.065) * (0.01253+0.00147681) * \text{RAIZ}(3)) = 0.59403$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.59403 / (0.01253+0.00147681) = 42.41152$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437 ^2 * 0.00626476 = 22.5373$$

Línea 17: acometida 18mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (117.29872 / \text{RAIZ}(3)) = 67.72245$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (18 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.022553138$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (18 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00265827$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((333,33/67.7225) * (0.02255+0.00266) * \text{RAIZ}(3)) = 0.21493$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.21493 / (0.02255313+0.00265827) = 8.5251573$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437 ^2 * 0.00626476 = 1.6391$$

Línea 18: secundario 10mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (4 * 1000 / 3) = 1333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (117.08378 / \text{RAIZ}(3)) = 67.59835$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (10 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.0125295$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4.) = (10 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00147681$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((1333,33/67.59) * (0.0125+0.00148) * \text{RAIZ}(3)) = 0.47850582$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.4785058 / (0.01253+0.00147681) = 34.1635696$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437 ^2 * 0.00626476 = 14.6238$$

Línea 19: secundario 22mts.

$$P1 : (\text{cust-load} \cdot 1000 / 3) = (4 \cdot 1000 / 3) = 1333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (116.605278 / \text{RAIZ}(3)) = 67.322089$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} \cdot \text{resist.} \cdot \text{f.p.}) = (22 \cdot 2.24 \cdot 0.9 / 1609) = 0.027565$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} \cdot \text{react.} \cdot P4.) = (22 \cdot 0.545 \cdot 0.436) / 1609 = 0.003248999$$

$$A : ((P1/P2) \cdot (P3+P5) \cdot \text{RAIZ}(3)) = ((1333.33/67.322) \cdot (0.02756+3.2489) \cdot \text{RAIZ}(3)) = 1.0570318$$

$$B : A / (P3 + P5) = 1.05703 / (0.02756495+3.2489994) = 34.303678$$

$$C : B^2 \cdot P3 = 34.30368^2 \cdot 0.027565 = 32.4368$$

Línea 20: acometida 16mts.

$$P1 : (\text{cust-load} \cdot 1000 / 3) = (4 \cdot 1000 / 3) = 1333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (115.548246 / \text{RAIZ}(3)) = 66.711811$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} \cdot \text{resist.} \cdot \text{f.p.}) = (16 \cdot 2.24 \cdot 0.9 / 1609) = 0.020047234$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} \cdot \text{react.} \cdot P4.) = (16 \cdot 0.545 \cdot 0.436) / 1609 = 0.002330392$$

$$A : ((P1/P2) \cdot (P3+P5) \cdot \text{RAIZ}(3)) = ((1333.33/66.71181) \cdot (0.020047+0.002330) \cdot \text{RAIZ}(3)) = 0.774657$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.7746572 / (0.020047234+0.0023303916) = 34.6174878$$

$$C : B^2 \cdot P3 = 8,437^2 \cdot 0.00626476 = 24.0240$$

Línea 21: secundario 29mts.

$$P1 : (\text{cust-load} \cdot 1000 / 3) = (1 \cdot 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{RAIZ}(3)) = 120 / \text{root3} = 69.28$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} \cdot \text{resist.} \cdot \text{f.p.}) = (29 \cdot 2.240 \cdot 0.9 / 1609) = 0.0363356$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} \cdot \text{react.} \cdot P4.) = (29 \cdot 0.545 \cdot 0.436) / 1609 = 0.00428277$$

$$A : ((P1/P2) \cdot (P3+P5) \cdot \text{RAIZ}(3)) = ((333.33/69.28) \cdot (0.0363+0.00428) \cdot \text{RAIZ}(3)) = 0.33849298$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.333849298 / (0.0363356+0.00428277) = 8.33$$

$$C : B^2 \cdot P3 = 33,333^2 \cdot 0.01629 = 2.5213$$

Línea22: secundario 25mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (119.66151 / \text{RAIZ}(3)) = 69.0866$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist} * \text{f.p.}) = (25 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.03132$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react} * P4) = (25 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0036920$$

$$A : ((P1/P2) * (P3+P5) * \text{RAIZ}(3)) = ((333,33 / 69.0866) * (0.0313 + 0.0037) * \text{RAIZ}(3)) = 0.292621$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.292621 / (0.03132 + 0.0036920) = 8.3568$$

$$C : B^2 * P3 = 8.3568^2 * 0.031324 = 2.1875$$

Línea 23: secundario 23mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (119.32245 / \text{RAIZ}(3)) = 68.8908$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist} * \text{f.p.}) = (23 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.0288179$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react} * P4) = (23 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0033967$$

$$A : ((P1/P2) * (P3+P5) * \text{RAIZ}(3)) = ((333,33 / 68.89) * (0.0288 + 0.00339) * \text{RAIZ}(3)) = 0.26998$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.2699765 / (0.028818 + 0.0033966) = 8.38056$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437^2 * 0.00626476 = 24.0240$$

Línea 24: secundario 36mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{RAIZ}(3)) = 119.0524723 / \text{root3} = 68.73497$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist} * \text{f.p.}) = (36 * 2.240 * 0.9 / 1609) = 0.04510628$$

$$P4 : \text{SEN (ARCOS (FP))} = \text{SEN (ARCOS (0.9))} = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react} * P4) = (36 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.00531654$$

$$A : ((P1/P2) * (P3+P5) * \text{RAIZ}(3)) = ((333,33 / 68.735) * (0.0451 + 0.00532) * \text{RAIZ}(3)) = 0.423530$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.423530 / (0.0451063 + 0.00531654) = 8.39957$$

$$C : B^2 * P3 = 33,333^2 * 0.01629 = 3.1824$$

Línea 25: secundario 44mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (118.628941 / \text{RAIZ}(3)) = 68.4905$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (44 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.05513$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (44 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0064979936920$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((333,33/69.0866)*(0.05513+0.0064988) * \text{RAIZ}(3)) = 0.519496$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.519496 / (0.0551299 + 0.00649799) = 8.42956$$

$$C : B^2 * P3 = 8.3568^2 * 0.031324 = 3.9174$$

Línea 26: acometida 10mts.

$$P1 : (\text{cust-load} * 1000 / 3) = (1 * 1000 / 3) = 333.33$$

$$P2 : (\text{Secd volt- Vdrop} / \text{root3}) = (118.109446 / \text{RAIZ}(3)) = 68.19052$$

$$P3 : (\text{Long. Sec} * \text{resist.} * \text{f.p.}) = (10 * 2.24 * 0.9 / 1609) = 0.0125295$$

$$P4 : \text{SEN} (\text{ARCOS} (\text{FP})) = \text{SEN} (\text{ARCOS} (0.9)) = 0.436$$

$$P5 : (\text{Long. Sec} * \text{react.} * P4) = (10 * 0.545 * 0.436) / 1609 = 0.0014768$$

$$A : ((P1/P2)*(P3+P5)*\text{RAIZ}(3)) = ((333,33/68.891)*(0.0125+0.001477) * \text{RAIZ}(3)) = 0.11859$$

$$B : A / (P3 + P5) = 0.118586 / (0.0125295 + 0.001476818) = 8.4666386$$

$$C : B^2 * P3 = 8,437^2 * 0.00626476 = 0.8982$$

ANEXO 11

FLUJO DE PRIMARIOS

SUBESTACION: LA LIBERTAD	
ALIMENTADORA: ACACIAS	

FASE	a	b	c
Corriente medida en S/E	43.36	44.78	42.12
Voltaje en S/E (voltios)	7620	7620	7620
Factor de Potencia	0.9	0.9	0.9
Demanda max. En S/E (KW)	297.36288	307.10124	288.85896

VIERNES 6/10/98

FASE A					
NODO	I medida	KVA instalad.	I nominal	FU activo	FU reactivo
2	8.647536232	162.5	21.33	0.36	0.18
4	17.30888867	277.5	38.42	0.43	0.21
6	20.39826087	312.5	41.01	0.45	0.22
8	22.42608696	412.5	54.13	0.37	0.18
10	30.39826087	512.5	67.26	0.41	0.20
12	31.07478261	587.5	77.10	0.36	0.18
15	44.11826087	662.5	86.94	0.46	0.22

FASE A					
			CAP. TOT. INST. (KVA)		
			662.5		
NODO	LONG.(KM)	KVA INST.	CONDUCTOR		ACTIVO
			R (OHM/KM)	X(OHM/KM)	
1	0.105	37.5	0.3288	0.434	0.55
2	0.105	125	0.3288	0.434	0.55
3	0.075	25	0.3288	0.434	0.55
4	0.06	90	0.3288	0.434	0.41
5	0.2	20	0.3288	0.434	0.45
6	0.21	15	0.3288	0.434	0.45
7	0.06	50	0.3288	0.434	0.37
8	0.195	50	0.3288	0.434	0.37
9	0.165	0	0.3288	0.434	0.41
10	0.099	100	0.3288	0.434	0.41
11	0.09	50	0.3288	0.434	0.36
12	0.27	25	0.3288	0.434	0.36
13	0.096	0	0.3288	0.434	0.46
14	0.201	75	0.3288	0.434	0.46
15	0.246	0	0.3288	0.434	0.46
	2.177	662.5			

SUBSTACION	FASE A			
	Real	Imaginario	Magnitud	Real
VOLTAJE EN S/E (VOLT.)	7967.95	16.26	7967.97	7967.72
DEMANDA EN FASE	310.4165	150.9233	345.16	335.2180
PERD. VACIO DE TRANSP.				
CORRIENTE EN LA FASE	38.96	-18.93	43.32	42.08
PERDIDAS TOTALES	0.74	0.98	1.23	0.72
LONGITUD TOTAL (KM)	2.18			2.18
VOLTAJE EN NODO 1	7936		7936.00	7939
	REG. VOLT. % 0.401193025			REG. VOLT. % 0.360722557

REFERENCIA DEMANDA, FASE A			REFE
310.9211333	150.59	345.47	321.1035136
		REF. CORR. A 43.36	
		REF. VOLT. A 7967.433715	

PERDIDAS TOT. 3 FASES(kw)	2.35	2.91	3.74
DEMANDA EN ALIMENTADORA	963.67	377.80	1035.08

Prorratio		
A	B	C
1100	705	905
43.36363636	44.78014184	42.1160221

FASE B					
I medida	KVA instalad.	I nominal	FU activo	FU reactivo	I medida
4.853256567	87.5	10.98	0.40	0.19	11.88538285
5.439141579	112.5	14.12	0.35	0.17	12.47126786
8.493073482	165	20.71	0.37	0.18	15.27518199
8.53474311	215	26.98	0.28	0.14	15.27518199
9.79386874	230	28.87	0.31	0.15	15.27518199
17.78389442	355	44.56	0.36	0.17	19.12485318
21.42421338	385	48.32	0.40	0.19	19.12485318

FASE B					
CAP. TOT. INST. (KVA)		385			
U	KVA INST.	CONDUCTOR		FU	
REACTIVO		R (OHM/KM)	X(OHM/KM)	ACTIVO	REACTIVO
0.27	37.5	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.27	50	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.27	25	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.28	0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.22	37.5	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.22	15	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.18	50	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.18	0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.20	15	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.20	0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0.17	100	0.3288	0.434	0.88	0.31
0.17	25	0.3288	0.434	0.80	0.31
0.22	15	0.3288	0.434	0.80	0.31
0.22	0	0.3288	0.434	0.80	0.31
0.22	15	0.3288	0.434	0.80	0.31
	385				

FASE C			
KVA instalad.	I nominal	FU activo	FU reactivo
187.5	23.53	0.45	0.22
212.5	26.67	0.42	0.20
265	33.26	0.41	0.20
265	33.26	0.41	0.20
265	33.26	0.41	0.20
340	42.67	0.40	0.20
340	42.67	0.40	0.20

FASE C				
CAP. TOT. INST. (KVA)		340		
KVA INST.	CONDUCTOR		FU	
	R (OHM/KM)	X(OHM/KM)	ACTIVO	REACTIVO
137.5	0.3288	0.434	0.95	0.31
50	0.3288	0.434	0.95	0.31
25	0.3288	0.434	0.95	0.31
0	0.3288	0.434	0.95	0.31
0	0.3288	0.434	0.95	0.31
52.5	0.3288	0.434	0.91	0.31
0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0	0.3288	0.434	0.90	0.31
50	0.3288	0.434	0.90	0.31
25	0.3288	0.434	0.90	0.31
0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0	0.3288	0.434	0.90	0.31
0	0.3288	0.434	0.90	0.31
340				

FASE B		FASE C		
Imaginario	Magnitud	Real	Imaginario	Magnitud
18.91	7967.74	7968.71	23.19	7968.74
120.2977	356.15	318.0402	106.5750	335.42
-15.08	44.70	39.92	-13.36	42.09
0.95	1.19	0.89	0.99	1.33
		2.18		
	7939.00	7935		7935.00
		REG. VOLT. %		
		0.42348199		

REFERENCIA DEMANDA FASE B		REFERENCIA DEMANDA FASE C		
155.52	356.78	302.0294773	146.28	335.59
	REF. CORR. B			REF. CORR. B
	44.78			42.12
	REF.VOLT.B			REF.VOLT.B
	7967.433715			7967.433715

FASE : A		Conductor	
Corriente medida en s/e	43.36	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Capac. instalada en aliment.(KVA)	1387.50	0.3288	0.434
Capac. inst. en fase (KVA)	662.50		
Factor de Pot. En aliment.	0.90		
Demanda prom. En fase (KW)	310.92		
Demanda prom. En fase (KVAR)	150.59		

NODO 1 (KVA)		37.50			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7936.00	0.00	7936.00	0.105	(wátios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	20.6250	9.9866			0.29
Impedancia de línea (ohms)	0.03	0.05			
Corriente de línea (amp.)	2.60	-1.26	2.887546501		
Caída de Voltaje en línea (voltios)	0.15	0.07	0.17		
Perdidas en la línea (wátios)	0.29	0.38			

NODO 2 (KVA)		125.00			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7936.15	0.07	7936.15	0.105	(wátios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	89.3753	43.2758			5.69
Impedancia de línea (ohms)	0.03	0.05			
Corriente de línea (amp.)	11.26	-5.45	12.51252313	Conductor	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	0.64	0.32	0.72	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Perdidas en la línea (wátios)	5.41	7.13		0.3288	0.434

NODO 3 (KVA)		25.00			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7936.78	0.40	7936.78	0.075	(wátios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	103.1307	49.9406			10.83
Impedancia de línea (ohms)	0.02	0.03			
Corriente de línea (amp.)	12.99	-6.29	14.43736388	Conductor	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	0.53	0.27	0.59	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Perdidas en la línea (wátios)	5.14	6.78		0.3288	0.434

NODO 4 (KVA)		90.00			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7937.31	0.67	7937.31	0.06	(wátios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	154.4358	74.7869			20.05
Impedancia de línea (ohms)	0.02	0.03			
Corriente de línea (amp.)	19.46	-9.42	21.61829447	Conductor	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	0.63	0.32	0.71	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Perdidas en la línea (wátios)	9.22	12.17		0.3288	0.434

NODO 5 (KVA)		20.00			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7937.94	0.99	7937.94	0.2	(wátios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	163.4451	79.1569			54.47
Impedancia de línea (ohms)	0.07	0.09			
Corriente de línea (amp.)	20.59	-9.97	22.87800691	Conductor	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	2.22	1.13	2.49	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Perdidas en la línea (wátios)	34.42	45.43		0.3288	0.434

NODO 6 (KVA)		50.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7940.16	2.12	7940.16	0.21	(watos)		
Carga en nodo (KW - KVAR)	170.2295	82.4706			93.66		
Impedancia de linea (ohms)	0.07	0.09		Conductor			
Corriente de linea (amp.)	21.44	-10.39	23.82	R (ohm/km)	X (ohm/km)		
Caída de Voltaje en linea (voltios)	2.43	1.24	2.72	0.3288	0.434		
Perdidas en la linea (watos)	39.19	51.72					

NODO 7 (KVA)		50.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7942.59	3.36	7942.59	0.06	(watos)		
Carga en nodo (KW - KVAR)	188.7687	91.4801			107.42		
Impedancia de linea (ohms)	0.02	0.03		Conductor			
Corriente de linea (amp.)	23.77	-11.52	26.41	R (ohm/km)	X (ohm/km)		
Caída de Voltaje en linea (voltios)	0.77	0.39	0.86	0.3288	0.434		
Perdidas en la linea (watos)	13.76	18.16					

NODO 8 (KVA)		50.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7943.35	3.75	7943.36	0.195	(watos)		
Carga en nodo (KW - KVAR)	207.2824	100.4559			161.33		
Impedancia de linea (ohms)	0.06	0.08		Conductor			
Corriente de linea (amp.)	26.10	-12.65	28.9980624	R (ohm/km)	X (ohm/km)		
Caída de Voltaje en linea (voltios)	2.74	1.40	3.08	0.3288	0.434		
Perdidas en la linea (watos)	53.91	71.16					

NODO 9 (KVA)		0.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7946.10	5.15	7946.10	0.165	(watos)		
Carga en nodo (KW - KVAR)	207.3363	100.5271			206.95		
Impedancia de linea (ohms)	0.05	0.07		Conductor			
Corriente de linea (amp.)	26.09	-12.65	28.99805999	R (ohm/km)	X (ohm/km)		
Caída de Voltaje en linea (voltios)	2.32	1.18	2.61	0.3288	0.434		
Perdidas en la linea (watos)	45.62	60.22					

NODO 10 (KVA)		100.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7948.42	6.33	7948.42	0.099	(watos)		
Carga en nodo (KW - KVAR)	248.3820	120.4395			246.21		
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.04		Conductor			
Corriente de linea (amp.)	31.25	-15.15	34.72917808	R (ohm/km)	X (ohm/km)		
Caída de Voltaje en linea (voltios)	1.67	0.85	1.87	0.3288	0.434		
Perdidas en la linea (watos)	39.26	51.82					

NODO 11 (KVA)		50.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7950.09	7.18	7950.09	0.09	(watos)		
Carga en nodo (KW - KVAR)	266.4212	129.2069			287.26		
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.04		Conductor			
Corriente de linea (amp.)	33.51	-16.25	37.24474873	R (ohm/km)	X (ohm/km)		
Caída de Voltaje en linea (voltios)	1.63	0.83	1.83	0.3288	0.434		
Perdidas en la linea (watos)	41.05	54.18					

NODO 12 (KVA)		25.00		Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul. (watos)
	Real	Imaginario				
Voltaje en nodo (voltios)	7951.71	8.01	7951.72	0.27	418.87	
Carga en nodo (KW - KVAR)	275.4623	133.6189				
Impedancia de linea (ohms)	0.09	0.12				
Corriente de linea (amp.)	34.64	-16.80	38.50227456			
Caída de Voltaje en linea (voltios)	5.04	2.57	5.66			
Perdidas en la linea (watos)	131.60	173.71				
				Conductor		
				R (ohm/km)	X (ohm/km)	
				0.3288	0.434	

NODO 13 (KVA)		0.00		Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul. (watos)
	Real	Imaginario				
Voltaje en nodo (voltios)	7956.76	10.57	7956.77	0.096	465.66	
Carga en nodo (KW - KVAR)	275.5939	133.7928				
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.04				
Corriente de linea (amp.)	34.64	-16.81	38.50226208			
Caída de Voltaje en linea (voltios)	1.79	0.91	2.01			
Perdidas en la linea (watos)	46.79	61.76				
				Conductor		
				R (ohm/km)	X (ohm/km)	
				0.3288	0.434	

NODO 14 (KVA)		75.00		Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul. (watos)
	Real	Imaginario				
Voltaje en nodo (voltios)	7958.55	11.49	7958.58	0.201	589.67	
Carga en nodo (KW - KVAR)	310.1407	150.5593				
Impedancia de linea (ohms)	0.07	0.09				
Corriente de linea (amp.)	38.97	-18.92	43.32			
Caída de Voltaje en linea (voltios)	4.23	2.15	4.74			
Perdidas en la linea (watos)	124.02	163.69				
				Conductor		
				R (ohm/km)	X (ohm/km)	
				0.3288	0.434	

NODO 15 (KVA)		0.00		Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul. (watos)
	Real	Imaginario				
Voltaje en nodo (voltios)	7962.78	13.63	7962.79	0.246	741.45	
Carga en nodo (KW - KVAR)	310.2647	150.7230				
Impedancia de linea (ohms)	0.08	0.11				
Corriente de linea (amp.)	38.96	-18.93	43.31862238			
Caída de Voltaje en linea (voltios)	5.17	2.63	5.80			
Perdidas en la linea (watos)	151.78	200.34				
				Conductor		
				R (ohm/km)	X (ohm/km)	
				0.3288	0.434	

FASE : B			
Corriente medida en s/e	44.78		
Capac. instalada en aliment.(KVA)	1387.50	Conductor	
Capac. inst. en fase (KVA)	385.00	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Factor de Pot. En aliment.	0.90	0.3288	0.434
Demanda prom. En fase (KW)	321.10	Factor de prorratio	
Demanda prom. En fase (KVAR)	155.52	Activo	Reactivo
		0.3990	0.3990

NODO 1 (KVA)		37.50			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7939.00	0.00	7939.00	0.105	(watios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	33.7500	11.6250			0.70
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.05		Conductor	
Corriente de linea (amp.)	4.25	-1.46	4.49628189	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Caida de Voltaje en linea (voltios)	0.21	0.14	0.26	0.3288	0.434
Perdidas en la linea (watios)	0.70	0.92			

NODO 2 (KVA)		50.00			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7939.21	0.14	7939.21	0.105	(watios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	78.7507	27.1259			4.50
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.05		Conductor	
Corriente de linea (amp.)	9.92	-3.42	10.4911632	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Caida de Voltaje en linea (voltios)	0.50	0.33	0.60	0.3288	0.434
Perdidas en la linea (watios)	3.80	5.02			

NODO 3 (KVA)		25.00			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7939.71	0.48	7939.71	0.075	(watios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	98.7545	34.8809			8.79
Impedancia de linea (ohms)	0.02	0.03		Conductor	
Corriente de linea (amp.)	12.44	-4.39	13.1911109	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Caida de Voltaje en linea (voltios)	0.45	0.30	0.54	0.3288	0.434
Perdidas en la linea (watios)	4.29	5.66			

NODO 4 (KVA)		0.00			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7940.16	0.77	7940.16	0.06	(watios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	98.7588	34.8866			12.22
Impedancia de linea (ohms)	0.02	0.03		Conductor	
Corriente de linea (amp.)	12.44	-4.39	13.1911109	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Caida de Voltaje en linea (voltios)	0.36	0.24	0.43	0.3288	0.434
Perdidas en la linea (watios)	3.43	4.53			

NODO 5 (KVA)		37.50			
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7940.52	1.01	7940.52	0.2	(watios)
Carga en nodo (KW - KVAR)	132.5122	46.5161			32.79
Impedancia de linea (ohms)	0.07	0.09		Conductor	
Corriente de linea (amp.)	16.69	-5.86	17.6864273	R (ohm/km)	X (ohm/km)
Caida de Voltaje en linea (voltios)	1.61	1.06	1.93	0.3288	0.434
Perdidas en la linea (watios)	20.57	27.15			

NODO 6 (KVA)		15.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7942.13	2.07	7942.13	0.21	(watos)	59.00	
Carga en nodo (KW - KVAR)	146.0328	51.1933					
Impedancia de línea (ohms)	0.07	0.09					
Corriente de línea (amp.)	18.39	-6.45	19.48				
Caída de Voltaje en línea (voltios)	1.86	1.23	2.23				
Perdidas en la línea (watos)	26.21	34.60					
						Conductor	
						R (ohm/km)	X (ohm/km)
						0.3288	0.434

NODO 7 (KVA)		50.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7943.98	3.30	7943.98	0.06	(watos)	71.81	
Carga en nodo (KW - KVAR)	191.0590	66.7279					
Impedancia de línea (ohms)	0.02	0.03					
Corriente de línea (amp.)	24.05	-8.40	25.4754098				
Caída de Voltaje en línea (voltios)	0.69	0.48	0.83				
Perdidas en la línea (watos)	12.80	16.90					
						Conductor	
						R (ohm/km)	X (ohm/km)
						0.3288	0.434

NODO 8 (KVA)		0.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7944.68	3.77	7944.68	0.195	(watos)	113.42	
Carga en nodo (KW - KVAR)	191.0718	66.7448					
Impedancia de línea (ohms)	0.06	0.08					
Corriente de línea (amp.)	24.05	-8.40	25.4754092				
Caída de Voltaje en línea (voltios)	2.25	1.50	2.70				
Perdidas en la línea (watos)	41.61	54.92					
						Conductor	
						R (ohm/km)	X (ohm/km)
						0.3288	0.434

NODO 9 (KVA)		15.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7946.93	5.26	7946.93	0.165	(watos)	153.77	
Carga en nodo (KW - KVAR)	204.6134	71.4497					
Impedancia de línea (ohms)	0.05	0.07					
Corriente de línea (amp.)	25.75	-8.99	27.2721072				
Caída de Voltaje en línea (voltios)	2.04	1.36	2.45				
Perdidas en la línea (watos)	40.35	53.26					
						Conductor	
						R (ohm/km)	X (ohm/km)
						0.3288	0.434

NODO 10 (KVA)		0.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7948.97	6.62	7948.97	0.099	(watos)	177.98	
Carga en nodo (KW - KVAR)	204.6538	71.5030					
Impedancia de línea (ohms)	0.03	0.04					
Corriente de línea (amp.)	25.75	-9.00	27.2721041				
Caída de Voltaje en línea (voltios)	1.22	0.81	1.47				
Perdidas en la línea (watos)	24.21	31.96					
						Conductor	
						R (ohm/km)	X (ohm/km)
						0.3288	0.434

NODO 11 (KVA)		100.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7950.20	7.43	7950.20	0.09	(watos)	222.46	
Carga en nodo (KW - KVAR)	290.6780	102.5349					
Impedancia de línea (ohms)	0.03	0.04					
Corriente de línea (amp.)	36.56	-12.90	38.7703775				
Caída de Voltaje en línea (voltios)	1.59	1.05	1.90				
Perdidas en la línea (watos)	44.48	58.71					
						Conductor	
						R (ohm/km)	X (ohm/km)
						0.3288	0.434

NODO 12 (KVA)		25.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7951.78	8.48	7951.79	0.27	(watos)	375.11
Carga en nodo (KW - KVAR)	310.7225	110.3436				
Impedancia de linea (ohms)	0.09	0.12		Conductor		
Corriente de linea (amp.)	39.08	-13.88	41.4665947	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en linea (voltios)	5.10	3.35	6.10	0.3288	0.434	
Perdidas en la linea (watos)	152.65	201.49				

NODO 13 (KVA)		15.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7956.88	11.83	7956.89	0.096	(watos)	433.70
Carga en nodo (KW - KVAR)	322.8751	115.1951				
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.04		Conductor		
Corriente de linea (amp.)	40.58	-14.48	43.0833612	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en linea (voltios)	1.88	1.23	2.25	0.3288	0.434	
Perdidas en la linea (watos)	58.59	77.34				

NODO 14 (KVA)		0.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7958.76	13.06	7958.77	0.201	(watos)	558.37
Carga en nodo (KW - KVAR)	322.9337	115.2725				
Impedancia de linea (ohms)	0.07	0.09		Conductor		
Corriente de linea (amp.)	40.58	-14.48	43.08	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en linea (voltios)	3.95	2.58	4.72	0.3288	0.434	
Perdidas en la linea (watos)	122.67	161.92				

NODO 15 (KVA)		15.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7962.71	15.64	7962.72	0.246	(watos)	717.98
Carga en nodo (KW - KVAR)	335.0564	120.0844				
Impedancia de linea (ohms)	0.08	0.11		Conductor		
Corriente de linea (amp.)	42.08	-15.08	44.6989928	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en linea (voltios)	5.01	3.27	5.99	0.3288	0.434	
Perdidas en la linea (watos)	161.61	213.31				

FASE : C

Corriente medida en s/e	42.12	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Conductor</th> </tr> <tr> <td>R (ohm/km)</td> <td>X (ohm/km)</td> </tr> <tr> <td>0.3288</td> <td>0.434</td> </tr> </table>		Conductor		R (ohm/km)	X (ohm/km)	0.3288	0.434
Conductor									
R (ohm/km)	X (ohm/km)								
0.3288	0.434								
Capac. instalada en aliment.(KVA)	1387.50								
Capac. inst. en fase (KVA)	340.00	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Factor de prorratado</th> </tr> <tr> <td>Activo</td> <td>Reactivo</td> </tr> <tr> <td>0.4033</td> <td>0.4033</td> </tr> </table>		Factor de prorratado		Activo	Reactivo	0.4033	0.4033
Factor de prorratado									
Activo	Reactivo								
0.4033	0.4033								
Factor de Pot. En aliment.	0.90								
Demanda prom. En fase (KW)	302.03								
Demanda prom. En fase (KVAR)	146.28								

NODO 1 (KVA)	137.50				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.
Voltaje en nodo (voltios)	7935.00	0.00	7935.00	0.105	(watos)
Carga en nodo (KW - KVAR)	130.6250	42.6250			10.35
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.05			
Corriente de linea (amp.)	16.46	-5.37	17.3161583		
Caída de Voltaje en linea (voltios)	0.81	0.56	0.99		
Perdidas en la linea (watos)	10.35	13.66			

NODO 2 (KVA)	50.00										
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.						
Voltaje en nodo (voltios)	7935.81	0.56	7935.81	0.105	(watos)						
Carga en nodo (KW - KVAR)	178.1354	58.1387			29.60						
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.05									
Corriente de linea (amp.)	22.45	-7.33	23.612298								
Caída de Voltaje en linea (voltios)	1.11	0.77	1.35								
Perdidas en la linea (watos)	19.25	25.41									
			<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Conductor</th> </tr> <tr> <td>R (ohm/km)</td> <td>X (ohm/km)</td> </tr> <tr> <td>0.3288</td> <td>0.434</td> </tr> </table>			Conductor		R (ohm/km)	X (ohm/km)	0.3288	0.434
Conductor											
R (ohm/km)	X (ohm/km)										
0.3288	0.434										

NODO 3 (KVA)	25.00										
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.						
Voltaje en nodo (voltios)	7936.92	1.33	7936.92	0.075	(watos)						
Carga en nodo (KW - KVAR)	201.9046	65.9141			47.26						
Impedancia de linea (ohms)	0.02	0.03									
Corriente de linea (amp.)	25.44	-8.30	26.7599278								
Caída de Voltaje en linea (voltios)	0.90	0.62	1.09								
Perdidas en la linea (watos)	17.66	23.31									
			<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Conductor</th> </tr> <tr> <td>R (ohm/km)</td> <td>X (ohm/km)</td> </tr> <tr> <td>0.3288</td> <td>0.434</td> </tr> </table>			Conductor		R (ohm/km)	X (ohm/km)	0.3288	0.434
Conductor											
R (ohm/km)	X (ohm/km)										
0.3288	0.434										

NODO 4 (KVA)	0.00										
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.						
Voltaje en nodo (voltios)	7937.82	1.96	7937.82	0.06	(watos)						
Carga en nodo (KW - KVAR)	201.9223	65.9374			61.39						
Impedancia de linea (ohms)	0.02	0.03									
Corriente de linea (amp.)	25.44	-8.31	26.7599274								
Caída de Voltaje en linea (voltios)	0.72	0.50	0.87								
Perdidas en la linea (watos)	14.13	18.65									
			<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Conductor</th> </tr> <tr> <td>R (ohm/km)</td> <td>X (ohm/km)</td> </tr> <tr> <td>0.3288</td> <td>0.434</td> </tr> </table>			Conductor		R (ohm/km)	X (ohm/km)	0.3288	0.434
Conductor											
R (ohm/km)	X (ohm/km)										
0.3288	0.434										

NODO 5 (KVA)	0.00										
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.						
Voltaje en nodo (voltios)	7938.54	2.46	7938.54	0.2	(watos)						
Carga en nodo (KW - KVAR)	201.9364	65.9560			108.48						
Impedancia de linea (ohms)	0.07	0.09									
Corriente de linea (amp.)	25.44	-8.31	26.759927								
Caída de Voltaje en linea (voltios)	2.39	1.66	2.91								
Perdidas en la linea (watos)	47.09	62.16									
			<table border="1"> <tr> <th colspan="2">Conductor</th> </tr> <tr> <td>R (ohm/km)</td> <td>X (ohm/km)</td> </tr> <tr> <td>0.3288</td> <td>0.434</td> </tr> </table>			Conductor		R (ohm/km)	X (ohm/km)	0.3288	0.434
Conductor											
R (ohm/km)	X (ohm/km)										
0.3288	0.434										

NODO 6 (KVA)		52.50					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7940.93	4.12	7940.93	0.21	(watos)	184.20	
Carga en nodo (KW - KVAR)	249.7585	82.2932					
Impedancia de linea (ohms)	0.07	0.09					
Corriente de linea (amp.)	31.45	-10.36	33.12				
Caída de Voltaje en linea (voltios)	3.12	2.15	3.79				
Perdidas en la linea (watos)	75.72	99.95					
				Conductor			
				R (ohm/km)	X (ohm/km)		
				0.3288	0.434		

NODO 7 (KVA)		0.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7944.05	6.27	7944.05	0.06	(watos)	205.83	
Carga en nodo (KW - KVAR)	249.8342	82.3931					
Impedancia de linea (ohms)	0.02	0.03					
Corriente de linea (amp.)	31.45	-10.37	33.1153321				
Caída de Voltaje en linea (voltios)	0.89	0.61	1.08				
Perdidas en la linea (watos)	21.63	28.56					
				Conductor			
				R (ohm/km)	X (ohm/km)		
				0.3288	0.434		

NODO 8 (KVA)		0.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7944.94	6.88	7944.94	0.195	(watos)	276.14	
Carga en nodo (KW - KVAR)	249.8556	82.4217					
Impedancia de linea (ohms)	0.06	0.08					
Corriente de linea (amp.)	31.45	-10.37	33.1153301				
Caída de Voltaje en linea (voltios)	2.89	2.00	3.52				
Perdidas en la linea (watos)	70.31	92.81					
				Conductor			
				R (ohm/km)	X (ohm/km)		
				0.3288	0.434		

NODO 9 (KVA)		0.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7947.83	8.88	7947.84	0.165	(watos)	335.64	
Carga en nodo (KW - KVAR)	249.9261	82.5145					
Impedancia de linea (ohms)	0.05	0.07					
Corriente de linea (amp.)	31.45	-10.38	33.1153229				
Caída de Voltaje en linea (voltios)	2.45	1.69	2.98				
Perdidas en la linea (watos)	59.49	78.53					
				Conductor			
				R (ohm/km)	X (ohm/km)		
				0.3288	0.434		

NODO 10 (KVA)		0.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7950.28	10.57	7950.29	0.099	(watos)	371.33	
Carga en nodo (KW - KVAR)	249.9856	82.5930					
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.04					
Corriente de linea (amp.)	31.44	-10.39	33.1153151				
Caída de Voltaje en linea (voltios)	1.47	1.01	1.79				
Perdidas en la linea (watos)	35.70	47.12					
				Conductor			
				R (ohm/km)	X (ohm/km)		
				0.3288	0.434		

NODO 11 (KVA)		50.00					
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.		
Voltaje en nodo (voltios)	7951.75	11.58	7951.76	0.09	(watos)	416.57	
Carga en nodo (KW - KVAR)	295.0213	98.1401					
Impedancia de linea (ohms)	0.03	0.04					
Corriente de linea (amp.)	37.10	-12.34	39.1003362				
Caída de Voltaje en linea (voltios)	1.58	1.08	1.92				
Perdidas en la linea (watos)	45.24	59.72					
				Conductor			
				R (ohm/km)	X (ohm/km)		
				0.3288	0.434		

NODO 12 (KVA)		25.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7953.33	12.67	7953.34	0.27	(wátios)	
Carga en nodo (KW - KVAR)	317.5666	105.9499			573.86	
Impedancia de línea (ohms)	0.09	0.12		Conductor		
Corriente de línea (amp.)	39.93	-13.32	42.0922928	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	5.11	3.50	6.19	0.3288	0.434	
Perdidas en la línea (wátios)	157.29	207.61				

NODO 13 (KVA)		0.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7958.44	16.16	7958.45	0.096	(wátios)	
Carga en nodo (KW - KVAR)	317.7239	106.1575			629.79	
Impedancia de línea (ohms)	0.03	0.04		Conductor		
Corriente de línea (amp.)	39.92	-13.34	42.0922634	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	1.82	1.24	2.20	0.3288	0.434	
Perdidas en la línea (wátios)	55.93	73.82				

NODO 14 (KVA)		0.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7960.25	17.40	7960.27	0.201	(wátios)	
Carga en nodo (KW - KVAR)	317.7798	106.2313			746.88	
Impedancia de línea (ohms)	0.07	0.09		Conductor		
Corriente de línea (amp.)	39.92	-13.35	42.09	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	3.80	2.60	4.61	0.3288	0.434	
Perdidas en la línea (wátios)	117.09	154.56				

NODO 15 (KVA)		0.00				
	Real	Imaginario	Magnitud	Longitud (Km)	Perd. Acumul.	
Voltaje en nodo (voltios)	7964.06	20.00	7964.08	0.246	(wátios)	
Carga en nodo (KW - KVAR)	317.8969	106.3858			890.19	
Impedancia de línea (ohms)	0.08	0.11		Conductor		
Corriente de línea (amp.)	39.92	-13.36	42.0922201	R (ohm/km)	X (ohm/km)	
Caída de Voltaje en línea (voltios)	4.65	3.18	5.64	0.3288	0.434	
Perdidas en la línea (wátios)	143.31	189.16				

ANEXO 12

Demanda de la Alimentadora

Plan Piloto

Hora	KW	KVAR	FP
1:00	931.00	321.03	0.94537298
2:00	856.00	389.09	0.91036648
3:00	824.00	412.00	0.89442719
4:00	813.00	406.50	0.89442719
5:00	823.00	462.94	0.87157554
6:00	802.00	515.57	0.84117848
7:00	736.00	147.20	0.98058068
8:00	814.00	325.60	0.92847669
9:00	1169.00	389.67	0.94868330
10:00	1246.00	415.33	0.94868330
11:00	1341.00	574.71	0.91914503
12:00	1348.00	539.20	0.92847669
13:00	1400.00	576.47	0.92467810
14:00	1434.00	568.19	0.92968150
15:00	1427.00	570.80	0.92847669
16:00	1463.00	623.13	0.92002398
17:00	1308.00	588.60	0.91192151
18:00	1403.00	412.65	0.95936550
19:00	1909.00	445.43	0.97384121
20:00	1906.00	423.56	0.97618706
21:00	1593.00	362.96	0.97501147
22:00	1452.00	369.15	0.96916853
23:00	1252.00	245.93	0.98124882
24:00	1102.00	234.47	0.97810593
	29352.00	10320.18	0.94757571

Demanda Promedio	1223.0000
Demanda Máxima	1909.0000
Factor de Carga	0.6406
Factor de Pérdidas	0.4424
Factor de Potencia Promedio	0.9476

Curva de Demanda de la Alimentadora

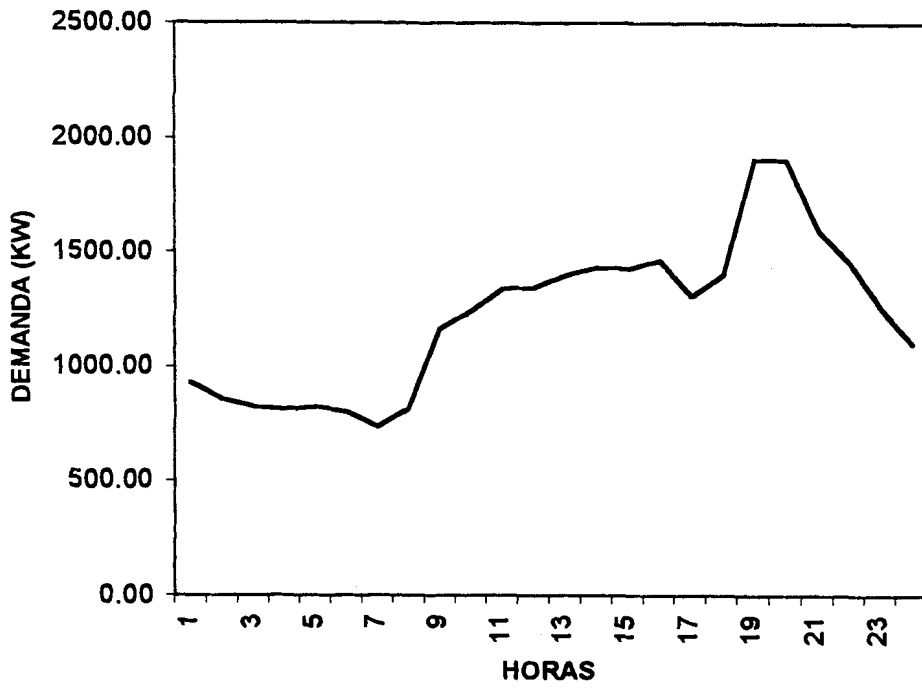


GRAFICO 1

SISTEMA EMEPE

KEYMAP

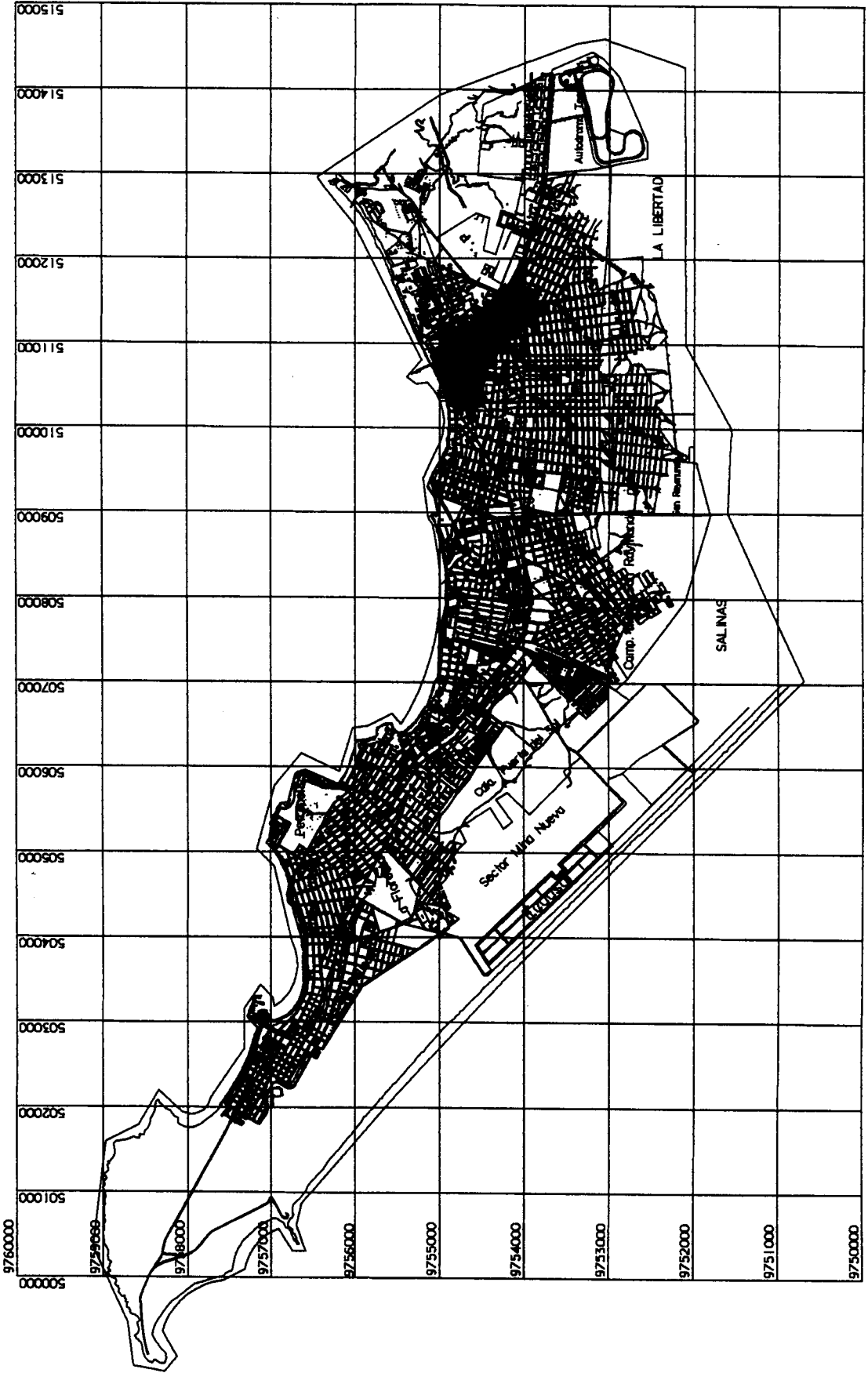


GRAFICO 2

ALIMENTADORA "ACACIAS"

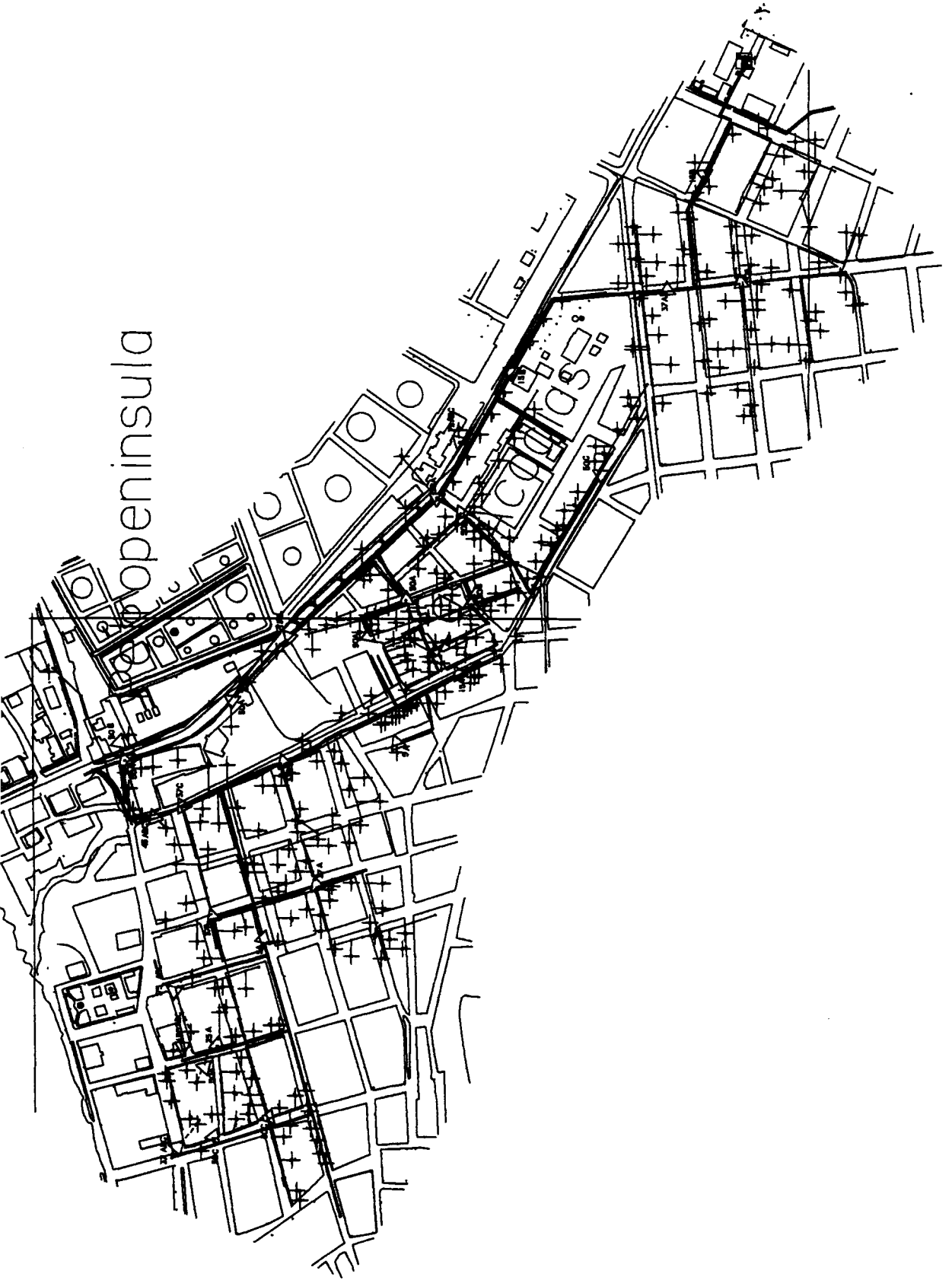


GRAFICO 3

LINEAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS: ALIMENTADORA "ACACIAS"



GRAFICO 4

LINEA PRIMARIA: ALIMENTADORA "ACACIAS"

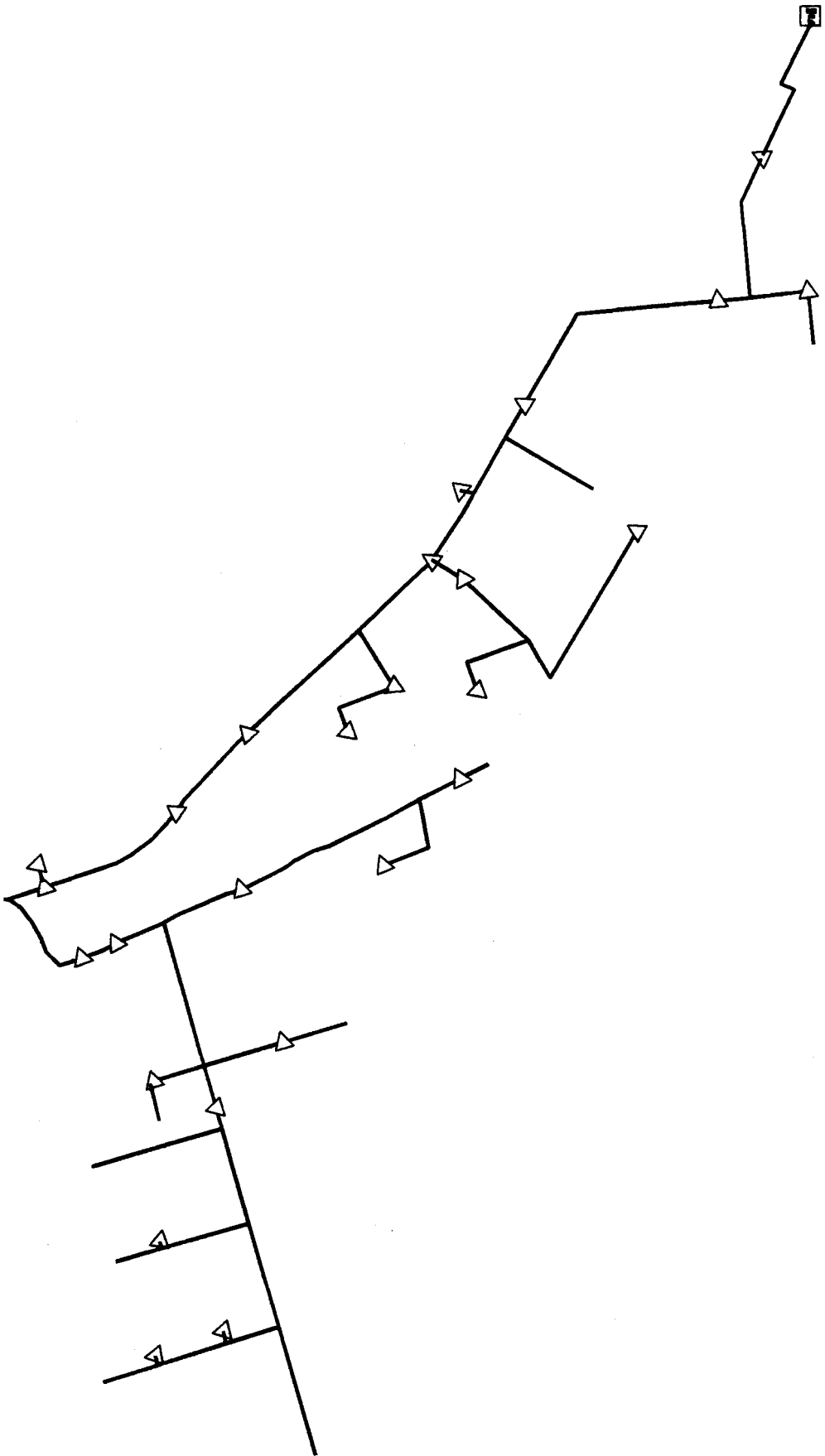
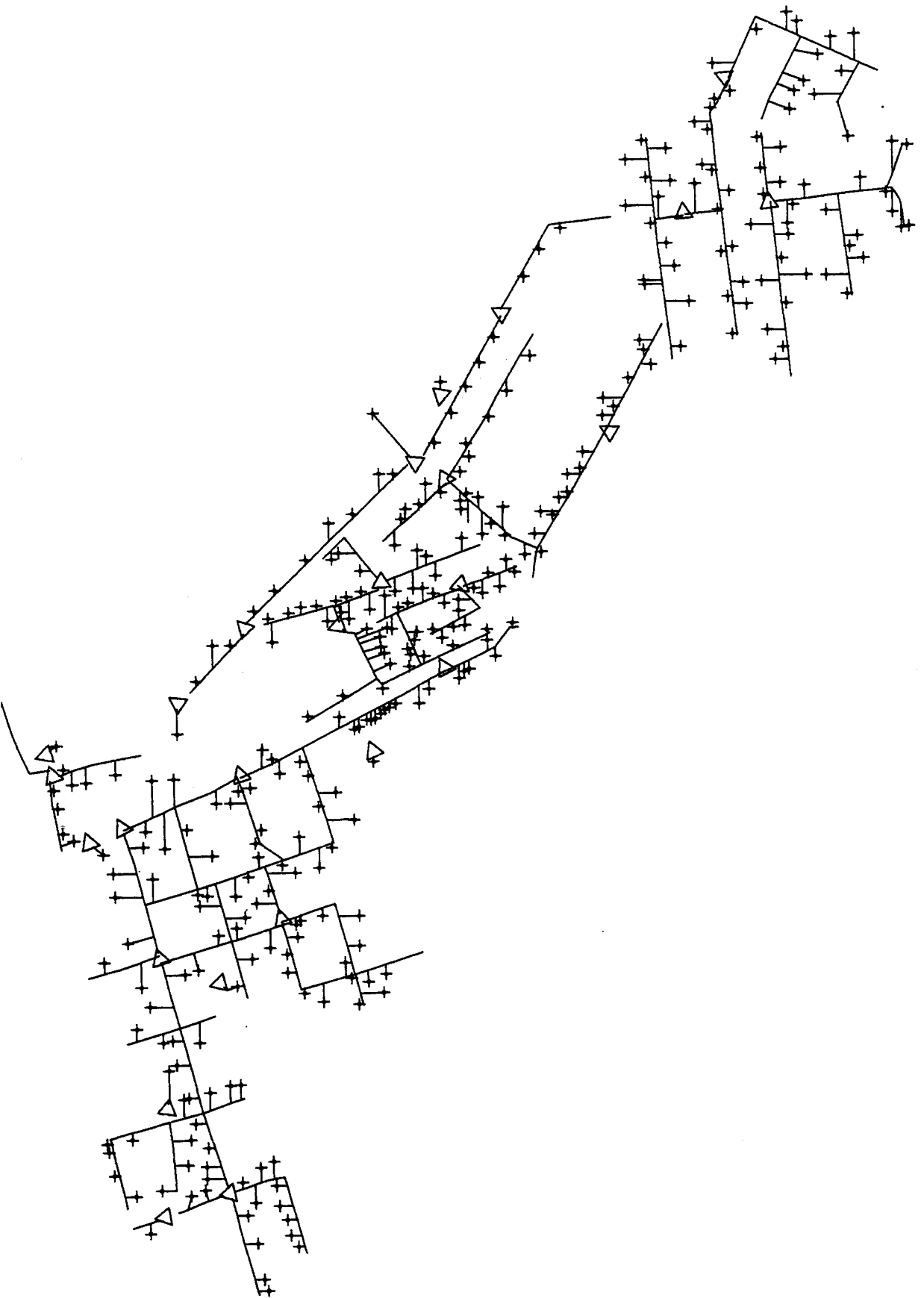


GRAFICO 5

LINEA SECUNDARIA: ALIMENTADORA "ACACIAS"



TABLA

SIZE OF COND. A.W.G. OR B.&S.	NUMBER OF STRANDS	DIAMETER OF INDIVIDUAL STRANDS INCHES	OUTSIDE DIAMETER INCHES	BREAKING STRENGTH POUNDS	WEIGHT POUNDS PER MILE	APPROX. CURRENT CARRYING CAPACITY* AMPS	GEOMETRIC MEAN RADIUS AT 90 CYCLES FEET	RESISTANCE OHMS PER CONDUCTOR PER MILE								INDUCTIVE REACTANCE OHMS PER CONDUCTOR PER MILE AT 1 FOOT SPACING		
								25 DEGREES C. (77 DEGREES F.)				50 DEGREES C. (12 DEGREES F.)				25	50	90
								d-c	25 CYCLES	50 CYCLES	90 CYCLES	d-c	25 CYCLES	50 CYCLES	90 CYCLES	CYCLES	CYCLES	CYCLES
40	19	0.1066	0.528	9 617	3 450	480	0.0166	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.207	0.414	0.497
40	12	0.1328	0.562	9 483	3 450	490	0.0175	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.206	0.409	0.491
40	7	0.1739	0.522	9 154	3 450	480	0.0157	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.21	0.42	0.503
30	12	0.1183	0.492	7 556	2 736	420	0.0155	0.349	0.349	0.349	0.35	0.381	0.381	0.382	0.382	0.21	0.421	0.505
30	7	0.1648	0.464	7 366	2 736	420	0.014	0.349	0.349	0.349	0.35	0.381	0.381	0.382	0.382	0.216	0.431	0.518
20	7	0.1379	0.414	5 926	2 170	360	0.0126	0.44	0.44	0.44	0.44	0.481	0.481	0.481	0.481	0.222	0.443	0.532
10	7	0.1228	0.368	4 762	1 720	310	0.0111	0.555	0.555	0.555	0.555	0.606	0.606	0.607	0.607	0.227	0.455	0.546
1	7	0.1093	0.328	3 804	1 384	270	0.0099	0.699	0.699	0.699	0.699	0.765	0.765	0.765	0.765	0.233	0.467	0.56
1	3	0.167	0.36	3 620	1 351	270	0.0101	0.692	0.692	0.692	0.692	0.757	0.757	0.757	0.757	0.232	0.464	0.557
2	7	0.0974	0.292	3 045	1 082	230	0.0088	0.861	0.862	0.862	0.862	0.964	0.964	0.964	0.964	0.239	0.478	0.574
2	3	0.1487	0.32	2 813	1 071	240	0.009	0.873	0.873	0.873	0.873	0.955	0.955	0.955	0.955	0.238	0.476	0.571
2	1		0.258	3 003	1 081	220	0.0083	0.864	0.864	0.864	0.864	0.945	0.945	0.945	0.945	0.242	0.464	0.561
3	7	0.0867	0.26	2 433	858	200	0.0078	1.112	1.112	1.112	1.112	1.216	1.216	1.216	1.216	0.246	0.49	0.588
3	3	0.1325	0.285	2 359	850	200	0.008	1.101	1.101	1.101	1.101	1.204	1.204	1.204	1.204	0.244	0.488	0.585
3	1		0.229	2 439	841	190	0.0074	1.08	1.09	1.09	1.09	1.192	1.192	1.192	1.192	0.246	0.496	0.595
4	3	0.118	0.254	1 879	674	180	0.0071	1.386	1.386	1.386	1.386	1.518	1.518	1.518	1.518	0.25	0.499	0.599
4	1		0.204	1 970	667	170	0.0066	1.374	1.374	1.374	1.374	1.503	1.503	1.503	1.503	0.254	0.507	0.609
5	3	0.105	0.226	1 506	534	150	0.0063	1.75	1.75	1.75	1.75	1.914	1.914	1.914	1.914	0.256	0.511	0.613
5	1		0.1819	1 591	529	140	0.0059	1.733	1.733	1.733	1.733	1.895	1.895	1.895	1.895	0.26	0.519	0.623
6	3	0.0935	0.201	1 205	424	130	0.0056	2.21	2.21	2.21	2.21	2.41	2.41	2.41	2.41	0.262	0.523	0.628
6	1		0.162	1 280	420	120	0.0052	2.18	2.18	2.18	2.18	2.39	2.39	2.39	2.39	0.265	0.531	0.637
7	1		0.1443	1 030	333	110	0.0046	2.75	2.75	2.75	2.75	3.01	3.01	3.01	3.01	0.271	0.542	0.651
8	1		0.1265	826	264	90	0.0041	3.47	3.47	3.47	3.47	3.8	3.8	3.8	3.8	0.277	0.554	0.665

FOR CONDUCTOR AT 75 DEGREES C., AIR AT 55 C., AIR AT 25 DEGREES C.,
IND 1.4 MILES PER HOUR (2 FT/SEC), FREQUENCY = 60 CYCLES

CIRC. MILS OR A.W.G. ALUM.	ALUMINO			STEEL		OUTSIDE DIAMETER INCHES	ULTIMATE STRENGTH POUNDS	WEIGHT LBS. PER MILE	GEOMETRIC MEAN RADIUS AT 60 CYCLES FEET	APPROX CURRENT CARRYING CAPACITY AMPS	RESISTANCE OHMS PER CONDUCTOR PER MILE								INDUCTIVE REACTANCE OHMS /CONDUCTOR/ MILE		
	STRANDS	LAYERS	STRAND DIAMETER INCHES	STRANDS	STRAND DIAMETER INCHES						25 DEGREES C. (77 DEGREES F.) SMALL CURRENTS				50 DEGREES C. (122 DEGREES F.) CURRENT APPROX. 75 % CAPACITY*				AT 1 FT. SPACING ALL CURRENTS		
											D-C	25 CYCLES	50 CYCLES	60 CYCLES	D-C	25 CYCLES	50 CYCLES	60 CYCLES	25 CYCLES	50 CYCLES	60 CYCLES
795	54	3	0.1214	7	0.1214	1.083	28 500	5 39	0.0368	900	0.117	0.118	0.118	0.119	0.1288	0.1308	0.1358	0.1378	0.167	0.334	0.401
795	26	2	0.1749	7	0.136	1.108	31 200	5 77	0.0375	900	0.117	0.117	0.117	0.117	0.1288	0.1288	0.1288	0.1288	0.168	0.332	0.399
795	30	2	0.1628	19	0.0977	1.14	38 400	6 51	0.0393	910	0.117	0.117	0.117	0.117	0.1288	0.1288	0.1288	0.1288	0.1637	0.327	0.393
715.5	54	3	0.1151	7	0.1151	1.036	28 300	4 85	0.0349	830	0.131	0.131	0.131	0.132	0.1442	0.1452	0.1472	0.1482	0.1697	0.339	0.407
715.5	26	2	0.1659	7	0.129	1.051	28 100	5 19	0.0355	840	0.131	0.131	0.131	0.131	0.1442	0.1442	0.1442	0.1442	0.1687	0.337	0.405
715.5	30	2	0.1544	19	0.0926	1.061	34 600	5 86	0.0372	840	0.131	0.131	0.131	0.131	0.1442	0.1442	0.1442	0.1442	0.1684	0.333	0.399
688.8	54	3	0.1111	7	0.1111	1	24 500	4 52	0.0337	800	0.14	0.14	0.141	0.141	0.1541	0.1571	0.1591	0.1601	0.1715	0.343	0.412
638	54	3	0.1085	7	0.1085	0.977	23 600	4 31	0.0329	770	0.147	0.147	0.148	0.148	0.1618	0.1638	0.1678	0.1688	0.1726	0.345	0.414
638	26	2	0.1564	7	0.1216	0.99	25 000	4 61	0.0335	780	0.147	0.147	0.147	0.147	0.1618	0.1618	0.1618	0.1618	0.1718	0.344	0.412
638	30	2	0.1456	19	0.0874	1.019	31 500	5 21	0.0351	780	0.147	0.147	0.147	0.147	0.1618	0.1618	0.1618	0.1618	0.1693	0.339	0.406
605	54	3	0.1059	7	0.1059	0.953	22 500	4 10	0.0321	750	0.154	0.155	0.155	0.155	0.1695	0.1715	0.1755	0.1775	0.1739	0.348	0.417
605	26	2	0.1525	7	0.1188	0.968	24 100	4 39	0.0327	760	0.154	0.154	0.154	0.154	0.17	0.172	0.172	0.172	0.173	0.346	0.415
556.5	26	2	0.1463	7	0.1138	0.927	22 400	4 03	0.0313	730	0.168	0.168	0.168	0.168	0.1849	0.1859	0.1859	0.1859	0.1751	0.35	0.42
556.5	30	2	0.1362	7	0.1362	0.953	27 200	4 58	0.0328	730	0.168	0.168	0.168	0.168	0.1849	0.1859	0.1859	0.1859	0.1728	0.346	0.415
500	30	2	0.1291	7	0.1291	0.904	24 400	4 12	0.0311	690	0.187	0.187	0.187	0.187	0.206	0.206	0.206	0.206	0.1754	0.351	0.421
477	26	2	0.1355	7	0.1054	0.858	19 430	3 46	0.029	670	0.196	0.196	0.196	0.196	0.216	0.216	0.216	0.216	0.179	0.358	0.43
477	30	2	0.1261	7	0.1261	0.883	23 300	3 93	0.0304	670	0.196	0.196	0.196	0.196	0.216	0.216	0.216	0.216	0.1766	0.353	0.424
397	26	2	0.1236	7	0.0961	0.783	16 190	2 88	0.0265	590	0.235	0.235	0.235	0.235	0.259	0.259	0.259	0.259	0.1836	0.367	0.441
397	30	2	0.1151	7	0.1151	0.8063	19 980	3 27	0.0278	600	0.235	0.235	0.235	0.235	0.259	0.259	0.259	0.259	0.1812	0.362	0.435
336.4	26	2	0.1138	7	0.0885	0.721	14 050	2 44	0.0244	530	0.278	0.278	0.278	0.278	0.306	0.306	0.306	0.306	0.1872	0.376	0.451
336.4	30	2	0.1059	7	0.1059	0.741	17 040	2 77	0.0255	530	0.278	0.278	0.278	0.278	0.306	0.306	0.306	0.306	0.1855	0.371	0.445
300	26	2	0.1074	7	0.0835	0.68	12 650	2 17	0.023	490	0.311	0.311	0.311	0.311	0.342	0.342	0.342	0.342	0.1908	0.382	0.458
300	30	2	0.1	7	0.1	0.7	15 430	2 47	0.0241	500	0.311	0.311	0.311	0.311	0.342	0.342	0.342	0.342	0.1883	0.377	0.452
266.8	26	2	0.1013	7	0.0788	0.642	11 250	1 93	0.0217	460	0.35	0.35	0.35	0.35	0.385	0.385	0.385	0.385	0.1936	0.387	0.465
266.8	6	1	0.2109	7	0.0703	0.633	9 645	1 80	0.0068	460	0.351	0.351	0.351	0.352	0.386	0.43	0.51	0.552	0.252	0.504	0.605
4/0	6	1	0.1878	1	0.1878	0.563	8 420	1 54	0.0081	340	0.441	0.442	0.444	0.445	0.485	0.514	0.567	0.592	0.242	0.484	0.581
3/0	6	1	0.1672	1	0.1672	0.502	6 675	1 22	0.006	300	0.556	0.557	0.559	0.56	0.612	0.642	0.697	0.723	0.259	0.517	0.621
2/0	6	1	0.149	1	0.149	0.447	5 345	97	0.0051	270	0.702	0.702	0.704	0.706	0.773	0.806	0.866	0.895	0.267	0.534	0.641
1/0	6	1	0.1327	1	0.1327	0.398	4 280	76	0.0044	230	0.885	0.885	0.887	0.888	0.974	1.01	1.08	1.12	0.273	0.547	0.656
1	6	1	0.1182	1	0.1182	0.355	3 480	61	0.0041	200	1.12	1.12	1.12	1.12	1.23	1.27	1.34	1.38	0.277	0.554	0.665
2	6	1	0.1052	1	0.1052	0.318	2 790	48	0.0041	180	1.41	1.41	1.41	1.41	1.55	1.59	1.66	1.69	0.277	0.554	0.665

CIRC. MILS OR A.W.G. ALUM.	ALUMINIO			STEEL		OUTSIDE DIAMETER INCHES	ULTIMATE STRENGTH POUNDS	WEIGHT LBS. PER MILE	GEOMETRIC MEAN RADIUS AT 60 CYCLES FEET	APPROX CURRENT CARRYING CAPACITY AMPS	RESISTANCE OHMS PER CONDUCTOR PER MILE								INDUCTIVE REACTANCE OHMS /CONDUCTOR/ MILE		
	STRANDS	LAYERS	STRAND DIAMETER INCHES	STRANDS	STRAND DIAMETER INCHES						25 DEGREES C. (77 DEGREES F.) SMALL CURRENTS				50 DEGREES C. (122 DEGREES F.) CURRENT APPROX. 75 % CAPACITY*				AT 1 FT. SPACING ALL CURRENTS		
											D-C	25 CYCLES	50 CYCLES	60 CYCLES	D-C	25 CYCLES	50 CYCLES	60 CYCLES	25 CYCLES	50 CYCLES	60 CYCLES
2	7	1	0.0974	1	0.1290	0.325	3 525	56	0.005	180	1.41	1.41	1.41	1.41	1.55	1.59	1.62	1.65	0.267	0.535	0.642
3	6	1	0.0937	1	0.0937	0.281	2 250	36	0.0043	180	1.78	1.78	1.78	1.78	1.95	1.98	2.04	2.07	0.275	0.551	0.661
4	6	1	0.0834	1	0.0834	0.25	1 830	30	0.0043	140	2.24	2.24	2.24	2.24	2.47	2.5	2.54	2.57	0.274	0.549	0.659
4	7	1	0.0772	1	0.1029	0.257	2 266	35	0.0045	140	2.24	2.24	2.24	2.24	2.47	2.5	2.53	2.55	0.273	0.545	0.655
5	6	1	0.0743	1	0.0743	0.223	1 480	24	0.0041	120	2.82	2.82	2.82	2.82	3.1	3.12	3.16	3.18	0.279	0.557	0.665
6	6	1	0.0681	1	0.0681	0.198	1 170	19	0.0039	100	3.58	3.58	3.58	3.58	3.92	3.94	3.97	3.98	0.281	0.561	0.673

* FOR CONDUCTOR AT 75 DEGREES C., AIR AT 25 DEGREES C., WIND 1.4 MILES PER HOUR (2 FT / SE C), FREQUENCY= 60 CYCLES.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Cablecad Reference Manual (Markhan Ontario – Canadá)
2. Engenhouse Generic Power Utility Application Reference (Canadá, 1992)
3. Informe de Labores de la Gerencia de Operaciones de EMEPE, (Diciembre 1997)
4. Automatización de Empresas Eléctricas Aplicación del Programa Cablecad AM/FM a la Empresa Eléctrica de Santa Elena (Tópico de Graduación, Escuela Superior Politécnica del Litoral)
5. Programa para calcular Caída de Voltaje y Pérdidas en el Primario por medio del Método Voltio-Amperio-Ohmio usado por el Proyecto ESPOL - INECEL