

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**“ DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION AEREAS, RADIALES PARA CARGAS**

**RESIDENCIALES POR COMPUTADOR DIGITAL ”**

**TESIS DE GRADO**

***Néstor Albán Molina***

**QUITO, 1989**

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

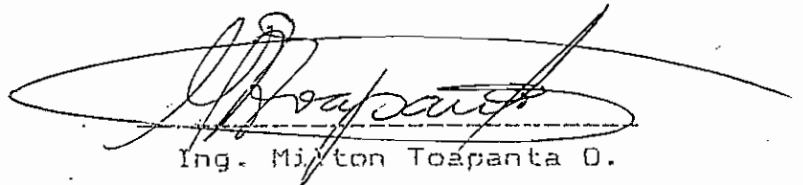
"DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION AEREAS,  
RADIALES PARA CARGAS RESIDENCIALES  
POR COMPUTADOR DIGITAL"

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO  
DE INGENIERO ELECTRICO

NESTOR SALOMON ALBAN MOLINA

QUITO, MAYO, 1.989

Certifico que el presente Trabajo  
fue realizado en su totalidad  
por el Sr..NESTOR SALOMON ALBAN MOLINA



Ing. Milton Toapanta O.

D E D I C A T O R I A

A LA MEMORIA DE MI PADRE

A MI MADRE LAURITA H.

A MIS HERMANOS.

## A G R A D E C I M I E N T O

Dejo constancia de mi más sincero agradecimiento al Ing. Milton Toapanta O. Director de Tesis, quien con su valiosa ayuda a permitido culminar con éxito este trabajo.

También quiero expresar mi agradecimiento al personal del Centro de Computo de la Escuela Politécnica Nacional, y a todos quienes me brindaron su desinteresada colaboración.

# I N D I C E

Pag.

## CAPITULO I: GENERALIDADES

1.1	Introducción.....	1
1.2	Objetivo.....	4
1.3	Alcance.....	5

## CAPITULO II: CRITERIOS GENERALES

2.1	Definiciones.....	6
2.1.1	Sistema de Distribución.....	6
2.1.2	Carga Eléctrica.....	8
2.1.3	Carga Instalada.....	9
2.1.4	Demanda.....	9
2.1.5	Demanda Máxima.....	9
2.1.6	Demanda Diversificada.....	9
2.1.7	Factor de Demanda.....	9
2.1.8	Factor de Carga.....	10
2.1.9	Factor de Diversificación.....	10
2.1.10	Factor de Utilización.....	10
2.1.11	Factor de Pérdidas.....	10
2.1.12	Típos de Sistemas de Distribución.....	10
2.2	Típos de Usuarios.....	11
2.3	Descripción de Redes.....	13

	Pag.
2.3.1	Red Primaria Aérea..... 13
2.3.1.1	Sistema Primario Trifásico de Tres Hilos..... 14
2.3.1.2	Sistema Primario Trifásico de Cuatro Hilos... 15
2.3.1.3	Conexión de los Alimentadores Primarios en Anillo..... 16
2.3.2	Red Secundaria..... 17
2.3.2.1	Sistema Secundario Trifásico de Cuatro Hilos. 17
2.3.2.2	Sistema Secundario Monofásico de Tres Hilos.. 18
2.3.2.3	Sistema Radial Subterráneo..... 20
2.3.3	Red de Alumbrado Público..... 21
2.3.3.1	Criterios Principales..... 22
2.3.3.2	Tipo de Lámparas Iluminarias usadas en Alumbrado Público..... 24
2.3.3.3	Esquemas de Control..... 27

### CAPITULO III: DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO

3.1	Niveles de Voltaje..... 28
3.2	Materiales..... 30
3.2.1	Transformador de Distribución..... 54
3.2.1.1	Tipo de Enfriamiento y de Aislamiento..... 54
3.2.1.2	Tipo de Instalación..... 55
3.2.1.3	Número de Fases..... 57
3.2.1.4	Especificaciones para la adquisición de un transformador..... 60

	Pag.
3.2.2	Conductores..... 60
3.2.2.1	Conductores de Cobre..... 61
3.2.2.2	Conductores de Aluminio..... 62
3.2.2.3	Secciones Normales..... 63
3.3	Criterios Para la Selección del Trazado..... 65
3.3.1	Localización de Postes..... 66
3.3.2	Cruce y Paralelismo..... 69

#### CAPITULO IV: FORMULACION DEL PROBLEMA

4.1	Bases para el Estudio..... 71
4.2	Análisis de Variables y Restricciones..... 72
4.2.1	Capacidad del Transformador..... 72
4.2.2	Cálculo de Caída de Voltaje..... 73
4.2.3	Caída de Voltaje Admisible..... 77
4.3	Determinación del Sistema Económico..... 79
4.3.1	Costo del Transformador..... 80
4.3.1.1	Costo de Pérdidas de Energía en Transformadores..... 81
4.3.2	Costo de los Conductores..... 82
4.3.2.1	Costo de Pérdidas de Energía en los Conductores..... 83
4.3.3	Precios Complementarios..... 87



## CAPITULO V: DESARROLLO Y APLICACION DEL PROGRAMA DIGITAL

5.1	Definición de Variables.....	92
5.2	Diagrama de Bloques.....	102
5.3	Diagramas de Flujo.....	103
5.3.1	Programa Principal.....	103
5.3.2	Subrutina CENTRO.....	110
5.3.3	Subrutina ICOYCA.....	111
5.3.4	Subrutina NORDEN.....	112
5.3.5	Subrutina IORDEN.....	113
5.4	Definición de Datos de Entrada y Salida.....	114
5.4.1	Datos de Entrada.....	114
5.4.2	Datos de Salida.....	116
5.5	Ejemplos de Aplicación.....	119
5.5.1	Análisis de Resultados.....	155

## CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 159

APENDICE A1: DIVISION DEL SUELO Y TIPO DE VIVIENDA

APENDICE A2: CARGAS TIPICAS DE APARATOS ELECTRICOS

APENDICE A3: NIVEL Y FACTOR DE UNIFORMIDAD DE

\* ILUMINACION SOBRE LA CALZADA DE SERVICIO,  
EN AUSENCIA DE DATOS NUMERICOS SOBRE EL  
TRAFICO.

APENDICE A4: GAMAS PRINCIPALES DE LAMPARAS PARA ALUMBRADO

PUBLICO.

APENDICE A5: ESQUEMAS DE CONTROL PARA ALUMBRADO PUBLICO

APENDICE B1: DISPOSICIONES PARA CONEXION A TIERRA

APENDICE B2: DISTANCIAS MINIMAS.

APENDICE B3: CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TRANSFORMADORES

APENDICE C1: FACTORES DE DIVERSIDAD PARA DETERMINACION DE  
DEMANDAS MAXIMAS DIVERSIFICADAS

APENDICE C2: COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE PARA EL 1%.

APENDICE C3: FACTOR VALOR-PRESENTE SERIE-UNIFORME.

APENDICE D: MANUAL DE USO DEL PROGRAMA.

APENDICE E: PLANOS.

B I B L I O G R A F I A.

# "DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCION AEREAS, RADIALES PARA CARGAS RESIDENCIALES POR COMPUTADOR DIGITAL"

## CAPITULO I

### GENERALIDADES

#### 1.1 Introducción

En los últimos tiempos la atención mundial dentro de la ingeniería eléctrica se ha orientado hacia los sistemas de distribución, anteriormente rezagados.

La importancia del sector de distribución en las empresas se impone por el peso relativo de las inversiones y más aún, conociendo que esta parte refleja el comportamiento de la empresa en forma directa al usuario puesto que, se encuentra más cerca del mismo.

En 1974 el INECEL toma sobre sí la responsabilidad de generación y transmisión, entregando la energía a las empresas a nivel de Subestaciones del Sistema Nacional Interconectado y estableciendo la responsabilidad casi única, dentro de las empresas eléctricas, sobre la distribución de la energía eléctrica.

La situación económica imperante en el país, exige el máximo aprovechamiento de sus recursos; por consiguiente, el INECEL y las Empresas Eléctricas deben optimizar al extremo

sus actividades.

De allí que una de las tareas fundamentales es la de entregar energía eléctrica a los consumidores a través de una red de distribución económica y que además cumpla con las especificaciones técnicas requeridas. Por tanto esta actividad debe ser objeto de análisis contínuo, tendiente a obtener mejoramiento en los resultados.

El presente trabajo recogiendo las anteriores inquietudes, desarrolla un método de diseño de redes de distribución aéreas radiales de alto y bajo voltaje dedicadas a cargas residenciales, diseñando para el efecto un programa con el computador digital.

Es conocido que, el diseño de redes de distribución para nuevas cargas residenciales, de cualquier tipo, es una tarea realizada con el consiguiente empleo de recursos humanos y materiales. Esta es actualmente realizada en gran parte manualmente y empleando, el buen criterio de la persona que la realiza, por la cual pocas veces se garantiza una solución técnica-económica de la manera más óptima.

Se han realizado varios trabajos como las de las referencias [2] y [3] en los que se considera zonas geográficas totalmente uniformes, que en la realidad resulta casi ideal, también se enfoca el problema con la ayuda de programación lineal [4].

En la presente tesis para su mejor desarrollo se han

dividido en 6 capítulos; el primero de ellos llamado Generalidades, que contempla los objetivos y el alcance del trabajo.

El segundo capítulo, Criterios Generales, que da a conocer las definiciones de los parámetros necesarios para el estudio, las clases de usuario clasificados de acuerdo a los criterios de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y además una descripción de los diferentes clases de redes de distribución existentes.

El capítulo tercero titulado Dimensionamiento y Trazado expone las indicaciones y especificaciones técnicas requeridas para seleccionar los distintos equipos y elementos requeridos para formar las redes de distribución aéreas, así como también los criterios para la correcta ubicación de los postes.

En el capítulo cuarto se hace un estudio de la formulación matemática requerida para la solución del problema con el análisis de las variables y las restricciones de manera que se tenga las bases para el desarrollo técnico-económico más adecuado.

El capítulo quinto es una aplicación de los conceptos expuestos en los capítulos anteriores, con la elaboración y aplicación del programa digital para el diseño de redes de distribución orientados al servicio de cargas residenciales.

Finalmente se obtienen algunas conclusiones y se dan ciertas recomendaciones.

## 1.2 OBJETIVO

Para el diseño de una red de distribución es necesario tener en cuenta muchos factores, pero, fundamentalmente será necesario conocer los factores técnicos y económicos. Dentro de cada uno de éstos se hallan involucrados otros factores tales como: caídas de voltaje, corrientes de carga, pérdidas, etc.

El factor económico tiene que ver con la selección adecuada de equipos y materiales que satisfagan todos los requerimientos técnicos y brinde las menores pérdidas posibles.

El estudio presentado en este trabajo tiene por objeto determinar como resultado una red de distribución aérea que cumpla con los factores técnicos y económicos por medio de un programa digital. Fundamentalmente, el problema consiste en determinar lo siguiente:

- El número y capacidad de transformadores de distribución.
- La localización de los transformadores
- La ruta del circuito primario
- El calibre del conductor requerido para el alimentador primario
- El calibre del conductor a emplearse en la red secundaria.
- El Costo Total.

### 1.3 ALCANCE

El estudio del presente trabajo se enmarca dentro de los casos más comunes en el diseño de redes de distribución. El cual contempla redes aéreas, del tipo radial, las mismas que se emplean para dar servicio eléctrico a las cargas de nuevos desarrollos urbanos en áreas residenciales, las que se instalarán de acuerdo a su factibilidad en circuitos de configuración trifásica o monofásica.

Cabe anotar que el estudio se basa en los valores y criterios de diseño que la Empresa Eléctrica Quito S.A. ha establecido como guía, en las normas que para el efecto están actualmente vigentes.

## CAPITULO II

### CRITERIOS GENERALES

#### 2.1 DEFINICIONES:

Para realizar el trabajo de diseño de las redes eléctricas de distribución es necesario el incluir conceptos y definiciones que son empleados en esta temática y que ayudarán a aclarar la acepción con los que se emplea.

##### 2.1.1 Sistema de Distribución.

Es la parte del sistema eléctrico que tiene como función suministrar a los consumidores la energía eléctrica producida en los centros de generación y transmitida por el sistema de transmisión hasta las subestaciones de distribución, bajo condiciones técnicas y de seguridad previamente establecidas. Está constituido de las partes siguientes:

- a) Subestación Principal de Reducción.- Es el sitio desde el cual se alimenta el sistema de distribución. Cambia el nivel de voltaje desde el sistema de transmisión hacia el nivel de voltaje de subtransmisión.



- b) **Línea de Subtransmisión.**- Esta línea transporta la energía eléctrica desde la subestación principal de reducción hasta la subestación de distribución.
- c) **Subestación de Distribución.**- Es el lugar donde se cambia el nivel de voltaje de subtransmisión al nivel de voltaje de los alimentadores primarios.
- d) **Sistema Primario de Distribución.**- Conjunto de líneas troncales, ramales, seccionamiento y protección. Enlaza la subestación de distribución con los transformadores de distribución.
- e) **Transformador de Distribución.**- Transformador de reducción de nivel de voltaje primario al voltaje de utilización.
- f) **Red Secundaria.**- Líneas a nivel de voltaje de utilización, y es el medio de enlace entre el transformador de distribución y las acometidas de los abonados.
- g) **Acometida.**- Es el circuito que enlaza la red pública con la instalación individual del abonado. Administrativamente el contador de energía es parte de la acometida, pudiendo ésta ser en alto o en bajo voltaje.

[15]

h) Alumbrado Público.- Es la parte del sistema de distribución que permite la seguridad en el tráfico rodado como peatonal, además aumenta la tranquilidad ciudadana.

#### 2.1.2 Carga Eléctrica.

Es el sitio donde se consume la energía eléctrica. Se clasifica generalmente considerando la localización geográfica, tipo de establecimiento del abonado, función de la dependencia del sistema eléctrico, por el tipo de tarifa y según los efectos que producen en las otras cargas.

Para el estudio, las cargas se han clasificado de acuerdo al tipo de establecimiento del abonado, esto es:

- a) Residenciales.- Son aquellos que producen bienestar familiar al usuario.
- b) Comerciales.- Son aquellos que se utilizan con fines de negocio o actividades profesionales.
- c) Industriales.- Son aquellos que están destinados a la elaboración, transformación y procesos, en orden a producir un valor agregado al producto original.

[5]

De la clasificación anterior interesa las cargas resi-

denciales por ser las que se requieren para el desarrollo de la presente tesis de grado.

### 2.1.3 Carga Instalada.

Es la sumatoria de las potencias nominales de las cargas ligadas al sistema considerado.

### 2.1.4 Demanda.

Es la potencia requerida por un sistema o parte de él, promediada en un intervalo de tiempo previamente establecido. Los intervalos de tiempo normalmente empleados son 15, 30 y 60 minutos.

### 2.1.5 Demanda Máxima.

Es la mayor demanda ocurrida en un sistema o en la parte que interesa de él, durante el período considerado. Por ejemplo, demanda máxima diaria, mensual, anual. Comúnmente se llama demanda o carga pico.

### 2.1.6 Demanda Diversificada.

Es la demanda de un grupo de carga en un intervalo particular. La demanda máxima diversificada es, normalmente menor que la suma de las demandas máximas individuales.

### 2.1.7 Factor de Demanda.

Es la relación entre la demanda máxima de un sistema a la carga total instalada.

**2.1.8 Factor de carga.**

Relación entre la demanda media y la demanda máxima ocurrida en un determinado periodo de tiempo.

**2.1.9 Factor de diversificación.**

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

**2.1.10 Factor de utilización.**

Relación entre la máxima demanda y la capacidad nominal del sistema.

**2.1.11 Factor de Pérdidas.**

Es la relación de la pérdida de potencia promedio a la pérdida de potencia a demanda máxima, durante un determinado periodo de tiempo.

**2.1.12 Tipos de Sistemas de Distribución.**

En términos generales se puede clasificar los sistemas de distribución desde un punto de vista topológico y por la forma de instalación:

- a) Sistema Radial.- Es aquel que tiene un sólo punto simultáneo para la alimentación a la carga.

- b) **Sistema Mallado.**- Es el que tiene más de un punto simultáneo para la alimentación a la carga.
- c) **Sistema Aéreo.**- Sistema cuya red está instalada en estructuras de soporte mecánico, levantadas sobre el terreno.
- d) **Sistema Subterráneo.**- Sistema cuya red está enterrada directamente en el suelo o en un sistema de canalizaciones o ductos. Las líneas son de cables aislados adecuadamente.

[15]

## 2.2. Tipos de Usuarios.

Los tipos de usuarios de la energía eléctrica son: Residencial, comercial, industrial, alumbrado público, entidades oficiales, entidades de asistencia social y de beneficio público y otros (bombeo agua potable, bombeo agua de riego, etc.). De todos éstos, el que interesa es el residencial. El servicio residencial se define como el destinado a uso doméstico en las habitaciones y anexos que normalmente constituyen la residencia de una unidad familiar. Se clasifican también en esta categoría los abonados de pequeños consumos y bajos recursos económicos que tengan integrada a su vivienda una pequeña actividad de comercio y pequeños talleres de artesanía.

Los parámetros de diseño son función de la utilización de la energía, asociada a la demanda por usuario y a su distribución en el área considerada, por consiguiente es necesario establecer una clasificación de los consumidores de

EE 2?

acuerdo a factores que determinan la incidencia de la demanda sobre la red de distribución. Los requerimientos de energía para los múltiples usos varían dentro de un rango de gran amplitud y considerando que el campo de aplicación del presente estudio se limita al diseño de instalaciones eléctricas para nuevos desarrollos urbanísticos en áreas residenciales, la clasificación de abonados se reduce para el grupo de consumidores con requerimientos de energía preponderantemente para aplicaciones domésticas, definida anteriormente.

De acuerdo a lo estipulado en las normas de la EEQSA, se tiene una división en usuarios tipos A, B, C, D, y E. Donde los cuatro primeros corresponden a usuarios localizados en área urbana. Clasificación que tiene como fuente el reglamento de zonificación del I. Municipio de Quito, que está en función del tipo de zona, área mínima del lote, vivienda tipo y frente mínimo del lote (Apéndice A1). Los consumidores localizados fuera del área urbana, agrupados en pequeñas comunidades o dispersas que se asientan en el área rural, para propósitos de establecer los parámetros de diseño, según las normas de la EEQSA, constituyen el grupo de usuarios Tipo E.

Es obvio que dependiendo del tipo de usuario se tendrá una carga instalada, la misma que va incrementándose en el orden de tipo de abonado E, D, C, B, A respectivamente (Apéndice A2).

[1].

### 2.3 Descripción de Redes.

La configuración de los circuitos para redes de alto y bajo voltaje a considerar, están relacionadas con la demanda de diseño, la tensión primaria y el tipo de instalación. Según la EEQSA, se emplea los tipos de instalaciones que se indican a continuación:

USUARIO TIPO	TIPO DE INSTALACION	CONFIGURACION. DE CIRCUITOS	
		ALTO VOLTAJE	BAJO VOLTAJE
A	Subterránea	Trifásica	Trifásica
B	Subterránea o Aérea	Trifásica	Trifásica
C y D	Aérea	Trifásica o monofásica	Trifásica o monofásica
E	Aérea	Monofásica	Monofásica

[1]

#### 2.3.1 Red Primaria Aérea.

Los alimentadores primarios que parten de la subestación de distribución están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes. En regiones rurales, en las que la densidad de carga es baja, es recomendable utilizar el sistema radial puro. En regiones urbanas, con mayor densidad de carga, los alimentadores primarios que parten de la misma subestación o de subestaciones diferentes, tienen puntos de interconexión. En servicio normal estos puntos de interconexión están abiertos; en condiciones de emergencia permiten pasar parte de la carga de un alimen-

tador a otro.

Para la alimentación primaria radial se utilizan los Sistemas Trifásicos : de tres hilos y de cuatro hilos. Los primarios monofásicos se obtienen de los anteriores tomando una fase y el neutro.

### 2.3.1.1 Sistema Primario Trifásico de tres hilos.

En este sistema del cual se indica un diagrama trifilar en la figura 2.1, la alimentación troncal del alimentador primario está constituida por un circuito trifásico de tres hilos; los ramales pueden ser también trifásicos de tres hilos y alimentar transformadores de distribución trifásicos o bien estar constituidos por dos conductores de fase que alimentan transformadores de distribución monofásicos.

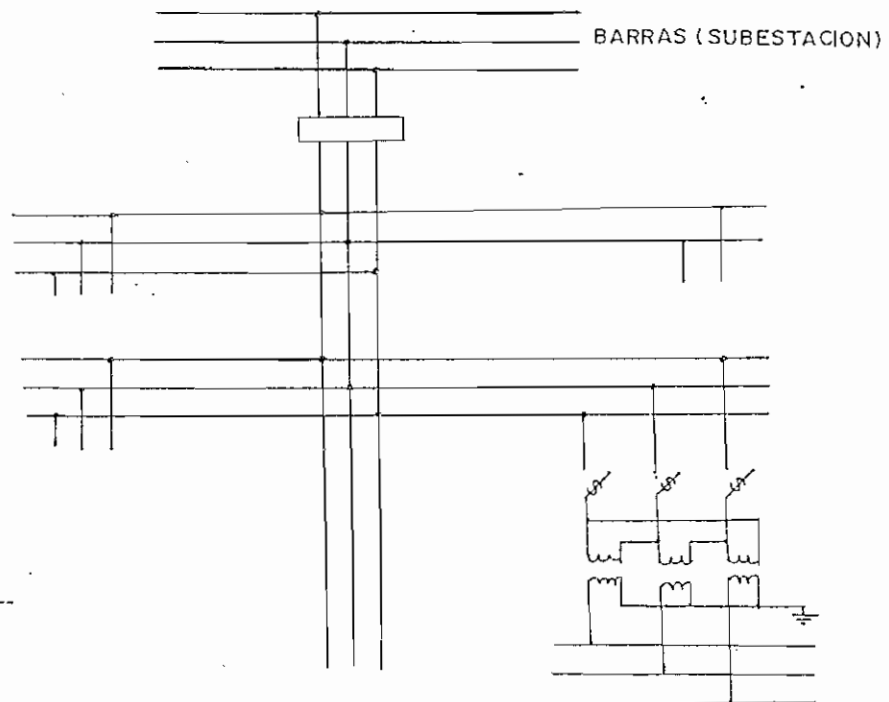


Fig. 2.1 Sistema de distribución radial con alimentadores trifásicos de tres hilos.



### 2.3.1.2 Sistema Primario Trifásico de cuatro hilos.

En este Sistema, cuyo diagrama trifilar se indica en la figura 2.2, la alimentación que sale de la subestación consiste en una alimentación trifásica formada por tres conductores de fase y un conductor neutro. La mayor parte del alimentador primario consiste en un circuito monofásico formado por un conductor de fase y un conductor neutro. Para que este Sistema funcione correctamente el neutro debe estar conectado a tierra; si por algún motivo el neutro se desconectase de tierra, podría dar lugar a elevaciones peligrosas del voltaje.

En este sistema de cuatro hilos, las cargas trifásicas se toman entre los tres conductores de fase y las cargas monofásicas pueden tomarse entre dos conductores de fase o entre un conductor de fase y el neutro.

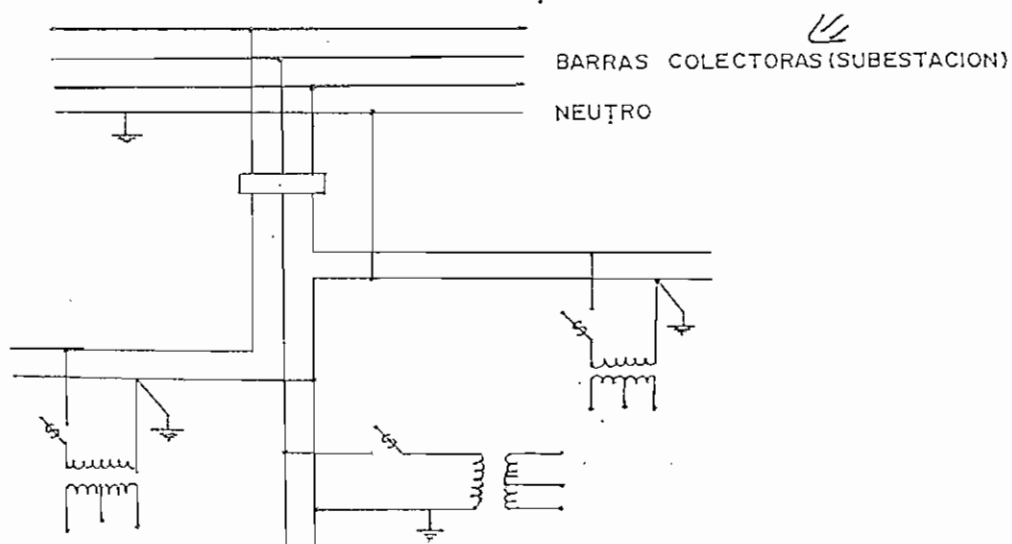


Fig. 2.2 Sistema de Distribución radial con alimentadores primarios trifásicos de cuatro hilos.

### 2.3.1.3 Conexión de los alimentadores primarios en anillo.

Cuando la zona tiene una elevada densidad de carga, se puede recurrir, para mejorar la continuidad del servicio, interconectado los extremos de dos alimentadores primarios que salen de una misma subestación mediante un interruptor, como el que se indica en la figura 2.3.

Este arreglo puede operarse de dos maneras:

Operación con el interruptor de interconexión normalmente abierto, en cuyo caso los dos alimentadores funcionan como alimentadores radiales; en el caso de una falla en un alimentador, se abre el interruptor correspondiente de la subestación y después de desconectar la zona afectada por la falla puede cerrarse el interruptor de interconexión para tomar parte de la carga del alimentador afectado por la falla.

Operación con el interruptor de interconexión normalmente cerrado, en cuyo caso opera como anillo; la carga total se divide entre los dos alimentadores, obteniéndose una mejor regulación de voltaje. Una falla en un punto del anillo provoca la apertura del interruptor de interconexión y luego abre el interruptor de la subestación correspondiente al alimentador averiado.

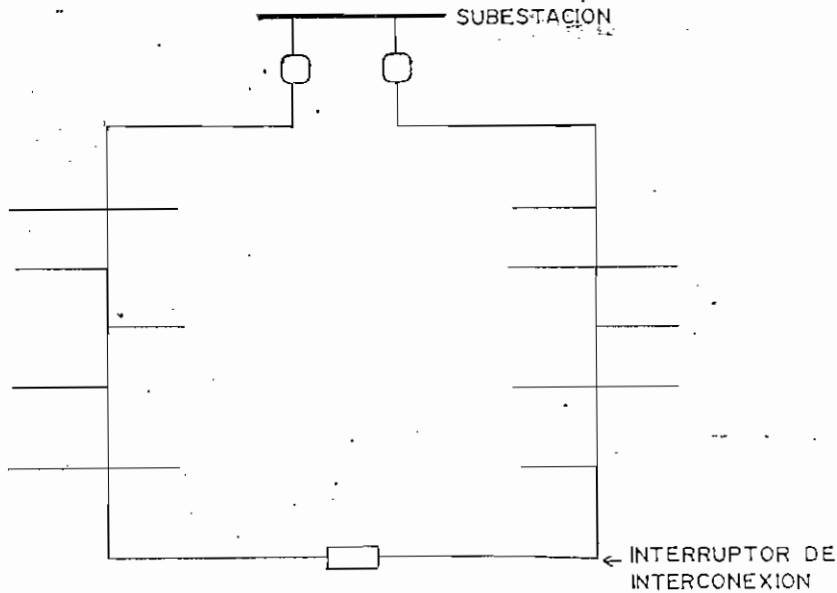


Fig. 2.3 Conexión de los alimentadores primarios en anillo.

### 2.3.2 Red Secundaria.

Los circuitos secundarios conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios alimentados por ese transformador.

En lo que respecta a los circuitos secundarios de los sistemas radiales, existen dos tipos principales: trifásicos de cuatro hilos y monofásico de tres hilos; en caso de cargas industriales se utilizan circuitos trifásicos de tres hilos.

#### 2.3.2.1 Sistema Secundario Trifásico de cuatro hilos.

Este tipo de circuitos secundarios se alimenta desde el circuito primario mediante transformadores de distribución trifásicos con conexión delta en el lado de alto voltaje y conexión estrella con neutro a tierra en el lado de bajo voltaje, como indica en la figura

2.4.

Las cargas trifásicas se alimentan de los tres conductores de fase; las cargas monofásicas pueden alimentarse de una fase y neutro.

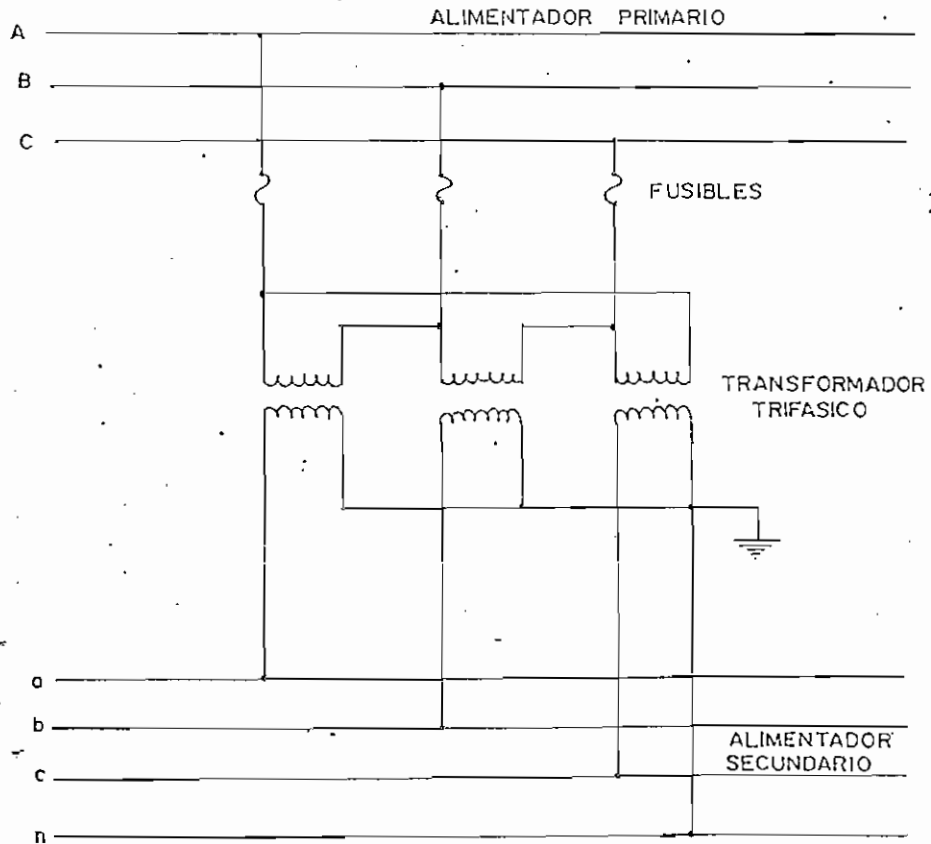


Fig. 2.4 Sistema secundario trifásico de cuatro hilos.

### 2.3.2.2 Sistema Secundario Monofásico de tres hilos.

Este sistema se alimenta desde el circuito primario mediante transformadores de distribución monofásicos, como se indica en la figura 2.5. La figura 2.5a representa el caso de un sistema alimentado desde dos fases de un alimentador primario de tres hilos y la figura 2.5b es de un sistema alimentado de una fase y

el neutro de un alimentador primario de cuatro hilos.

En este sistema las cargas monofásicas pueden alimentarse de un hilo de fase y el neutro,

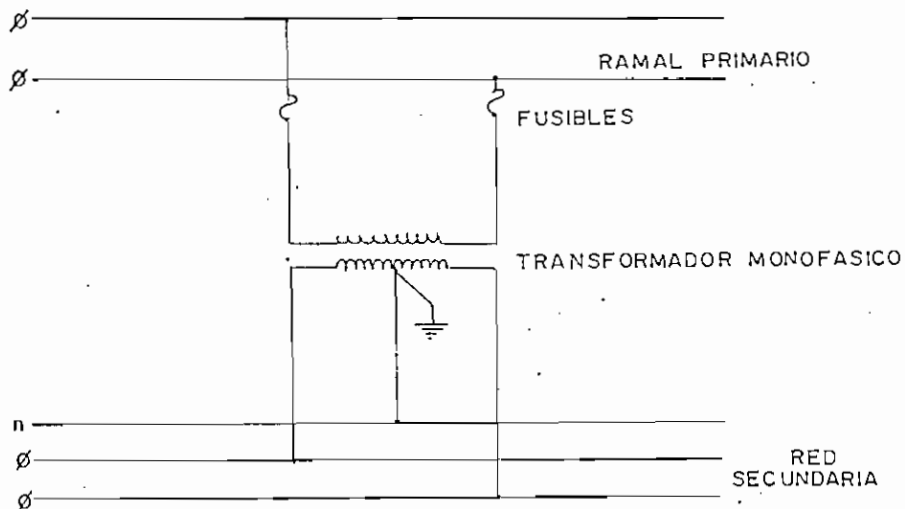


Fig. 2.5a. Sistema secundario monofásico de tres hilos alimentado desde dos fases de un sistema primario de tres hilos.

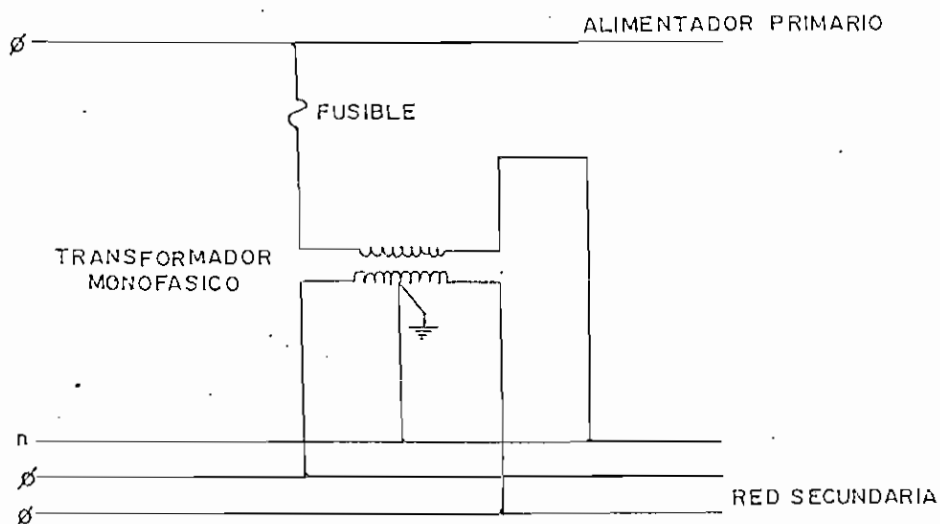


Fig. 2.5b. Sistema secundario monofásico de tres hilos alimentado desde una fase y el neutro de un sistema primario de cuatro hilos, con neutro común.

Fig. 2.5 Sistema secundario monofásico de tres hilos.

### 2.3.2.3 Sistema Radial Subterráneo.

Estos sistemas de distribución por ser subterráneos están menos expuestos a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil de localizar y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se instalan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. Así también se colocan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo; como se indica en la figura 2.6.

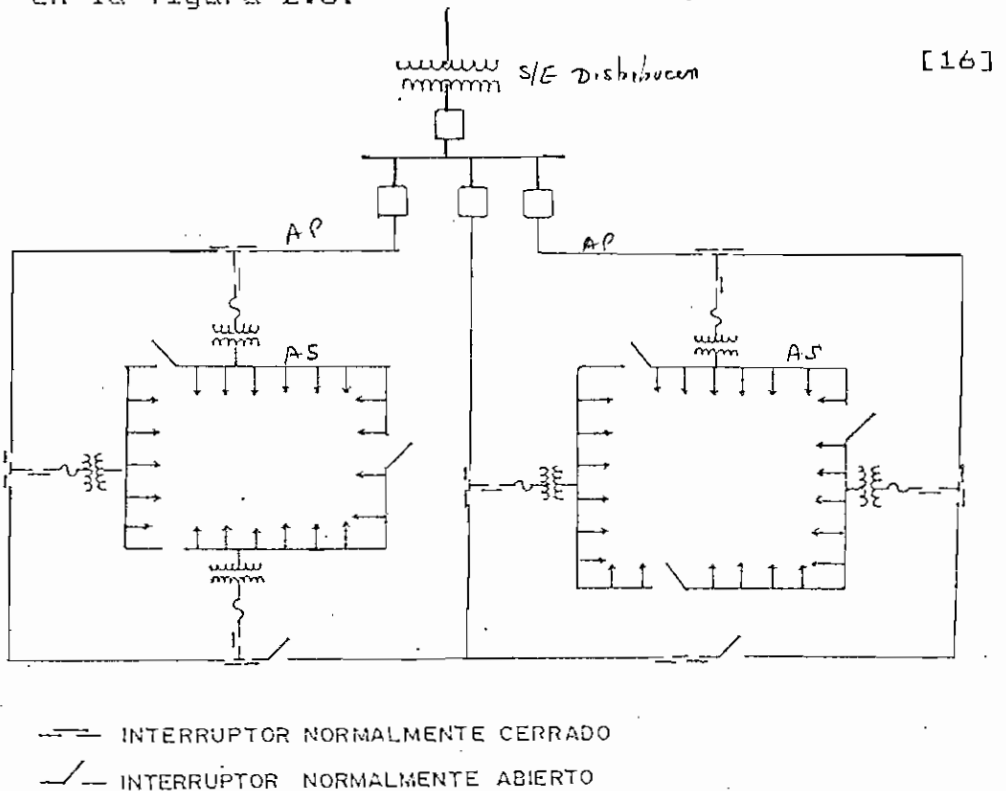


Fig. 2.6 Sistema de distribución radial subterráneo.

### 2.3.3 Red de Alumbrado Público.

Las redes de Alumbrado Público se consideran paralelamente con las redes primaria y secundaria, cumpliendo así con las instalaciones para la distribución de energía eléctrica.

El diseño de redes de alumbrado comprende la determinación de iluminación y de los factores de uniformidad, la selección de las fuentes luminosas y de los artefactos a emplearse, la elección de los sistemas de control, además la localización y disposición de los elementos para su montaje.

Un buen alumbrado es un derecho indiscutible de la humanidad por tanto, no debe sacrificarse con el pretexto de ahorrar energía. Se asegura que el alumbrado público consume únicamente el 4% de la energía primaria mundial; siendo así, el alumbrado público se podría considerar como un humilde consumidor.

Si los proyectos de alumbrado público son técnicamente estructurados, es posible reducir un porcentaje considerable las pérdidas de energía en las redes de distribución. Para esto es necesario conocer todos los comportamientos y análisis que resultan del circuito eléctrico al enlazar la red de distribución con la luminaria, principal elemento de diseño.

El costo y el consumo de energía de una instala-

ción son modificados por el tipo de lámpara y luminaria, la distancia entre postes y su colocación adecuada para cumplir ciertos requisitos de calidad para la vía en cuestión.

#### 2.3.3.1 Criterios Principales.

Un buen alumbrado debe considerar cinco criterios principales de cantidad y calidad; siendo los siguientes:

##### a) Niveles de Iluminación y Factores de Uniformidad.

Nivel de Iluminación: Es el flujo luminoso por unidad de área ( $\text{lumen/m}^2$ , lux), medido en sentido horizontal y a nivel de la calzada, que debe ser mantenido para la condición que considere el rendimiento mínimo de la fuente luminosa y la pérdida de la eficiencia por el envejecimiento.

Factor de uniformidad: Es la relación entre el nivel de iluminación mínimo medido en cualquier punto de la calzada y el nivel de iluminación medio.

En el apéndice A3 se presenta un estrato de la extensa lista de niveles lumínicos recomendados por la Comisión Internacional de Iluminación "CIE".



## b) Equilibrio del Alumbrado

Para obtener una excelente distribución el alumbrado deberá ser plano, sin sombras el cual resultará difuso y no proporcionará una percepción tridimensional de la gente y de los objetos.

Por consiguiente, es necesario un equilibrio sensible, evitando un alumbrado demasiado difuso como demasiado direccional.

## c) Deslumbramiento

El deslumbramiento, tanto directo desde la fuente de la luz como el reflejado resulta incómodo, produciendo en algunos casos ceguera momentánea. Las causas posibles son las siguientes:

- Intensidad luminosa
- Luminancia de la superficie
- Número de luminarias
- Distancia entre luminarias
- Color de la luz

## d) Rendimiento en Color

La forma en que la luz reproduce los colores se denomina rendimiento en color; puesto que los colores de los objetos que se encuentran alrededor, se determinan en parte por la luz bajo con la cual se miren.

Para el caso del alumbrado vial y de seguridad, raramente es necesario reconocer los colores, éste factor será importante en zonas altamente comerciales.

e) Mantenimiento Planificado

El polvo y la suciedad que se acumulan en las luminarias absorben la luz y malgastan la energía, pudiendo disminuir la iluminación hasta en un 50%.

También es preciso tener en cuenta el hecho de que las lámparas generan menos luz cuanto más tiempo hayan estado encendidas. Para evitar las pérdidas en el flujo luminoso o emitido se tiene dos caminos a saber:

El primero es instalar una cantidad de luces adicionales y el segundo, el más importante y más económico es el Mantenimiento Planificado, para ello deben reemplazarse a intervalos regulares y bien calculados de antemano todas las lámparas o partes requeridas, a más de la limpieza.

2.3.3.2 Tipo de Lámpara y Luminaria usada en Alumbrado Público.

Las luminarias de distribución asimétrica son las de mayor aplicación en el alumbrado de calles y carreteras, por ser éstas las que ofrecen un mejor aprove-

chamiento del flujo luminoso.

Para el alumbrado de plazas y grandes espacios son más adecuados las luminarias de distribución simétrica.

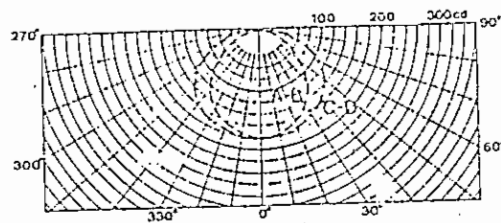


Fig.2.7a Lámpara Simétrica

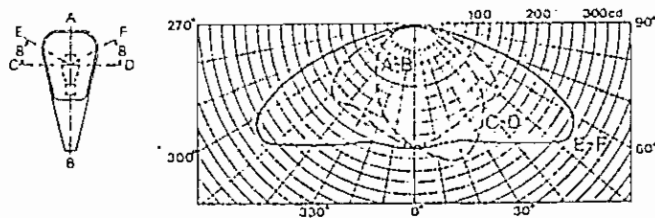


Fig.2.7b Lámpara Asimétrica

Fig 2.7 Tipo de Lámparas

Dentro de la gran variedad de lámparas existentes, el empleo de uno u otro tipo en el alumbrado público, viene determinado en cada caso por diversos factores,

anotándose como los más principales los siguientes:

- 1.- Rendimiento luminoso
- 2.- Utilización anual
- 3.- Costo de adquisición
- 4.- Color de luz

Además de los factores anteriores se debe considerar las fluctuaciones del voltaje de la red y la temperatura ambiente, por tener influencia sobre el rendimiento y la duración de la lámpara.

Con el desarrollo las lámparas de vapor de mercurio y de vapor de sodio a alta presión, se ha llegado a conseguir un alto rendimiento con una larga vida útil y una aceptable reproducción de los colores; además disponen de una extensa gama de potencias.

Por lo que respecta a otros tipos de lámparas como las incandescentes y fluorescentes, se ha dejado de instalar, las primeras debido a su bajo rendimiento y las segundas por su gran sensibilidad a las temperaturas bajas y a las corrientes de aire.

La lámpara de sodio a baja presión que por ahora presenta los mayores rendimientos lumínicos y un funcionamiento con baja potencia y muy larga vida, emite hasta 200 lúmenes por vatio.

En los cuadros que se indica en el apéndice A4 se

encuentran las principales lámparas para alumbrado público

[8]

### 2.3.3.3 Esquemas de Control

Para lámparas con una potencia nominal mayor o igual a 400 vatios se utilizará el control individual mediante un contactor accionado por una fotocélula, incorporada al artefacto como parte integral.

Para lámparas con una potencia nominal inferior a 400 vatios, se utilizará el control múltiple paralelo dispuestos a partir de cada centro de transformación se llevará un conductor adicional, hilo piloto controlado por fotocélula y contactor unipolar conectando a una de las fases; las luminarias se conectarán en paralelo entre el hilo piloto y una de las fases de la red secundaria que corresponda a una fase diferente de la controlada.

Los circuitos de control serán independientes entre centros de transformación y tendrán una capacidad máxima de 60 Amperios.

En el apéndice A5 se indican los esquemas de control más comunes.

[1]

## CAPITULO III

### DIMENSIONAMIENTO Y TRAZADO

#### 3.1 Niveles de Voltaje.-

Los niveles de voltaje en el Sistema de Distribución de energía eléctrica se clasifican en: voltaje Primario y Secundario.

El Voltaje Primario, es el voltaje, con el cual se alimenta los transformadores de distribución.

Voltaje Secundario, es el que se obtiene a partir del bobinado secundario del transformador de distribución, su valor es tal que permite el correcto funcionamiento de los distintos aparatos eléctricos usados con el fin de aprovechar la energía eléctrica. Tanto en las redes de alto y bajo voltaje se puede tener circuitos de configuración trifásica o monofásica. El nivel de voltaje para un alimentador primario monofásico se obtiene a partir de los alimentadores trifásicos conectados en estrella, dividiendo el voltaje entre fases para el factor  $\sqrt{3}$ . En bajo voltaje los circuitos monofásicos se obtiene a partir de circuitos trifásicos, como en el caso anterior o directamente desde circuitos con transformadores monofásicos.

A nivel de Sistema Primario, el Ecuador tiene los siguientes valores de voltaje en voltios:

Trifásicos	Monofásicos
• 22860 GRDY	13200
22000 GRDY	12702
13800 GRDY	7979
• 13200 GRDY	7620
4160 GRDY	2400
6300 Y	

En el Sistema secundario los valores nominales de Voltaje en voltios son:

- Trifásicos

240	Conexión triángulo a 3 conductores
208	Conexión estrella a 3 conductores
$\phi-N$ $\phi-\phi$ 120/240	Conexión triángulo a 4 conductores
120/208	Conexión extrella a 4 conductores ←
121/210	Conexión estrella a 4 conductores —

- Monofásicos

120 a 2 conductores	
$\phi-N$ $\phi-\phi$ 120/240 a 3 conductores	
120/208 a 3 conductores	
121/210 a 3 conductores	[19]

INECEL como organismo rector de la electrificación a través de su unidad de electrificación rural ha normalizado como voltajes para el sector rural, los valores de  $\phi-\phi$   $\phi-N$  23/13.2 y 13.2/7.6 KV en el sistema primario. Para el sistema secundario recomienda los siguientes valores:

120/240	Voltios en circuitos monofásicos a tres conductores.
120	Voltios en circuitos monofásicos a dos conductores.
120/208	Voltios en circuitos trifásicos a tres y cuatro conductores. [10]

En el caso de Quito, la Empresa Eléctrica que lleva el mismo nombre utiliza a nivel primario los voltajes: 6.3, 13.2 y 22.8 KV.

### 3.2 Materiales.

Los materiales empleados en una red de distribución son función directa de las características de la misma. En una red aérea se tiene los siguientes:

- Transformador de Distribución
- Equipos de Protección y Seccionamiento ①
- Aisladores
- Conductores Desnudos y Aislados
- Accesorios para Conductores
- Material para Conexión a Tierra
- Postes
- Herrajes y Cables de Acero
- Misceláneos

Una descripción, señalando las características más importantes que estos materiales y equipos se expone a continuación:



## Equipos de Protección y Seccionamiento

Durante la operación las redes aéreas de distribución están sujetas a una serie de eventos que modifican sus características, por consiguiente pueden hacer variar los requerimientos establecidos en la confiabilidad del suministro de la potencia eléctrica. Estas contingencias pueden ser de orígenes diversos, algunos propios de la red y otros ajenos a ella, como ejemplos pueden mencionar a los siguientes:

Efectos de las descargas atmosféricas, choques de autos con los postes, caída de ramas en las líneas, efecto de sismos, vientos que ponen en contacto los conductores; vandalismo, etc.

Las fallas tienen, características de transitorias en un porcentaje de 70 - 80 % para redes de distribución aéreas y 0% en redes subterráneas. Las fallas son permanentes en un 100% para redes subterráneas, en redes aéreas alcanzan del 20-30%. [12]

En redes aéreas o subterráneas básicamente existen dos problemas que requieren de soluciones técnicas adecuadas: con el fin de limitar dentro de lo posible las salidas de servicio. Estos problemas se refieren principalmente a:

Efectos de sobrevoltajes de origen externo y el efecto del corto circuito.

Por lo tanto, para proteger se emplea los siguientes dispositivos:

a). Pararrayo.- Es el elemento de protección contra sobrevoltajes, usado en los transformadores de distribución.

Para seleccionar correctamente un pararrayo tipo distribución es necesario conocer su voltaje nominal, el mismo que se obtiene como:

$$V_n = K_e * V_{f-f}$$

donde:

$V_{f-f}$  = Voltaje nominal entre dos fases de la línea.

$K_e$  = factor de conexión a tierra.

El factor  $K_e$  relaciona la forma como se encuentra conectado a tierra el equipo en las instalaciones del sistema. Para sistemas con el neutro sólidamente conectado a tierra,  $K_e$  vale 0.8 en los sistemas con neutro flotante o conectado a tierra a través de una impedancia de alto valor,  $K_e$  toma el valor de 1.0.

[17]

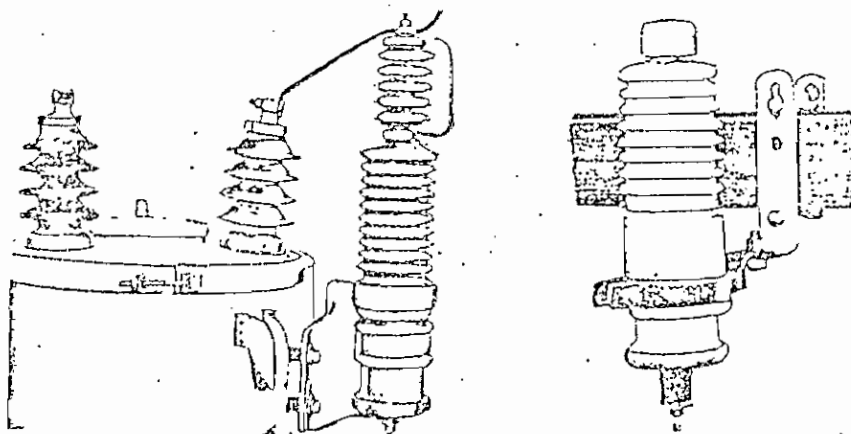


Fig: 3.1 Pararrayos

b) Seccionador Fusible.- Es el elemento contra sobrecorrientes. En distribución puede ser del tipo cerrado, abierto, de fusible descubierto como se indica en la figura 3.2.

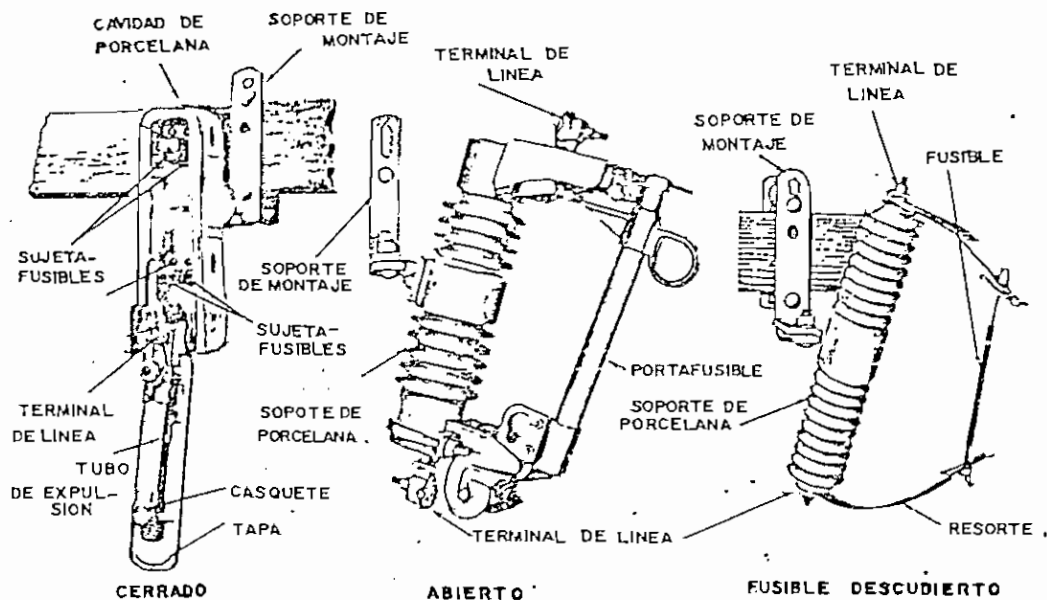


Fig: 3.2 Seccionadores Fusibles

Por el principio de operación puede ser de expulsión o de tira fusible localizada dentro del cartucho portafusible, en presencia de una corriente de falla, el fusible se funde, bloqueando de esta forma el efecto de la falla.

Para la selección del seccionador fusible se debe especificar la frecuencia, la capacidad nominal de corriente, el voltaje nominal, el voltaje máximo de diseño y la capacidad de interrupción.

Las partes de un fusible son:

- Botón
- Elemento fusible
- Conector

las mismas que se presentan en el siguiente gráfico; en el que se puede también observar fusibles para un rango de 1 a 200 Amperios.

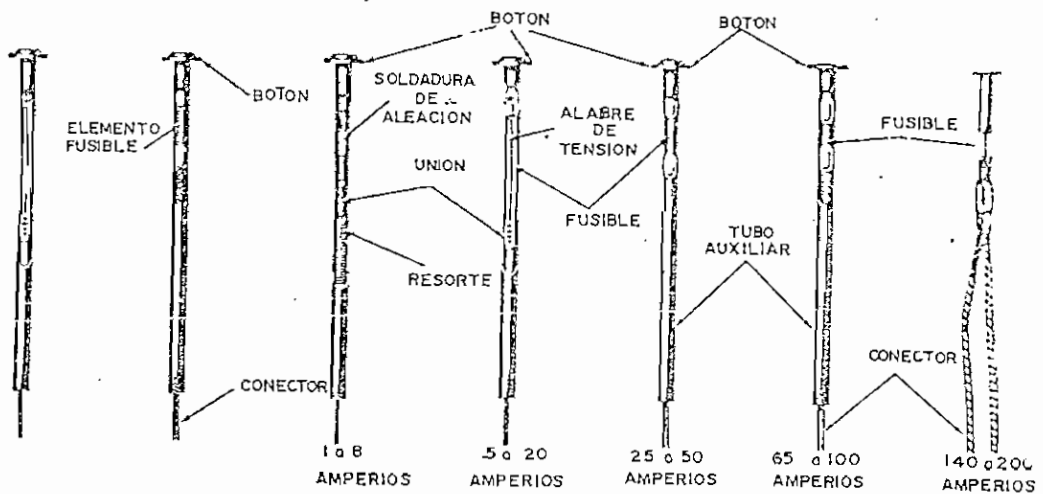


Fig: 3.3 Fusibles

Para la selección de un fusible es necesario conocer las características tiempo-corriente que son función de la longitud y del área transversal del fusible.

Los fusibles se clasifican en los siguientes tipos:

Fusible tipo E, llamado también de poder, es aplicable en subestaciones de voltaje comprendidos entre los siguientes valores, de 0.6 - 169 KV. Los valores nominales son:

0.5E, 1E, 2E, 3E, 5E, 7E, 10E, 15E, 20E, 30E, 40E, 50E, 65E, 80E, 100E, 125E, 150E, 200E, 250E, 300E, 400E.

Los fusibles Tipo H proporcionan protección contra sobrecargas y no operan con corrientes de avalancha de corta duración (debido a arranque de motores, energización de capacitores, descargas atmosféricas, etc). Son aplicables en la protección de equipos y en el lado de alto voltaje de los transformadores de distribución; sus valores nominales son:

1H, 2H, 3H, 4H, 5H, 9H

En las derivaciones de las líneas primarias comunmente se emplean para la protección de sobrecorrientes los fusibles tipo K, que son de rápida fundición y los tipo T que se funden más despacio que los anteriores. Los valores nominales para estos fusibles tipo K y tipo T respectivamente son:

6K, 8K, 10K, 12K, 14K, 15K, 20K, 25K, 30K, 40K, 50K;  
65K, 80K, 100K, 140K, 200K.

6T, 8T, 10T, 14T, 15T, 20T, 25T, 30T, 40T, 50T, 60T,  
75T, 85T, 100T, 150T, 200T.

Los fusibles tipo NH son utilizados para bajo voltaje, generalmente se localizan luego de la salida del transformador de distribución. Se encuentran en los siguientes tamaños normalizados:

NH-00, NH-0, NH-1, NH-2, NH-3, NH-4.

Equipo de Alumbrado Público. Para disponer de alumbrado público se necesita luminarias seleccionadas de acuerdo a los requerimientos. Las luminarias generalmente están compuestas por una carcasa de aluminio fundido de alta resistencia al impacto y a la corrosión, reflector de aluminio anodizado, en su interior se localiza la lámpara de capacidad previamente establecida de acuerdo a los requerimientos lumínicos. Los tipos de lámparas, más adecuadas para el alumbrado público son las lámparas de vapor de mercurio en la modalidad del color corregido y las lámparas de vapor de sodio debido a su alto rendimiento y larga vida útil; además existen en una extensa gama de potencias.

Las lámparas de vapor de mercurio se emplean donde sea imprescindible los colores y las figuras sin distorsión.

Las lámparas de vapor de sodio son usadas generalmente por su intensa agudez visual, en donde existe polvo, neblina, etc. En lugares que no interesa la reproducción exacta de los colores.

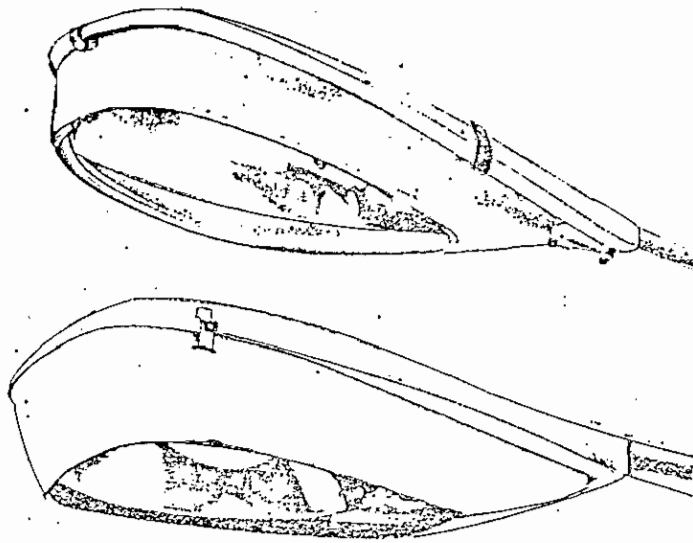


Fig. 3.4a.- Lámpara de Mercurio

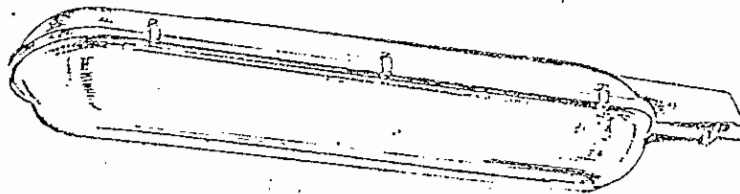


Fig. 3.4b Luminaria de Sodio

Fig. 3.4 Luminarias de Mercurio y Sodio

La sujeción de las luminarias se hace con brazos de tubo de hierro galvanizado, colocados en los postes respectivos.

Para el control automático del alumbrado público se requiere de los siguientes elementos:

- Interruptor fotoeléctrico (fotocélula)
- Relé con receptáculo para fotocontrol

En las luminarias que no disponen de fotocélula incorporada, los circuitos de alumbrado público se controlan automáticamente por medio de interruptores fotoeléctricos,

los cuales comandan a los relés unipolares que energizan los hilos pilotos correspondientes. El hilo piloto generalmente se apoya sobre los bastidores de la red secundaria.

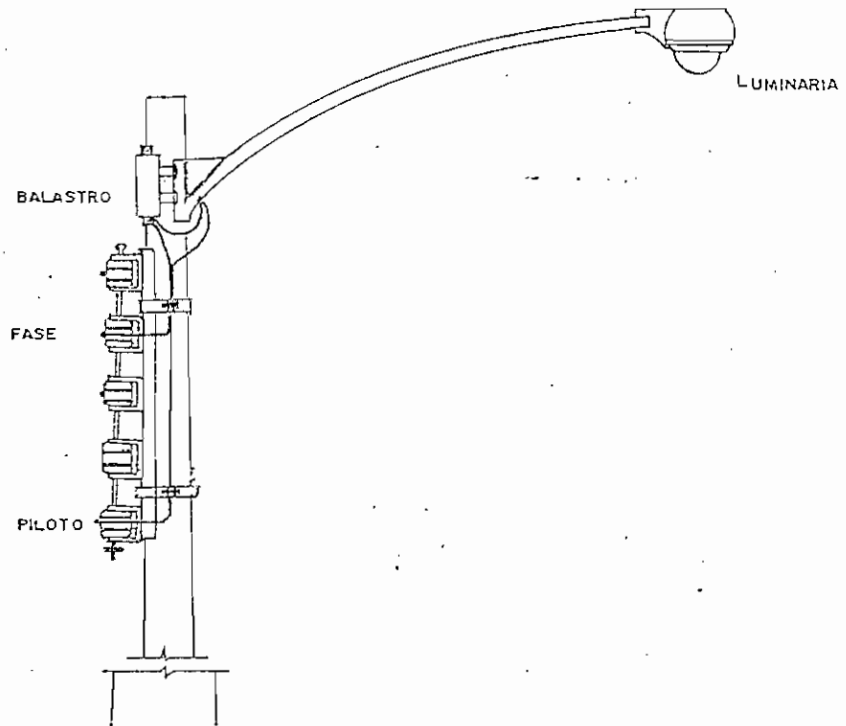


Fig. 3.5 Luminaria en Poste de Baja Tensión

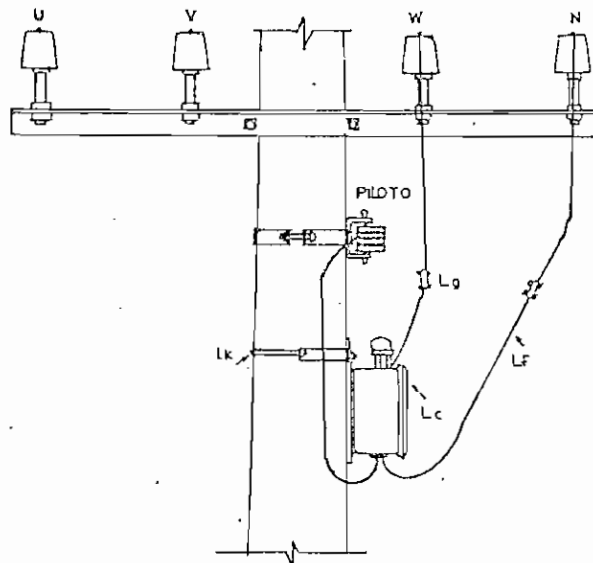


Fig. 3.6 Relé y célula fotoeléctrica incorporada

- ic.- Relé con célula fotoeléctrica incorporada
- if.- Conductor aislado de cobre
- ig.- Fusible
- ik.- Perno "U" con abrazadera



**Aisladores.**— La característica de funcionamiento de las redes eléctricas dependen en gran parte de sus aisladores. El aislador debe tener alta resistencia mecánica y alta rigidez dieléctrica; son diseñados de tal manera que la lluvia elimine el polvo y la suciedad.

Los aisladores se fabrican de porcelana, vidrio y compuestos patentados. La porcelana es el producto cerámico más noble, el más blanco de todos, este material tiene una extraordinaria importancia en la técnica de alto voltaje se debe a la resistencia del mismo a los agentes atmosféricos, químicos y físicos. Tiene como inconveniente el aumento de la conductividad con la temperatura, es más costoso que los otros materiales.

El vidrio permite descubrir fácilmente sus roturas y defectos. Los aisladores de este material han adquirido importancia extraordinaria gracias a los progresos realizados para obtener mejoramiento en la resistencia mecánica. Los preparados patentados tienen buenas cualidades mecánicas y se moldean fácilmente en la forma que se desee. Sin embargo no pueden resistir esfuerzos mecánicos, importantes combinados con los esfuerzos eléctricos y la exposición a la interperie, lo que hace que su utilización se limite a los bajos voltajes y a las instalaciones interiores.

Para redes de distribución las características de los aisladores, en función del voltaje nominal del sistema y del tipo de estructura en la cual se ubicarán, referidos a las

normas ANSI deberán corresponder a la clase que se indica a continuación:

- Aislador tipo SUSPENSION clase ANSI 52-1 en cadenas de 1, 2 y 3 aisladores por fase para un voltaje nominal respectivamente de 6.3, 13.8 y 23 KV.

- Aislador Tipo ESPIGA, provisto en el cuello de un esmalte semiconductor para reducir el nivel de la radiointerferencia.

Clase ANSI 56-1 uno por cada fase para un voltaje nominal de 23KV.

Clase ANSI 56-5 uno por cada fase para un voltaje nominal de 13.8 KV.

Clase ANSI 55-3 uno por cada fase para un voltaje nominal de 6.3 KV.

Para conductores número 4/0 - 350 MCM, utilizar aislador clase ANSI 55-4.

- Aislados Tipo RETENIDA se utiliza en los tensores ubicados en postes de alto voltaje con el objeto de evitar el contacto de tierra con cualquier fase, garantizando la seguridad de los transeuntes, se recomienda lo siguiente:

Aislador Tipo RETENIDA, clase ANSI 54-3 para un voltaje nominal de 23 KV., para voltajes inferiores se utiliza, el de clase ANSI 54-2.

- Aislador tipo ROLLO clase ANSI 53-2 empleado en las redes secundarias y en el neutro de las redes de alto voltaje. [1]

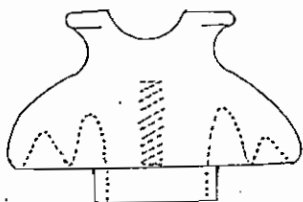


Fig. 3.7a. Aislador Tipo PIN.

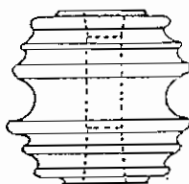


Fig. 3.7b Aislador Tipo Rollo

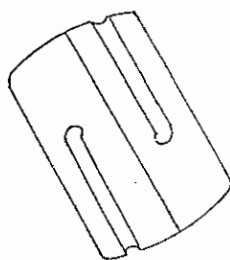


Fig. 3.7c. Aislador Tipo Retenida

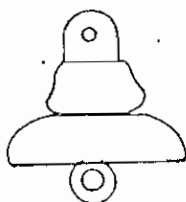


Fig. 3.7d. Aislador Tipo Suspensión

Fig. 3.7. Aisladores.

Accesorios para Conductores.- En la construcción de redes de distribución es necesario la utilización de accesorios adecuados para sujetar los conductores a los aisladores, así como también para los empalmes que se requieran. En la selección y dimensionamiento de estos accesorios se debe tomar en cuenta el calibre del conductor, el voltaje nominal del sistema y lugar de fijación. Entre los principales elementos se tiene los siguientes:

- Cinta de armar de aleación de aluminio temple cero, de 1.27 mm de espesor por 7.62 mm de ancho, su longitud se indica en la tabla siguiente.
- Alambre desnudo sólido de aluminio recocido, adecuado para ataduras, el calibre y la longitud se indica en la tabla siguiente.

Conductor #AWG	Alambres para Atar		Cinta de armar 1.27*7.62mm		
	Alambre #AWG	Longitud(m)		Longitud (m)	
		23KV	6.3KV	23 KV	6.3 KV
4	6	1.4	1.2	2.1	1.5
2	4	1.5	1.4	2.4	2.1
1/0	4	1.7	1.5	3.1	2.4
2/0	4	1.7	1.5	3.4	2.7
3/0	4	1.8	1.7	4.0	3.0
4/0	4	1.8	1.7	4.2	3.0

- Grapa terminal apernada, para conductores de aluminio o aluminio reforzado con alma de acero.

- Grapa para derivación de línea en caliente para conductores de aluminio y/o cobre.
- Retenedor terminal preformado.
- Conector de ranuras paralelas con pernos de ajuste para unir conductores de aluminio y/o cobre.
- Conector de perno hendido, para unir conductores de aluminio y/o cobre.

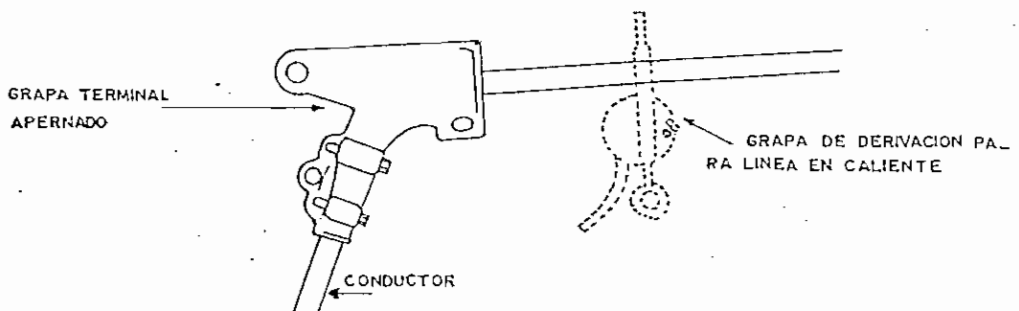
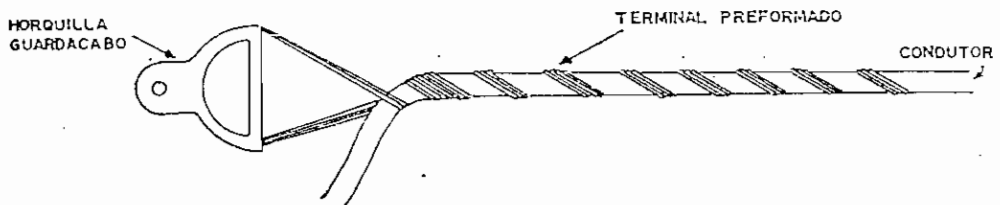
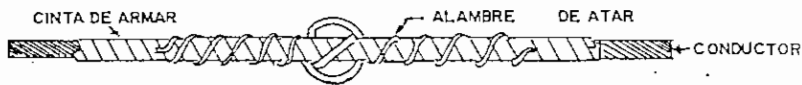


Fig. 3.8 Accesorios para Conductores

## Material para conexión a tierra

La puesta a tierra en un sistema eléctrico debe realizarse mediante conexión a tierra de los conductores que no sean líneas vivas (neutro). Los pararrayos, y en general todas las partes metálicas que tengan relación con los equipos y aparatos eléctricos.

Las conexiones a tierra se efectuarán, por lo menos, en los siguientes puntos del sistema de distribución:

- a) Para redes de distribución en áreas urbanas: en los centros de transformación de tal forma que queden conectados a tierra los pararrayos; la cuba del transformador, bloques de soporte, pernos y demás elementos metálicos, y en los terminales del circuito secundario más alejados del transformador.
- b) Para redes de distribución en áreas rurales: similar al literal a). Además para circuitos secundarios prolongados, en puntos intermedios a intervalos de 200 metros.
- c) Para circuitos primarios a 23 KV, con neutro continuo: a intervalos de 300 metros, en toda su longitud y en los puntos terminales.

Los materiales para la puesta a tierra son:

- Conductor desnudo cableado, de cobre recocido suave, 7 hilos, calibre N° 2 - 1/0 AWG, adecuado para puesta a tierra.
  
- Varilla de puesta a tierra, copperweld, de 16 mm de diámetro y 1.8 m de longitud.
  
- Conector paralelo para cobre-aluminio
  
- Grapa Copperweld para varilla de puesta a tierra.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. presenta alternativas de puesta a tierra con 1, 2 y 3 varillas interconectadas mediante contrapesos, de acuerdo al valor de la resistividad del terreno, con el fin de obtener un valor de resistencia de puesta a Tierra inferior a 25 Ohmios [Apéndice B1]

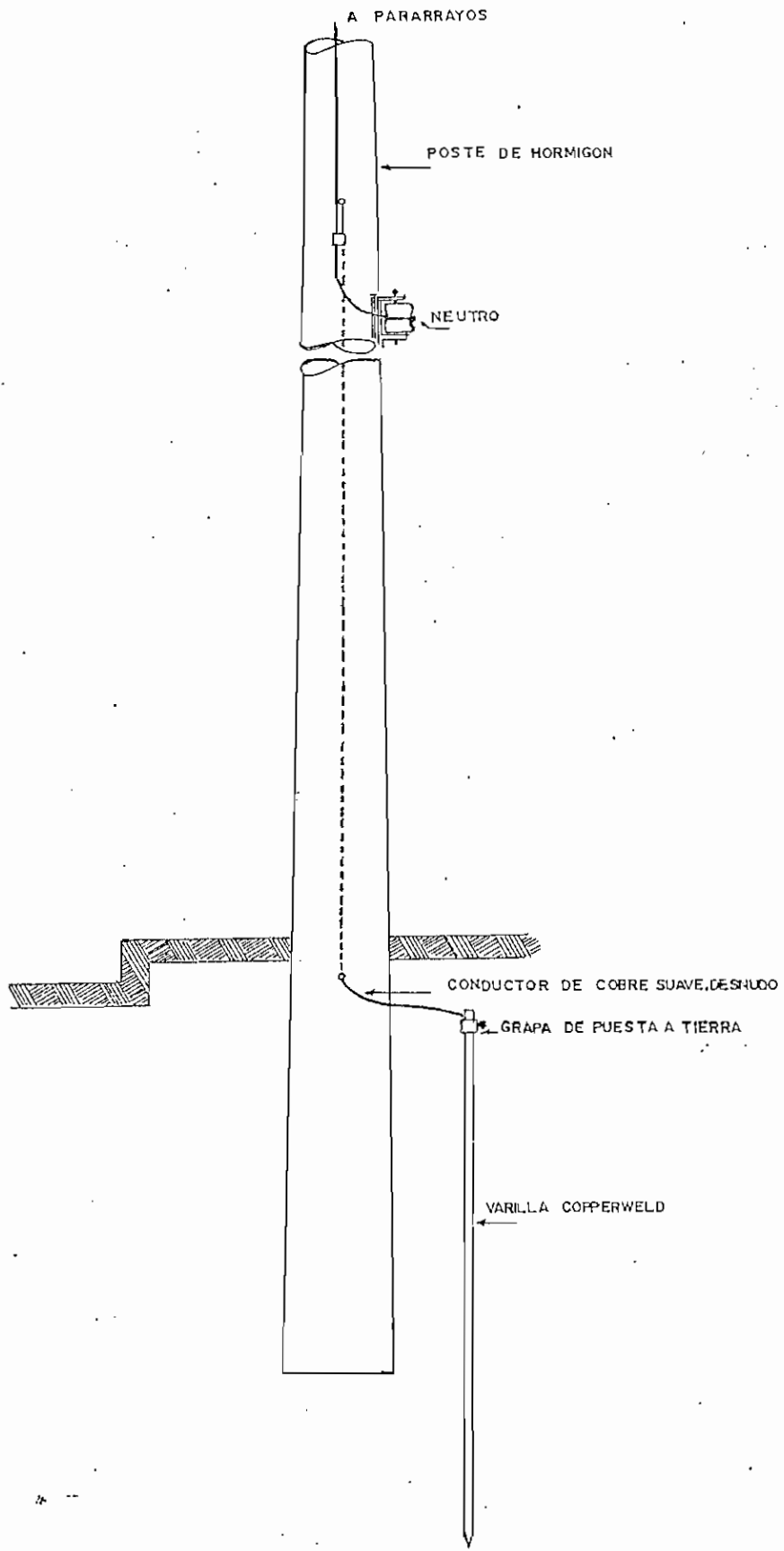


Fig. 3.9 Conexiones a Tierra



## Postes

Son estructuras de soporte, sostienen los conductores, transformadores, pararrayos, seccionadores, luminarias, y demás accesorios necesarios para su montaje.

En redes de distribución se utiliza generalmente postes de hormigón armado y postes de madera tratada. En función de los resultados del mercado para el suministro y de la evaluación técnica-económica realizada por INECEL, se recomienda utilizar en programas de electrificación urbanos, postes de hormigón armado; en electrificación rural se utilizarán preferentemente postes de madera tratada de sección circular.

Las características principales son: la carga útil y la longitud total. Se define como "carga útil" del poste, el esfuerzo de trabajo admisible, equivalente a una carga horizontal expresada en kilogramos aplicada a 60 cm. del extremo superior, en postes de madera y a 30 cm. en postes de acero. Para la selección del poste un factor determinante es la carga transversal originada por la presión del viento sobre el poste y sobre los conductores en la longitud correspondiente al vano medio. En cuanto a la longitud del poste se debe tomar en cuenta el nivel de voltaje, la altura solicitada para el montaje de la luminaria, además para cada una de las posiciones localizadas sobre el perfil del trazado de la línea, el proyectista deberá determinar durante el proceso de estancamiento previa la verificación de los requerimientos para mantener las alturas mínimas de los conductores

de tal forma que no se perjudique la seguridad. Las mismas que se indican en el Apéndice E2

MATERIAL	LONGITUD (m)	CARGA UTIL (Kg)
Madera Tratada	10, 11 y 12 10 y 11	430 340
Hormigón armado	12.5; 11.5; 10,0 y 9,0	575, 500, 300

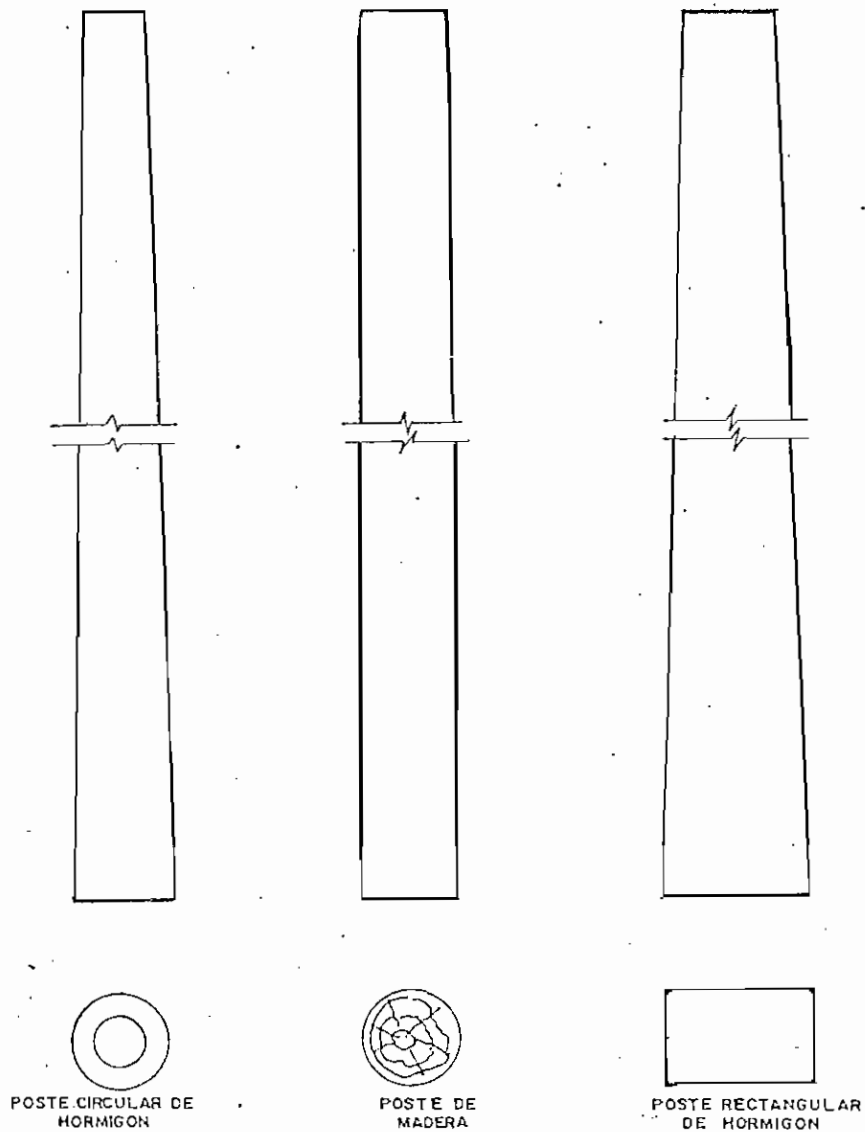


Fig: 3.10 Postes

## Herrajes y Cables de Acero

Son accesorios que permiten ensamblar las estructuras de soporte, sujetar los distintos equipos empleados en las redes de distribución.

Todo el conjunto de herrajes deben ser fabricados de hierro, grado "acero estructural", correspondiente a la especificación ASTM-A7-55T y terminadas mediante el proceso de galvanizado por inmersión en caliente para evitar la corrosión.

El material debe estar libre de toda falla o defecto superficial o interno que pueda afectar su resistencia mecánica, su montaje o su utilización.

Las superficies de apoyo para tuercas, arandelas, etc, deben ser planas y normales al eje del agujero. Los agujeros serán perfectamente cilíndricos y perpendiculares a las caras maquinadas y estarán libres de aristas cortantes.

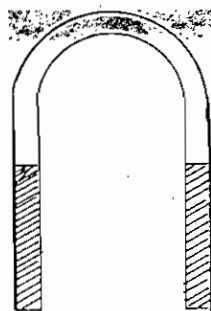
El cable utilizado para tensores será de acero galvanizado, cableado, de extra alta resistencia, de los siguientes diámetros y tensiones de rotura.

Diámetro (mm.)	Tensión de Rotura (kg.)
6.0	3023
8.0	4899
9.0	5091
13.0	5601

Los tensores compensan tanto el tiro angular actuante

en sentido transversal a la línea como los tiros longitudinales en posiciones terminales y de retención intermedia cuando en una estructura se produce el término de la red primaria y se continúa con la red secundaria.

El ángulo formado por la dirección del cable tensor con la vertical al terreno en el punto de sujeción al poste deberá ser como mínimo  $45^{\circ}$ .



PERNO "U"



PERNO ESPARRAGO



PERNO MAQUINA

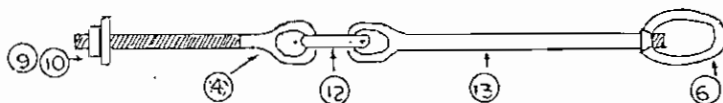
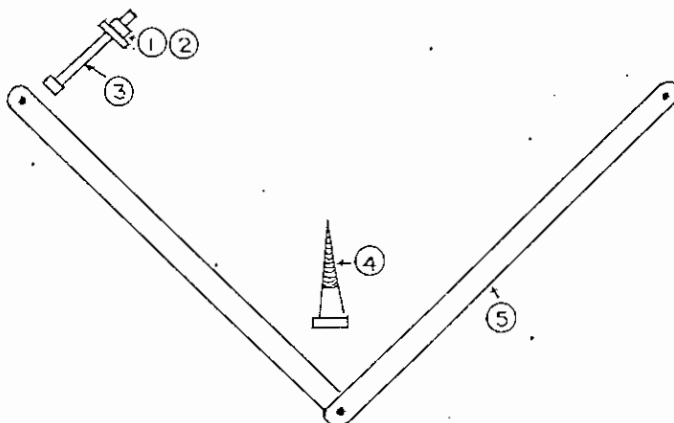
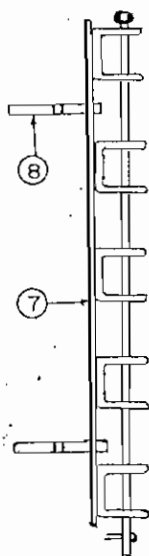


Fig. 3.11a Herrajes

NR	DESCRIPCION
1	Arandela redonda. $\varnothing$ 16x234 mm.
2	Tuerca de seguridad para $\varnothing$ 12 mm.
3	Ferno tipo máquina $\varnothing$ 12x152 mm.
4	Ferno Tirafondo $\varnothing$ 12 x 102 mm.
5	Brazo pie amigo de platina 31x55x710 mm.
6	Tuerca de ojo $\varnothing$ 16 mm.
7	Bastidor de 5 vías
8	Abrazadera de platina simple
9	Tuerca de seguridad para $\varnothing$ 16 mm.
10	Arandela cuadrada para $\varnothing$ 16 mm.
11	Ferno ojo $\varnothing$ 16x254 mm.
12	Horquilla de anclaje
13	Ferno ojo $\varnothing$ 16x533 mm.

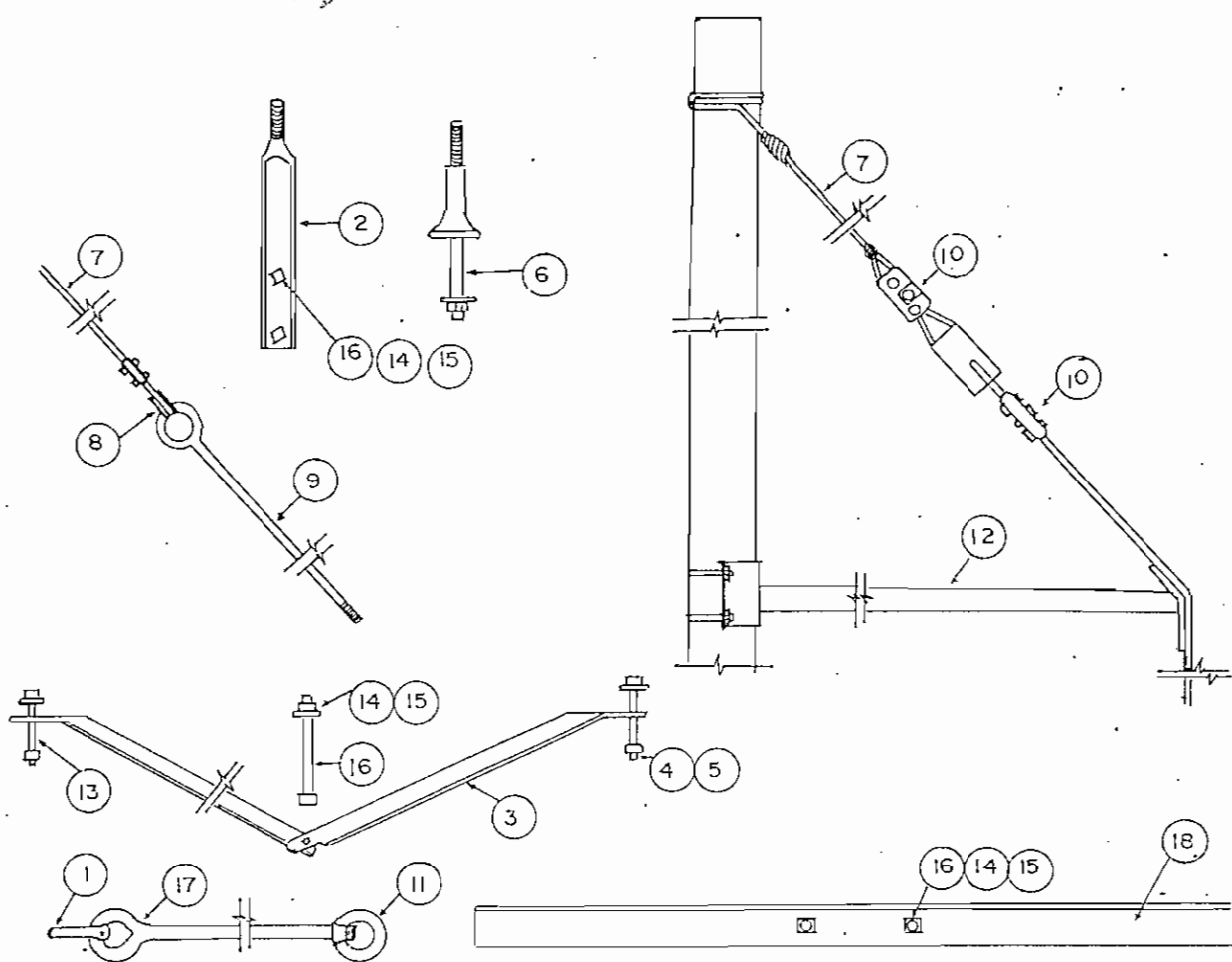


Fig. 3.11b Herrajes

NO	DESCRIPCION
1	Horquilla de anclaje
2	Espiga (PIN) Tope de poste
3	Brazo pie amigo de ángulo 38x38x5x924 mm.
4	Arandela redonda para $\varnothing$ 12 mm.
5	Tuerca de seguridad para $\varnothing$ 12 mm.
6	Espiga (PIN), Perno largo
7	Cable tensor de acero galvanizado, alta resistencia 9 mm. de $\varnothing$
8	Guardacabo para cable de 9 mm. de $\varnothing$
9	Varilla de anclaje $\varnothing$ 16mm x1.80 m con rosca y ojal
10	Mordaza para cable $\varnothing$ 9mm. con 3 pernos de $\varnothing$ 16mm.
11	Tuerca de ojo $\varnothing$ 16 mm.
12	Brazo de Tensor farol, con accesorios de fijación
13	Perno máquina $\varnothing$ 12x152 mm.
14	Arandela cuadrada para $\varnothing$ 16 mm.
15	Tuerca de seguridad para $\varnothing$ 16 mm.
16	Perno máquina $\varnothing$ 16x234 mm.
17	Perno de ojo $\varnothing$ 16x254 mm.
18	Cruceta de hierro ángulo "L", 75x75x8 mmx240 mm (23 KV.)

Misceláneos.- En ésta sección se catalogan todos aquellos elementos adicionales para el montaje adecuado de las redes de distribución. Son elementos empleados en forma particular dependiendo de las características de la red, o son, elementos que se especifican de tal manera que no se puede agrupar en las otras partidas de materiales. Entre éstos se tiene:

- Los Bloques de anclaje, utilizados para sostener el cable tensor en el suelo.
- Protector de cable tensor de polivinyl, necesario cuando es posible, que el cable tensor y los conductores secundarios se pongan en contacto.
- Manguera de polietileno reforzado, empleada para extensiones subterráneas.

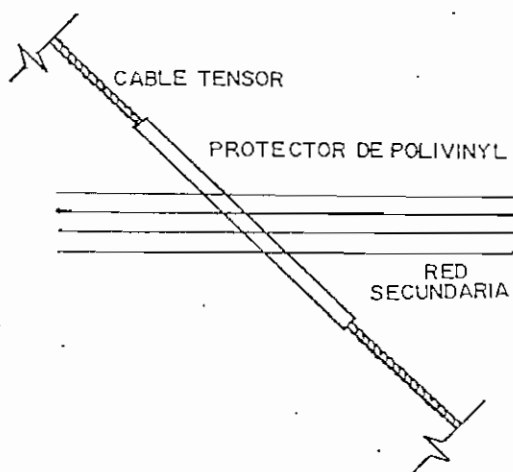


Fig. 3.12 a.- Protector de Cable Tensor de Polivinyl

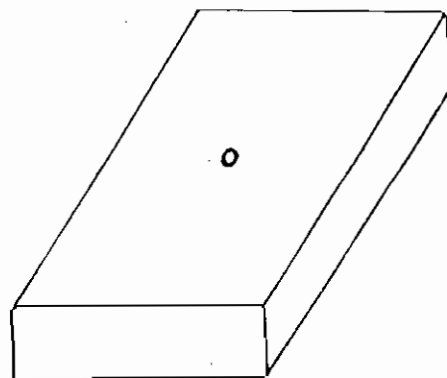


Fig. 3.12b Bloque de Anclaje

Fig. 3.12 Misceláneos

### 3.2.1 Transformadores de Distribución.-

El transformador es un aparato electromagnético estático por cuyo medio la corriente alterna de un voltaje se transforma en corriente alterna de la misma frecuencia, pero de otro nivel de voltaje. En distribución los transformadores son reductores, es decir, entregan la energía eléctrica a un valor de voltaje inferior al recibido.

Los transformadores de distribución en términos generales se clasifican en función del:

- Tipo de enfriamiento y de aislamiento
- Tipo de instalación
- Número de fases.

3.2.1.1 Tipo de Enfriamiento y de Aislamiento.- En todos los casos para los transformadores de distribución, el enfriamiento se realiza por circulación natural del aire. Cuando contiene un aislante líquido (aceite) existe además circulación natural de éste.

Entre los aislamientos se tiene el tipo seco y el tipo líquido:

a) Tipo seco.- Está constituido en base de resinas, los transformadores con este tipo de aislamiento son generalmente para instrumentos de medida. En distribución suele emplearse para interiores, ya que no es necesario que se instalen en cabinas resistentes al fuego, que, en cambio, si



es indispensable cuando el transformador tiene aceite, dada la posibilidad de que éste se inflame.

b) Tipo líquido.- El aislante para este caso es el aceite desgasificado de un alto valor de rigidez dieléctrica. En esta clase de transformadores se tiene refrigeración propia, la misma que se consigue por la circulación natural del aceite por los conductos de refrigeración de los devanados y núcleo, que conduce el calor a las superficies de radiación, desde las que se difunde por acción refrigerante natural del aire. Al calentarse en los conductores, el peso específico del aceite disminuye y tiende a subir, obligando a que descienda el aceite de la parte superior del dispositivo y circule por contacto con su superficie interior, relativamente fría, o bien hacia afuera por tuberías o radiadores donde se enfría y vuelve a la parte inferior del depósito para repetir el mismo ciclo.

Por ser el aceite inflamable, el transformador debe emplearse en zonas no peligrosas. [20]

3.2.1.2 Tipo de Instalación.- De acuerdo al tipo de instalación de los transformadores, su clasificación es la siguiente:

- Subterránea
- Interna
- Aérea

a) **Transformadores para Instalación Subterránea.**— Son transformadores que alimentan redes secundarias subterráneas, su instalación se realiza en pozos de revisión. Existe la posibilidad de quedar sometido a inundaciones accidentales, por lo tanto este transformador debe ser del tipo apropiado. Es importante indicar que el enfriamiento por circulación natural del aire es bien limitado.

b) **Transformadores para Instalación Interna.**— Los transformadores para este tipo de instalación no pueden ser expuestos a las condiciones de la intemperie. Su ubicación tiene que brindar seguridad para el personal. En el caso de ser inflamables, los transformadores de una capacidad de 100 KVA o menos deberán estar separados de cualquier material combustible por una distancia mínima de 30 cm. a menos que sean separados por una pared resistente al fuego y queden completamente encerrados salvo las aberturas de ventilación.

Los transformadores de más de 100 KVA deberán ser instalados en un local a prueba de fuego, se deberá asegurar que éste local sea empleado únicamente para instalaciones eléctricas y que sea accesible solamente a personas calificadas.

[14]

c) **Transformadores para Instalación Aérea.**— Son transformadores diseñados para soportar las condiciones ambientales como lluvia, polvo, etc. Estos transformadores se montarán en los postes que estén ubicados en la posición más conveniente, tomando en consideración las facilidades para dar el

abastecimiento de energía sin perjuicios de caída de voltaje. Esta posición debe asegurar una adecuada protección de la estructura con relación al tránsito de vehículos.

Por sus características, las torres de transformación aéreas son las más económicas y comunes; en transformadores monofásicos se puede llegar a una capacidad de 333 KVA para un nivel de voltaje  $\leq$  14.4 KV y en transformadores trifásicos hasta una capacidad de 250 KVA, a un nivel de voltaje  $\leq$  13.8 KV.

[12]

**3.2.1.3 Número de Fases.**.- Los transformadores de distribución por el número de fases se clasifican en : Monofásicos y Trifásicos.

Los transformadores trifásicos llamados así por tener tres bobinados primarios y tres bobinados secundarios, mientras que los transformadores monofásicos disponen de un bobinado primario y su respectivo bobinado secundario.

Los transformadores trifásicos tienen un peso considerablemente menor y ocupan menor superficie en planta que tres transformadores monofásicos de igual potencia, por lo que resultan más económicos. La desventaja de los transformadores trifásicos radica en el hecho de que al averiarse una fase se debe de ordinario retirar del servicio todo el transformador, en cambio el transformador constituido por tres monofásicos acoplados, si se produce el daño de uno de

ellos el sistema puede trabajar en triángulo abierto con capacidad reducida o se puede reemplazar el transformador averiado por otro de reserva, que puede substituirse rápidamente.

La potencia nominal de los transformadores de distribución se tabulan en el Apéndice B3.

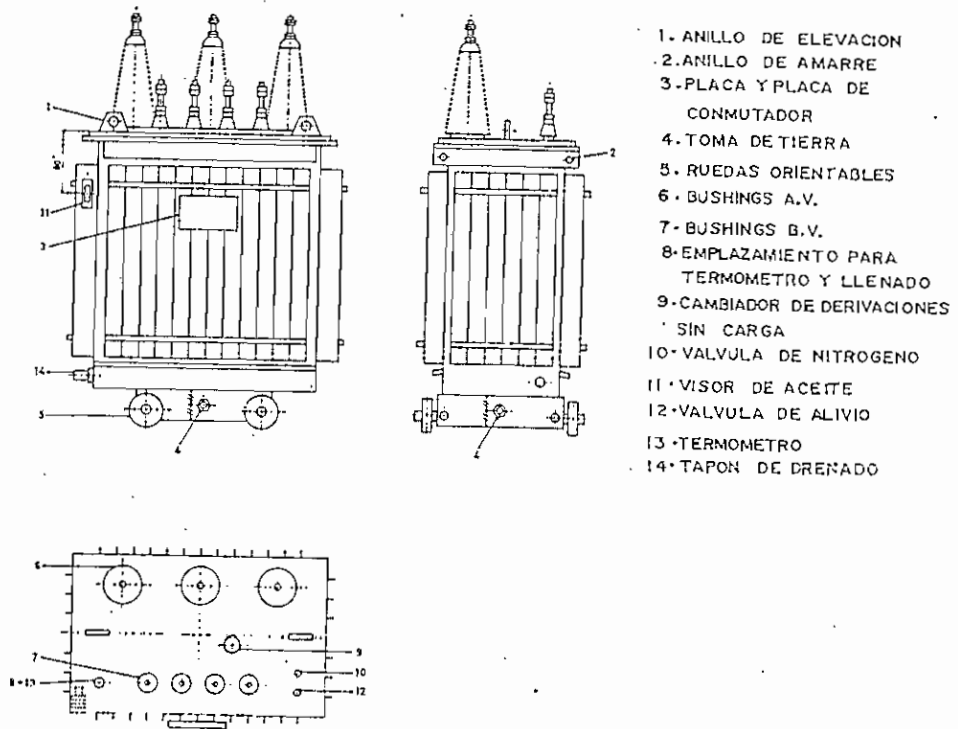


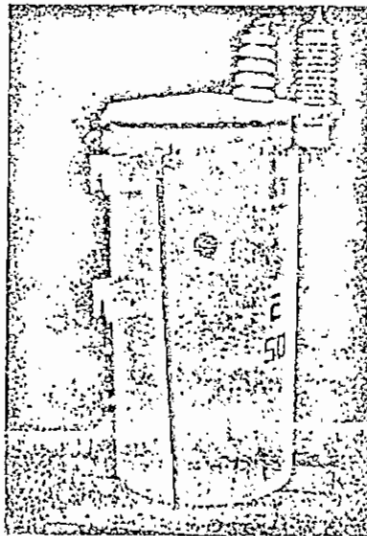
Fig. 3.13 Transformador Trifásico sumergido en aceite.

En los transformadores monofásico aéreos se puede tener el tipo completamente autoprotegido (CSP) o el tipo convencional.

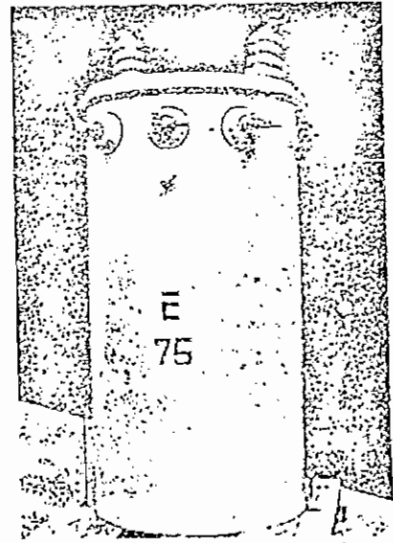
El transformador tipo CSP está completamente auto protegido contra rayos, picos de voltaje, sobrecargas y cortocir-

cuitos. Un pararrayos montado en el tanque protege a la bobina de alto voltaje de rayos y picos de voltaje, un interruptor térmico interno protege al transformador de las fallas en el bobinado secundario y de las sobrecargas, un fusible interno en el lado de alto voltaje protege al transformador de fallas internas. Este tipo de transformador CSP no es recomendado para bancos bifásicos ni trifásicos por la dificultad en la coordinación de la protección secundaria.

El transformador tipo convencional no tiene protección alguna, la protección contra rayos, sobrecargas, corto circuitos, etc, deberá ser instalada en el exterior, normalmente en poste sobre cruceta, durante su montaje este tipo de transformador es recomendable para conexiones en banco de dos o tres unidades con el objeto de tener energía trifásica. [11]



Transformador tipo CSP



Transformador Convencional

Fig: 3.14 Transformadores Tipos CSP y Convencional

#### 3.2.1.4 Especificaciones para la adquisición de un Transformador.-

Las características más importantes que se deben especificar, para adquirir un transformador tipo distribución son las siguientes:

- El transformador será de clase distribución monofásico o trifásico.
- Clase de aislamiento .
- Tipo de refrigeración
- Tipo de instalación
- Potencia nominal en régimen continuo en KVA.
- Voltaje nominal del primario y del secundario
- Derivaciones en el lado primario ?
- Conexiones del transformador caso de ser trifásico
- La frecuencia de operación
- Los accesorios como mínimo: válvula de drenaje, conector para conexión a tierra del tanque, placa de características y ganchos de sujeción.
- Impedancia
- Altura de trabajo
- Tipo convencional o auto protegido caso de ser monofásico.

#### 3.2.2 CONDUCTORES.-

Los conductores para líneas aéreas de la red de distribución están contruidos normalmente en forma cableada, es decir, por varios hilos de sección transversal pequeña. Los materiales más usados en la fabricación de conductores

son el cobre y el aluminio.

### 3.2.2.1 Conductores de cobre

El Cobre es un material que reúne la mejor combinación de conductividad y resistencia mecánica, por consiguiente es la base de referencia para efectos de comparación con otros materiales a emplearse en funciones similares.

Para los tipos comunes de circuitos de distribución local, donde se tiene vanos cortos, es conveniente una gran flexibilidad, por lo que se emplea conductores de cobre recocido, por su mayor flexibilidad de manejarlos durante la fabricación como en el montaje.

El cobre que se emplea en líneas aéreas con vanos de 60 m o más debido al requerimiento de mayor resistencia a la tracción, debe ser trifilado en frío.

Los conductores de cobre con aislamiento tipo TW se utiliza para instalaciones eléctricas hasta 600 voltios, en donde la temperatura del conductor no sobrepase los 60°C. Son adecuados para instalación a la interperie.

Los conductores de cobre aislado tipo TTU son aplicados en líneas aéreas, enterramiento directo, en ductos o tubería eléctrica. Puede ser usado en lugares secos o húmedos, en donde la temperatura del conductor no exceda los 75°C y el voltaje nominal no supere los 2000 voltios.

### 3.2.2.2 Conductores de Aluminio.-

El Aluminio es un material liviano, su conductividad es aproximadamente un 40% menor respecto del cobre.

[17]

Para redes de distribución que tiene el vano promedio de 45 m. los conductores de aluminio cumplen en forma satisfactoria su objetivo, por lo que, se ha generalizado su empleo en redes de distribución secundaria. En forma abreviada se simboliza AAC. Los conductores de aleación de aluminio AAAC (5005) son conductores de aluminio con mejoras en las características mecánicas. Permiten el transporte de energía eléctrica con vanos mayores a los empleados con conductores de aluminio puro.

Conductores Tipo ACSR.- Son conductores de aluminio reforzado con acero. Es conductor cableado en cuyo exterior se localizan los hilos de aluminio que son los encargados de la conductividad eléctrica, dispone de una alta resistencia mecánica con los hilos de acero que van en su interior.

Estos conductores se emplean para líneas de distribución cuando el empleo de fuertes vanos y conductores de gran resistencia a la tracción sea una necesidad prioritaria, generalmente en redes primarias. Dichos cables encuentran un amplio margen de aplicaciones a causa de la posibilidad que existe para dosificar la proporción entre hilos de aluminio y acero. Un conductor formado por 30 hilos de



aluminio y 19 de acero se designa de la siguiente manera: 30 Al/19 St, o sencillamente 30/19

[22]

### 3.2.2.3 Secciones normales.-

Los conductores aislados para instalación subterránea serán de cobre electrolítico, con las siguientes secciones límites:

	mm <sup>2</sup>		AWG ó MCM	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Alto Voltaje 6.3 y 23 Kv	152.01	33.63	300	2
Red Secundaria	152.01	53.63	300	1/0
Alumbrado Público	33.63	13.40	2	6

El presente trabajo dirigido al estudio de redes aéreas, hace énfasis a las indicaciones de la EEQSA., por lo que, los conductores para instalación aérea serán desnudos, de aleación de aluminio (AAAC), pudiendo utilizarse alternativamente conductores ACSR en las redes primarias. Con las siguientes secciones límites:

	AAAC				ACSR			
	mm2		AWG ó MCM		mm2		AWG ó MCM	
	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín	Máx	Mín
Red de A. Vol. 23 Kv	177.35	21.16	350	4	198.3	24.75	336.4	4
Red de A. Vol. 6.3 Kv	177.35	33.61	350	2	198.3	39.22	336.4	2
Red Sec	107.22	21.16	4/0	4				
Alumb. Público	21.16		4					

[1]

En redes trifásicas primarias y secundarias y redes secundarias monofásicas a tres conductores, la sección del neutro será aproximadamente el 50% de la sección del conductor de fase. En redes monofásicas a dos conductores la sección del neutro será igual al de la fase.

mm2	AWG
21	4
34	2
54	1/0
68	2/0
85	3/0
107	4/0

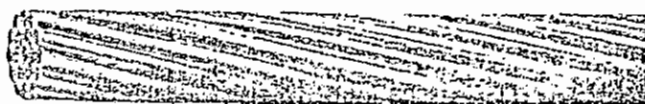


Fig. 3.15a Típico Conductor Cableado

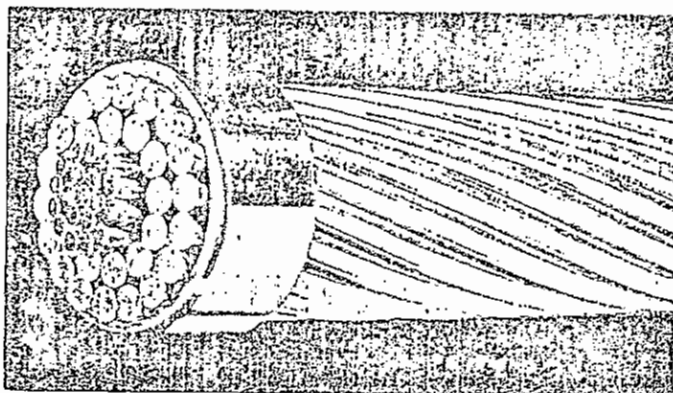


Fig. 3.15b Conductor ACSR

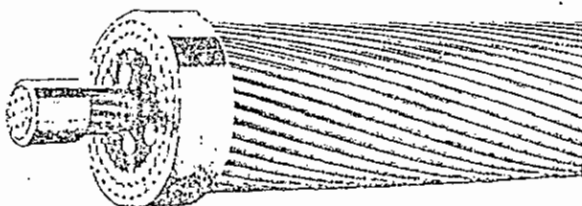


Fig. 3.15c Conductor ACSR expandido

Fig. 3.15 Conductores

### 3.3 CRITERIOS PARA LA SELECCION DEL TRAZADO.-

El trazado de la red comprende la determinación de la ubicación de sus componentes básicos; tales como las estructuras de soporte, centros de transformación y protección así

como también la definición de la ruta de los circuitos primarios y secundarios sobre los planos del proyecto.

El proyectista debe utilizar todos los recursos para obtener la solución que considere, por una parte, el objetivo fundamental de la instalación que es el de alcanzar con los circuitos de bajo voltaje los puntos más próximos y convenientes para efectuar las derivaciones de la red a las cargas de los usuarios y por otra parte, precautelar la seguridad de personas, de propiedades y de la misma instalación. Por lo tanto el trazado deberá realizarse después de un detenido reconocimiento del terreno en cuestión. Para su determinación se tendrán en consideración las siguientes recomendaciones: [1]

### 3.3.1 Localización de Postes .-

Los postes que conforman las estructuras de soporte de equipos, conductores y artefactos de alumbrado, constituyen los elementos más vulnerables de la instalación, por estar expuestos a eventuales impactos de vehículos y por otra parte son obstáculos que se interponen al tránsito de peatones y al acceso de los vehículos a los edificios, por lo tanto el proyectista deberá seleccionar para la localización aquellos sitios que ofrezcan la mayor seguridad y que no interfieran con el libre tránsito en forma notoria, buscando la mínima longitud de acometida. En todo caso, los postes deberán localizarse de preferencia en sitios coincidentes con las prolongaciones de las líneas divisorias de los lotes,

o, de no ser posible, a una distancia mínima de 6 metros de las mismas. No se admitirá la localización de postes en las intersecciones de las vías debiendo mantenerse una distancia mínima de 7 metros a partir de cinta gotera de la acera. [1]

Se debe evitar la localización de postes al lado de la ruta con arborización, jardines o plazas públicas.

Se debe proyectar vanos de 30 a 45 metros en la red secundaria y vanos de 60 a 80 metros en red primaria; deberá mantenerse la máxima uniformidad de los postes, con el propósito de asegurar que se cumpla los límites del nivel de iluminación y del factor de uniformidad establecidos para el proyecto.

Siempre que el ancho de la calzada exceda los 12 metros deberá preverse circuitos secundarios dispuestos a ambos lados de la vía.

Para evitar el uso de postes en las esquinas de calles sujetas a tránsito interno se empleará la conexión de medio vano (cruce de red con empalme). En ningún caso las distancias desde el poste al cruce y del cruce al poste superarán los 20 metros según recomendaciones de la EERSA.

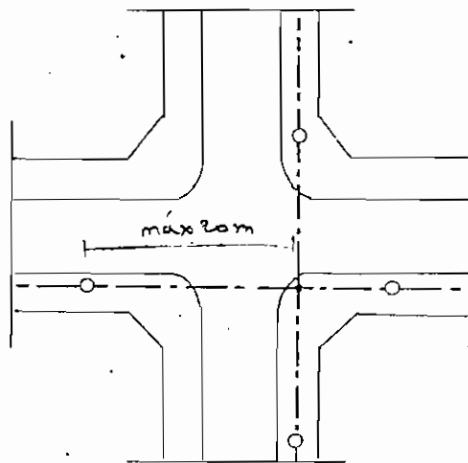


Fig. 3.16.- Cruce con empalme.

Se tiene las siguientes alternativas abajo indicadas, para los cruzamientos y derivaciones en esquinas, con redes congestionadas; mediante el proceso de vano flojo. Según recomendaciones de la EERSA no debe exceder los 12 metros.

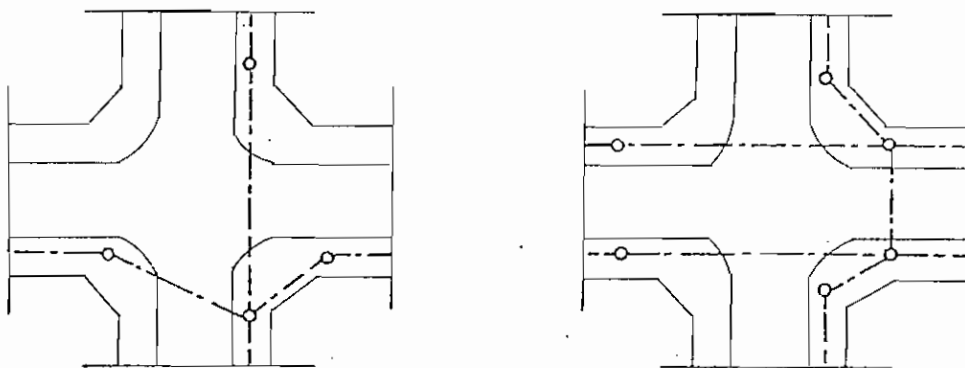


Fig. 3.16.- Derivaciones con vano flojo

Otro factor a considerar en la localización de postes es la ubicación de los anclajes o tensores asociados a los soportes angulares o terminales, de acuerdo al sitio dispo-

nible para su ubicación se seleccionará su tipo, de tal forma que ocasionen la mínima interferencia con el tránsito de peatones y de vehículos, además de contrarrestar los respectivos esfuerzos mecánicos que son su objetivo.

### 3.3.2 CRUCE Y PARALELISMO.-

Para líneas de comunicaciones o de energía: En general deberán evitarse los paralelismos pronunciados con líneas existentes y de no ser posible, se deberá mantener la separación entre ejes por lo menos a las siguientes distancias:

a) Con líneas telefónicas o líneas de energía de hasta 23 KV, separación mínima de 15 metros.

b) Con líneas de voltaje superior a 23 KV, separación mínima 20 metros.

Los cruces con líneas telefónicas será siempre sobre éstas y por debajo para líneas de mayor voltaje, manteniendo las distancias verticales mínimas que se establecen en el Apéndice B2.

Oleoductos y Gaseoductos: Si no fuera posible evitar el paralelismo, la separación mínima entre el eje de la tubería y el eje de la línea deberá mantenerse en 20 m.

Edificios y Construcciones: Deberán conservarse las separaciones mínimas de seguridad en los sentidos horizontal

Como recomendación general deberá evitarse cruces sobre construcciones que sean fácilmente combustibles y constituyen un peligro para la línea. Los centros de transformación aéreos deberán localizarse en estructuras tangentes, evitando en todo caso posiciones angulares que determinen esfuerzos transversales sobre la estructura y en lo posible también posiciones terminales de circuitos que impliquen esfuerzos longitudinales, en sitios que ofrezcan la mínima exposición a impactos de vehículos, evitando la proximidad a intersecciones de vías y accesos de vehículos a edificios.

La ruta de los circuitos primarios en instalaciones aéreas deberán ser establecidas, en lo posible, por aquellas vías que permitan obtener las máximas separaciones a edificios y obstáculos; por otra parte deberán evitarse o reducir al mínimo el número de cruces sobre avenidas y calles principales.



## CAPITULO IV

### FORMULACION DEL PROBLEMA

#### 4.1 Bases para el Estudio

Previo al dimensionamiento y localización de las estructuras y elementos de la red, el proyectista debe establecer los parámetros que están en función de las características del proyecto y de los criterios técnicos y económicos del sistema eléctrico los mismos que están enmarcados dentro de valores límites; rangos de capacidad de los equipos. Se analizarán alternativas realizando cálculos para justificar la selección definitiva de la configuración de la red, la localización, las dimensiones y las capacidades de sus elementos.

Dentro de estos parámetros, básicamente se tiene la identificación del tipo de usuario, el cálculo de la Demanda Máxima Unitaria Proyectada (DMUp), tipo de instalación, configuración, selección de la capacidad del transformador, cálculo de la caída de voltaje en el primario y en el secundario, selección de la sección de los conductores de la red primaria y secundaria, evaluación económica.

El estudio se realiza tomando en cuenta lo siguiente:

- La zona en estudio es de superficie conocida y pertenece a usuarios de similares características, los

mismos que son identificados de acuerdo a su tipo.

- Se supone conocida la localización de los postes requeridos para facilitar la distribución de energía eléctrica.

- Es dato para el estudio la configuración de la red primaria.

- Se requiere el valor de DMUp.

- Los transformadores de distribución se ubicarán lo más cerca posible del centro de carga de su zona de influencia, con la exigencia de estar montado sobre poste tangencial.

- Se mantendrá la uniformidad en la sección del conductor a lo largo de toda la red primaria, así como también en todo el trayecto de la red secundaria.

- El factor de potencia de la carga es uniforme.

## 4.2 Análisis de Variables y Restricciones.

### 4.2.1 Capacidad del Transformador.

Para establecer la capacidad del transformador de distribución correspondiente a cada uno de los centros

de transformación, se tomará el número de usuarios que es dato luego se obtendrá de tablas, el Factor de Diversidad (FD) respectivo. Entonces la capacidad del transformador requerida, viene dada por la expresión siguiente:

$$KVA(t) = N * DMUp * \frac{1}{FD} * \frac{(\%)}{100} \quad (4-1)$$

Siendo:

KVA(t) = Capacidad del Transformador requerido.

N = Número de usuarios

DMUp = Demanda máxima unitaria proyectada a 10 años.

FD = Factor de Diversidad (Apéndice Cí)

(%) = Porcentaje de acuerdo al tipo de usuario.

Los porcentajes para los diferentes tipos de usuarios se indica en la tabla siguiente:

USUARIO TIPO	PORCENTAJE
A Y B	90
C	80
D	70

[1]

#### 4.2.2 Cálculo de la Caída de Voltaje.

Un factor determinante en la selección del calibre del conductor en redes aéreas es la caída de voltaje producida por el paso de la corriente.

Los aparatos eléctricos están diseñados para funcionar con un voltaje aplicado determinado y pueden soportar, sin que sus características de funcionamiento varíen apreciablemente, pequeñas desviaciones con respecto al voltaje nominal. Por lo tanto los sistemas de distribución deben diseñarse y operarse de manera que el voltaje aplicado a los aparatos esté dentro de los límites aceptables. Considerando el voltaje nominal de 120 Voltios, el rango de operación está comprendido entre 110 y 125 voltios. El diseño de alimentadores primarios debe ser tal que el abonado más cercano eléctricamente al bobinado secundario del transformador de distribución, tenga un máximo voltaje permisible de 125 voltios durante condiciones de máxima carga y que el abonado más lejano eléctricamente tenga el mínimo voltaje permisible de 110 voltios.

La caída de voltaje promedio en alambrado de distribución interior es de 3 voltios, por lo tanto es necesario que en los terminales de la acometida y el medidor del último abonado, se tenga un voltaje igual o mayor a 113 voltios teniendo por rango de 12 voltios como caída de voltaje a ser localizada entre los diferentes componentes del sistema de distribución primario y secundario.

[16]

Es fundamental recordar que la caída de voltaje es inversamente proporcional al diámetro del conductor y que este a su vez es directamente proporcional al costo.

Resumiendo gráficamente se tiene:

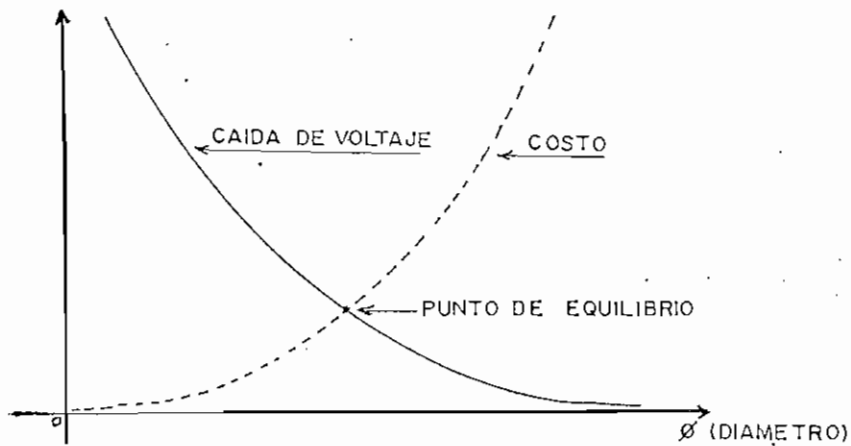


Fig: 4.1 Caída de voltaje y costo en función del diámetro del conductor.

Para comprender la caída de voltaje se analiza la siguiente red.

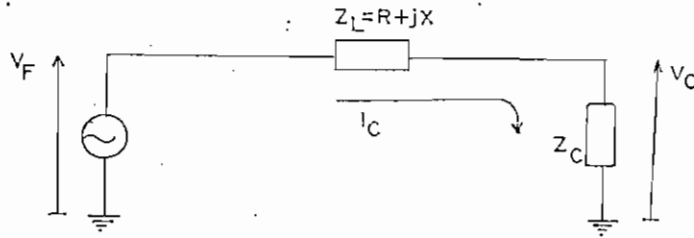


Fig: 4.2 Red para el análisis de la caída de voltaje

Se tiene:

$$V_F = I_C * Z_L + V_C \quad (4-2)$$

donde:

$V_F$  = Voltaje de la Fuente

$V_C$  = Voltaje de la Carga

$I_C$  = Corriente de la Carga

$Z_L$  = Impedancia de la Línea

El término  $I_c * Z_L$  es la caída de Voltaje.

La impedancia de la línea  $Z_L$  es función del diámetro del conductor, del espaciamiento entre conductores y del material del conductor.

La representación fasorial se indica en la figura 4.3

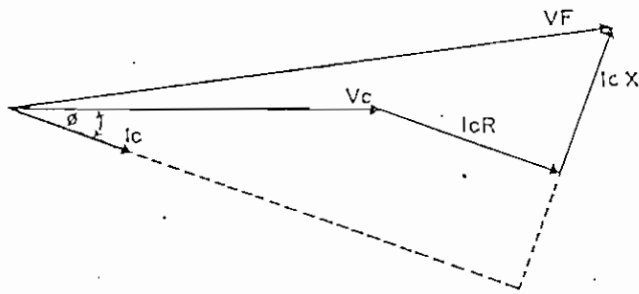


Fig. 4.3 Representación fasorial con un factor de potencia igual a  $\cos \phi$

La caída de voltaje  $(\Delta V) = V_f - V_c$

en función de la potencia total se tiene:

$$\Delta V(\%) = S_T L \frac{r \cos \phi + x \operatorname{sen} \phi}{(V_f - f)^2 * 10} \quad (4-3)$$

donde:

$L$  = Longitud entre la fuente y la carga (Km)

$r$  = Resistencia unitaria ( $\Omega/\text{Km}$ )

$x$  = Reactancia unitaria ( $\Omega/\text{Km}$ )

$S_T$  = Potencia aparente (KVA)

$V_f - f$  = Voltaje fase-fase (KV)

el término  $\frac{r \cos \phi + x \sin \phi}{(V_f - f)^2 * 10}$  se conoce como

Factor de Caída de voltaje (FCV) y viene tabulado.

Es importante anotar que la longitud (L) se ve afectada de la siguiente manera:

2L para sistemas monofásicos.

1L para sistemas trifásicos

La EEQSA. para sus cálculos tiene tabulado el cómputo de la caída de voltaje en circuitos secundarios KVA-m para 1% de caída de voltaje para distintos conductores y configuraciones (Ver Apéndice C2)

$$\text{KVA-m} = \frac{1}{\text{FCV}} \quad (\text{para } \Delta V = 1\%) \quad (4-4)$$

#### 4.2.3 Caída de Voltaje Admisible.

La máxima caída de voltaje admisible, en el punto más alejado de la fuente de alimentación no deberá superar los siguientes límites:

- a) Red Primaria .- Considerando como la totalidad del alimentador que parte de la Subestación de Distribución, los ramales y circuitos hasta llegar al transformador de distribución más alejado, conside-

rando el tipo de abonado el cálculo de caída de voltaje no debe sobrepasar los siguientes límites:

USUARIO TIPO	CAIDA ADMISIBLE %
A	2.0
B, C y D	3.5
E	6.0

Dentro de los límites anotados y para cada caso particular, la EEQSA, fijará el valor de diseño, en función de la localización del punto de alimentación a la instalación en proyecto.

- b) Red Secundaria .- Para redes radiales considerar la longitud total desde el centro de transformación hasta su abonado más lejano. Se tiene los siguientes límites de caída de voltaje en función del tipo de usuario.

USUARIO TIPO	CAIDA ADMISIBLE %
A	3.0
B, C y D.	3.5
E	4.0

[1]



#### 4.3 Determinación del Sistema Económico.

Sin lugar a dudas, dentro del diseño de un sistema de distribución, un aspecto de gran importancia es el análisis financiero de las obras propuestas. Es decir, en términos generales, las inversiones que deben ser posibles de financiar y además que reflejen una rentabilidad.

Para evaluar las alternativas es necesario valorar en términos económicos las obras propuestas tanto en su inversión como en su operación.

Los costos crecientes de la energía han incrementado el interés sobre la evaluación de las pérdidas, en particular aquellas correspondientes al sistema de distribución, dada su importancia relativa, generalmente las pérdidas pueden ser reducidas en base de realizar mayores inversiones, las mismas que deberán ser evaluadas en contraste con los ahorros de energía:

Conociendo las pérdidas de potencia se puede determinar las pérdidas de energía mediante el empleo del factor de pérdidas que no es otra cosa sino la relación entre las pérdidas promedio a las pérdidas máximas.

El Factor de Pérdidas (FPF) se determina en forma aproximada en base, de la siguiente expresión:

$$FPP = K * Fc + (1 - K) * Fc^2 \quad (4-5)$$

donde:

Fc = Factor de Carga

K = Término que varía de 0.2 a 0.3 para factores de carga anuales.

[7]

El método seleccionado para evaluar las alternativas, es el de: "VALOR PRESENTE", que consiste en sumar el costo total de la inversión, más el valor presente de los costos de pérdidas producidas a lo largo del período de vida útil; este rubro de pérdidas se trae a valor presente considerando una tasa de interés dada. (Ver Apéndice C3).

La alternativa escogida como la más favorable es la que tenga el menor costo.

#### 4.3.1 Costo del Transformador.

En el país existe gran variedad de marcas de transformadores nacionales y extranjeras, los fabricantes presentan catálogos indicando, para cada tipo de transformador la capacidad, en KVA, las pérdidas en vacío y a plena carga en KW; además es importante recalcar que en países en vías de desarrollo, la energía de consumo es poca; por lo cual los transformadores de distribución están cargados en el 80% de su capacidad nominal por solamente el 15% del tiempo; y, que por el 85% del tiempo restante sólo mantiene una carga promedio del 40% o menos de su capacidad de placa. Con estos antecedentes es conveniente escoger transformadores cuyas caracterís-

ticas de pérdidas estén a tono con un ciclo de operación; es decir, transformadores que tengan pérdidas altas a carga alta y pérdidas bajas a carga baja.

[11]

El costo de un transformador comprende: el costo de inversión, el costo de pérdidas en vacío y con carga, además su costo de instalación.

#### 4.3.1.1 Costo de Pérdidas de Energía en Transformadores.

Las pérdidas de energía correspondientes a las pérdidas de potencia en un transformador, vienen dadas por la siguiente expresión:

$$EPT = (PPFE + PPCu(FU)^2 FPP) * 8760 \quad (4-6)$$

donde:

EPT = Energía de pérdidas en el transformador  
(KW-H)

PPFE = Potencia de pérdidas en el Hierro (KW)

PPCu = Potencia de pérdidas en el Cobre (Kw)

FU = Factor de utilización del transformador

FPP = Factor de Pérdidas.

8760 = Número de horas en un año.

[2]

Las pérdidas sin carga o pérdidas en el hierro corresponden a la suma de las pérdidas por histéresis producidas por el cambio de los dipolos en el

hierro, más las pérdidas por corrientes de Foucault inducidas en el hierro del núcleo.

Las pérdidas con carga o pérdidas en el cobre es la potencia activa absorbida a frecuencia nominal. Este valor generalmente para transformadores de distribución es referido a 85 °C.

Considerando que las pérdidas se producen a lo largo del período de vida útil, se puede tratar económicamente como un costo de egreso anual; trasladando a valor presente las anteriores anualidades se tiene:

$$CVPEPT = EPT * \cos KWH * \left[ \frac{(U+1)^n - 1}{U (1 + U)^n} \right] \quad (4-7)$$

Siendo:

CVPEPT = Costo de Valor Presente de Energía de pérdidas en el Transformador (S/.)

cos KWH = Costo de la Energía (S/.-KwH)

U = Taza de interés sobre el capital.

n = Número de años considerados para la vida útil; n = 10.

#### 4.3.2 Costo de los Conductores.

Los conductores a emplearse en las redes de distribución deben cubrir requerimientos técnicos y económicos aceptables.

Para el análisis económico el costo del conductor se obtiene sumando el costo de compra o costo de inversión más el costo debido a las pérdidas producidas por el efecto Joule.

#### 4.3.2.1 Costo de Pérdidas de Energía en Conductores.

Las pérdidas de energía (PE) en un sistema eléctrico se calcula en función de las pérdidas de potencia (PP), el factor de pérdidas (FPP) y el período (T), de la siguiente manera:

$$PE = PP * FPP * T \quad (4-8)$$

tratando a las pérdidas como anualidades y llevando su costo a valor presente, se tiene el costo de pérdidas de energía en valor presente (CPEVP).

$$CPEVP = PP * FPP * 8760 * \cos \text{ kWh} \left| \frac{(U+1)^n - 1}{U (1 + U)^n} \right| \quad (4-9)$$

donde :

n = 10 años para el caso de redes secundarias y

n = 15 para redes primarias.

Suponiendo que se transmite la misma potencia, con las mismas pérdidas, a la misma distancia y con el mismo voltaje a tierra; se puede comparar la configuración monofásica (fig. 4-4) y la configura-

ción trifásica (fig. 4-5)

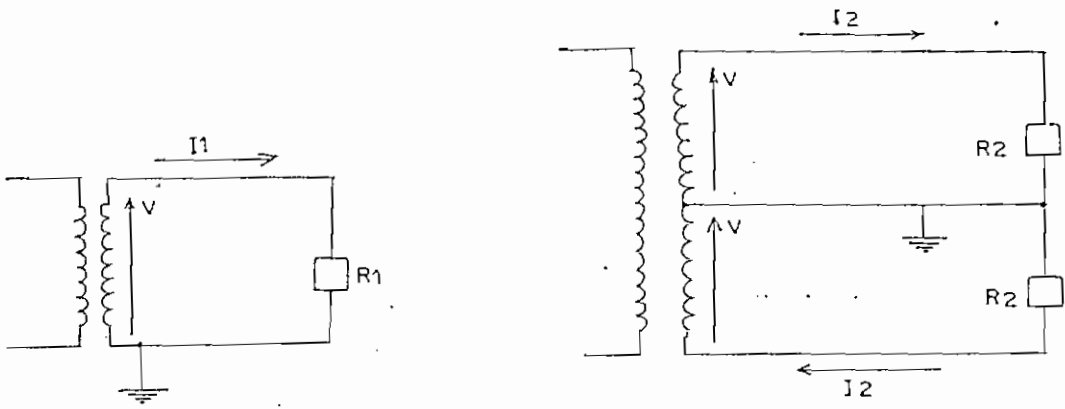


Fig. 4.4a Dos hilos

Fig. 4.4b Tres hilos

Fig. 4-4 Sistema monofásico de dos y tres hilos.

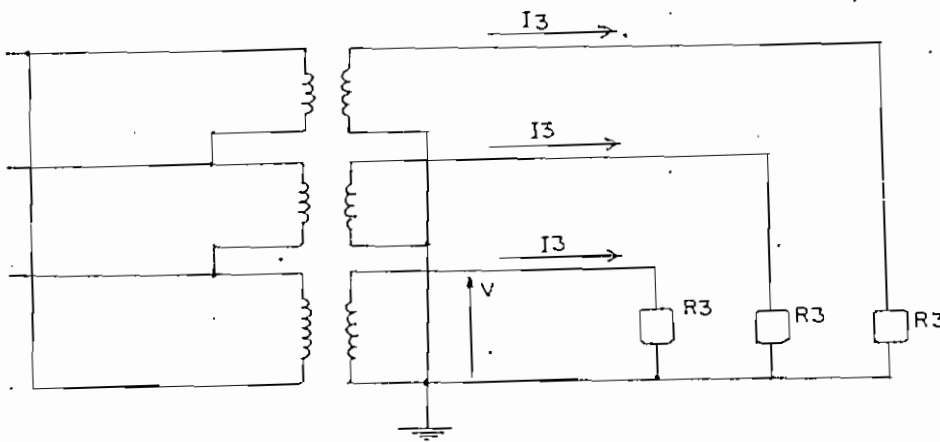


Fig. 4-5 Sistema trifásico.

Llamando:

$P$  = potencia real transmitida.

$J$  = pérdida de potencia por efecto Joule

$V$  = Voltaje a tierra

$I_1, I_2, I_3$  = Corrientes que circulan por los conductores como se indica en las figuras 4-4 y 4-5.

R1 = Resistencia de cada conductor, Sistema de una fase, dos hilos.

R2 = Resistencia de cada conductor, Sistema de una fase, tres hilos.

R3 = Resistencia de cada conductor, Sistema trifásico.

Se supone que la carga conectada está equilibrada y además el factor de potencia de las cargas es idéntico en todos los casos.

Para el caso del sistema monofásico de dos hilos:

$$P = V * I_1 * \cos \phi$$

$$I_1 = \frac{P}{V * \cos \phi}$$

$$J = 2 * R_1 * I_1^2$$

$$J = 2 * R_1 \frac{P^2}{V^2 \cos^2 \phi} \quad (4-10)$$

Para el caso del Sistema monofásico de tres hilos:

$$P = 2 * V * I_2 * \cos \phi$$

$$I_2 = \frac{P}{2V * \cos \phi}$$

$$J = 2 * R_2 * I_2^2$$

$$J = 2 * R_2 \frac{P^2}{4V^2 * \cos^2 \phi} \quad (4-11)$$

Para el caso del sistema trifásico se tiene:

$$P = 3*V*I_3*\cos\phi$$

$$I_3 = \frac{P}{3V*\cos\phi}$$

$$J = 3*R_3*I_3^2$$

$$J = 3*R_3 \frac{P^2}{9V^2 \cos^2\phi} \quad (4-12)$$

Igualando las pérdidas del sistema monofásico a dos hilos con las del sistema trifásico se tiene:

$$\frac{2*R_1*P^2}{V^2 \cos^2\phi} = \frac{3*R_3*P^2}{9V^2 \cos^2\phi}$$

Simplificando resulta la siguiente expresión:

$$\frac{R_3}{R_1} = 6 \quad [16]$$

Es decir para una misma carga a servirse, utilizando circuitos trifásicos las pérdidas de potencia se reducen a la sexta parte de las que se tiene con la configuración monofásica a dos hilos.

Haciendo las mismas consideraciones anteriores, se desprende que las pérdidas de potencia utilizando circuito monofásico a tres hilos se reduce a la cuarta parte de las que se produce con la configuración monofásica a dos hilos. Además



para la misma longitud y la misma resistividad, el área de la sección recta de los conductores es inversamente proporcional a la resistencia y el peso y por lo tanto el costo de los conductores es directamente proporcional al área.

#### 4.3.3 Precios Complementarios

Dentro de las inversiones que se debe hacer para completar las instalaciones de la red de distribución está la adquisición de postes, accesorios para el montaje de los transformadores, de los conductores, del alumbrado público y para las puestas a tierra.

Para el presente estudio el análisis económico se hace sumando el costo de inversiones con el costo de pérdidas en los transformadores y conductores. La alternativa seleccionada como prioridad uno es la alternativa de menor costo total.

Por otro lado existe el costo de Dirección Técnica y el costo de Mano de Obra que no han sido tomados en cuenta para el análisis económico por cuanto no altera el orden de las prioridades, ya que, en general se puede tomar como un porcentaje del valor total de las inversiones.

## CAPITULO V

### DESARROLLO Y APLICACION DEL PROGRAMA DIGITAL.

Como una aplicación a los conceptos mencionados en capítulos anteriores, se ha desarrollado un programa digital para el diseño de redes de distribución orientadas al servicio de cargas residenciales.

Para su elaboración es necesario poner en claro las siguientes definiciones:

- Puntos de Red.- Son puntos en los que es posible localizar un poste o realizar un cruce de red con empalme.
- Puntos de Cruce.- Son puntos de red en los que se realiza un cruce de red con empalme, tienen conexión con otros cuatro puntos de red.
- Puntos de Derivación.- Son puntos de red en los que no se realiza un cruce con empalme, tienen conexión con al menos otros tres puntos de red.
- Puntos Tangenciales.- Son puntos de red que tienen unicamente conexión con otros dos puntos de red.
- Puntos Extremos o Terminales.- Son puntos de red que tienen conexión solamente con un punto de red.

- Puntos CD.- Son todos los puntos de red, de cruce o derivación.
- Rama Interconectada.- Conjunto de puntos de red sucesivos localizados entre dos puntos de red que no son terminales.
- Rama Suelta.- Es el conjunto de puntos de red sucesivos que finalizan en un punto de red terminal.

A continuación se describe las funciones del programa principal y de las subrutinas, desarrolladas en la presente tesis.

#### A) PROGRAMA PRINCIPAL

El programa principal está encargado de:

- 1.- Leer los datos de entrada requeridos para el análisis
- 2.- Determinar:
  - El número de abonados que pueden ser abastecidos con el transformador de mínima capacidad disponible.
  - El número de transformadores, su capacidad y zona de acción, de tal forma que el proyecto quede totalmente servido. Tomando como base la capacidad del transformador de turno.
  - La ruta de la red de alto voltaje.

- Las pérdidas de energía en los conductores de la red primaria .
- La caída de voltaje a lo largo de la red primaria.
- La red de alto voltaje que satisface la condición técnico-económica.
- El costo total de los postes seleccionados para alto y bajo voltaje.
- El costo total de los centros de transformación.
- El computo de los costos totales.
- El orden de las alternativas.

### 3.- Llamar :

A las subrutinas: NORDEN, ICOYCA, CENTRO, IORDEN.

### 4.- Imprimir los resultados

### B).- SUBRUTINA CENTRO.

Esta subrutina toma en cuenta todos los puntos que completan la capacidad del transformador de distribución en análisis y se encarga de:

- Determinar el poste en el cuál se ubicará el transfor-

mador.

- Calcular la caída de voltaje y las pérdidas de energía de los conductores de la red secundaria asociada al transformador de turno.
- Determinar para cada sección del conductor, que permite el cumplimiento de los límites de caída de voltaje, el costo de la inversión, costo de la pérdida de energía y el costo total.
- Determinar la longitud de conductor a emplearse en la red secundaria asociada al transformador de distribución en análisis.

C).- SUBROUTINA ICOYCA.

A esta subrutina se envía un punto de red y determina para este lo siguiente:

- El número de ramas sueltas adjuntas al punto.
- El número de ramas interconectadas entre el punto de estudio y otros similares.
- La identificación y el número de los puntos que conforman las ramas.
- La capacidad de abonados tanto en las ramas sueltas como en las ramas interconectadas.
- La identificación de los puntos finales de cada rama

#### D).- SUBROUTINA IORDEN.

Esta subrutina tiene como función lo siguiente:

- Ordenar valores de un vector que servirá de referencia para luego ordenar otro vector.
- Llamar a la subrutina NORDEN.

#### E).- SUBROUTINA NORDEN.

Con el empleo de esta subrutina se obtiene valores de un vector, ordenados en forma ascendente.

#### 5.1.- DEFINICION DE VARIABLES

Las definiciones de las variables empleadas para el desarrollo del programa se presentan a continuación ordenadas alfabeticamente para su mayor comprensión.

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
ABONAD	: Tipo de abonado.
APCRU	: Indicador auxiliar: Su valor es 1 si el punto de la red es cruce con empalme, caso contrario es 0.
AUXDIS	: Variable auxiliar empleada para ordenar un vector.
AWG	: Calibre del conductor.

C : Indicador principal definido como la variable APCRU.

CZ : Auxiliar para lectura de la variable C.

CALBRE : Variable para almacenar el número de la sección del conductor.

CALIRP : Variable que indica el calibre a emplearse en la red primaria.

CAPRS : Capacidad de las ramas sueltas (# de abonados).

CCTRAF : Costo de los centros de transformación requeridos la etapa, incluido los montajes (S/.).

CITPRO : Costo de inversión total en el proyecto (S/.).

CICONA : Costo de Inversión total en el conductor requerido para alumbrado público de la urbanización (S/.).

CIRAS : Costo invertido en el conductor para alumbrado de la zona adjunta para el transformador (S/.).

CIRSS : Costo de inversión en el conductor seleccionado para la red secundaria (S/.).

COINRB : Costo de inversión total en conductores empleados en el circuito secundario (S/.).

COINRP : Costo de inversión en conductores de la red primaria (S/.).

COINTD : Costo de inversión en transformadores de distribución (S/.).

CONFAV : Configuración del circuito primario.

COFIGU : Configuración del circuito secundario.

COPRP : Costo de pérdidas en el conductor de la red primaria (S/.).

CCONDT : Costo del conductor (S/. - m).

COSKWH : Costo del Kilovatio hora (S/.).

COSLUM : Costo de luminaria (S/.).

COSMON : Costo del montaje del transformador (S/.).

COSPAT : Costo de poste para alto voltaje (S/.).

COSPBT : Costo de poste para bajo voltaje (S/.).

COSPT : Costo de puesta a tierra (S/.).

COSRAP : Costo total de alumbrado público (S/.).

COSRAT : Costo total de la red de alto voltaje (S/.).

COSRBT : Costo total de la red de bajo voltaje (S/.).

COSTD : Costo del transformador de distribución. (S/.).

CPCONE : Costo de pérdidas en los conductores de las redes secundarias (S/.).

CPRSS : Costo de pérdidas en el conductor seleccionado para la red secundaria (S/.).

CTDI : Capacidad del transformador de distribución (KVA).

CTPROY : Costo total del proyecto (S/.).

CVARI : Capacidad de la rama interconectada (# de abonados).

CTYT : Auxiliar de de CTDI.

DIST : Distancia desde el origen de coordenadas a los distintos puntos de red (m).

DISTAN : Auxiliar para ordenar valores de distancias.



DELTAV : Límite de caída de voltaje en el secundario (%).

DMUF : Demanda máxima unitaria proyectada (KVA).

DVAT : Límite de caída de voltaje en el primario (%).

DVSEAC : Valor de caída de voltaje primaria desde la subestación hasta el punto de acometida de alto voltaje (%).

DVPF : Valor de caída de voltaje calculado para la red primaria (%).

DVSF : Valor de caída de voltaje con el conductor seleccionado para la red secundaria (%).

ETV : Indicador de capacidad variable disponible: vale 1 si existe, caso contrario vale 0.

EXTRP : Longitud del trayecto de la red primaria (Km).

EXTRBT : Longitud del trayecto de la red secundaria (m).

EXTCF : Longitud total del conductor para la fase (m).

EXTCN : Longitud total del conductor neutro (m).

FD : Factor de diversidad (%).

FPP : Factor de pérdida de potencia (%).

FRC10 : Factor de recuperación de capital a 10 años (%).

FRC15 : Factor de recuperación de capital a 15 años (%).

FU : Factor de utilización de un transformador (%).

IC : Contador de puntos de red que tienen cruce con empalme.

ICEN : Auxiliar empleada para contar los puntos ya operados en la búsqueda del sitio para ubicar el transformador.

ICD : Contador de puntos CD disponibles para el análisis.

ICDA : Contador de puntos CD procesados.

IDV : Índice de caída de voltaje.

INDMA : Indicador: su valor es 0 si no sobrepasa el límite de caída de voltaje secundaria con conductor de mayor sección, caso contrario vale 1.

INDISU : Indicador: vale 1, en caso de que ningún punto de red sirva de sitio para ubicar el transformador, vale 2 si se requiere cambiar su etapa. Tiene el valor de cero si no existe ningún problema.

INST : Indicador: su valor es 3 cuando el circuito secundario es trifásico y 1 si es monofásico.

INSTAV : Indicador: su valor es 3 cuando el circuito primario es trifásico y 1 si es monofásico.

ISAF : Índice de puntos de red compartidos.

IPSETT : Indicador: su valor es 0 si el punto de red no comparte abonados, caso contrario vale 1.

IST : Contador de puntos de red que tienen abonados compartidos.

IST809 : Indicador: su valor es de 0 cuando no se ha

requerido sobrecargar el transformador, caso contrario vale 1.

ITAP : Contador de número de etapas.

ITAPA : Auxiliar de ITAP.

ITEM : Valor para ser ordenado.

ITEMO : Valor ya ordenado.

ITIFUS : Índice del factor de diversidad.

ITO : Contador de puntos de red analizados.

ITOA : Contador de puntos de red de una rama interconectada intervienen en el análisis.

ITODI : Número de puntos seleccionados para la zona que servirá el transformador.

IVOL : Indicador: su valor es 1 cuando el voltaje primario es 6.3 KV y 2 cuando el voltaje primario es 23Y/13.2 KV.

IB25 : Variable para indicar el # de circuito secundario.

KVAMIN : Capacidad para comparar con la capacidad del mínimo transformador disponible.

JJ : Auxiliar para el proceso de ordenar.

JRIS : Contador de puntos de red que conforman la rama interconectada.

JZ : Contador de puntos adyacentes al punto PMACA.

LTCOMP : Longitud total de conductor a emplearse en la red primaria (Km).

LUMSHP : Indicador: su valor es 1 cuando se dispone de luminarias con fotocélula incorporada, caso contrario vale cero.

M : Contador de ramas interconectadas con el punto CD.

N : Índice auxiliar inicial para el conteo que realiza ITOA.

N1 : Número inicial para ordenar.

N2 : Número final para ordenar.

NAB : Número de abonados.

NAB CER : Número de abonados servidos.

NAB MIN : Número de abonados que puede ser alimentados con el transformador de mínima capacidad disponible.

NAB TO : Número de abonados tomadas en el análisis.

NAB TDI : Número de abonados que pueden ser alimentados por el transformador de turno.

NCD : Contador de puntos CD reservados.

NCD T : Contado de puntos CD tomados.

NET I : Número de elementos tomados en el proceso de verificación de capacidad adjunta.

NET M : Número de elementos que conforman la rama interconectada.

NET S : Número de elementos que conforman la rama suelta.

NFT D : Número de transformadores disponibles.

NK : Número total de valores a ser ordenados.

NOMBRE : Nombre de la urbanización.

NOR : Auxiliar para ordenar un vector.

NO TRA : Indicador: su valor es 1 cuando en el punto de red se puede poner un transformador, caso contrario vale cero.

NTRZ : Auxiliar para lectura de la variable NOTRA.  
 NF : Número que identifica al punto de red.  
 NPZ : Auxiliar para lectura de la variable NF.  
 NPAV : Número de postes de alto voltaje.  
 NPAUX : Punto de red interconectado que entra a conformar la red asociada al transformador.  
 NPBV : Número de postes de bajo voltaje.  
 NPC : Número(s) de punto(s) con los que se puede conectar.  
 NPCD : Punto de cruce con empalme o de derivación.  
 NPCRU : Punto de red que tiene cruce con empalme.  
 NPÉRF : Conjunto de puntos que forman la red primaria.  
 NPICD : Punto de red que se conecta con PMACA.  
 NPLUZ : Número de poste sobre el cual se ubicará la luminaria.  
 NPST : Punto de red semitomado.  
 NPRI : Punto de red correspondiente a una rama interconectada.  
 NPYA : Punto de red tomado para conformar la red asociada al transformador.  
 NRS : Contador de ramas sueltas.  
 NTI : Contador de etapas servidas.  
 NTIA : Auxiliar de NTI.  
 NTLU : Número total de luminarias.  
 NTIPUS : Índice del factor de porcentaje.  
 NTF : Número total de puntos de red.  
 NTTD1 : Número total de transformadores monofásicos disponibles.

NTTD3 : Número total de transformadores trifásicos disponibles.

NUABO : Número de abonados dependientes de un punto de red.

NUABOZ : Auxiliar para lectura de la variable NUABO.

NUC : Número de conexiones posibles con otros puntos de red.

NUCZ : Auxiliar para lectura de la variable NUC.

NUTAB : Número total de abonados localizados en el área de estudio.

PCDR : Punto CD reservado.

PMAC : Punto CD a ser considerado para inmediato análisis.

PMACA : Auxiliar de PMAC.

FORCEN : Factor de Porcentaje.

POSTER : Punto extremo de la red secundaria asociada al transformador.

PPCU : Potencia de pérdidas en el cobre del transformador (W).

PFFE : Potencia de pérdidas en el núcleo del transformador (W).

PTRAFD : Punto donde se localizará el transformador.

SAUX : Suma de abonados dependientes de NPAUX.

SCPAT : Costo total de postes de alto voltaje (S/.).

SCPBT : Costo total de postes de bajo voltaje (S/.).

SOBREC : Valor de sobrecarga admisible en un transformador (%).

SUMA : Suma de abonados que satisfacen la capacidad del transformador.

SUN : Suma de abonados para verificar la capacidad adjunta a un punto CD.

TIFLUM : Tipo de luminaria.

TIFMON : Tipo de montaje del transformador.

TIFOUS : Tipo de usuario.

TIFPT : Tipo de puesta a tierra.

U : Taza de interés (%).

VOLTBA : Sistema de voltaje secundario.

VOLTAL : Sistema de voltaje primario.

VOLTAT : Valor de voltaje primario (KV).

VOLSEC : Valor de voltaje secundario (V).

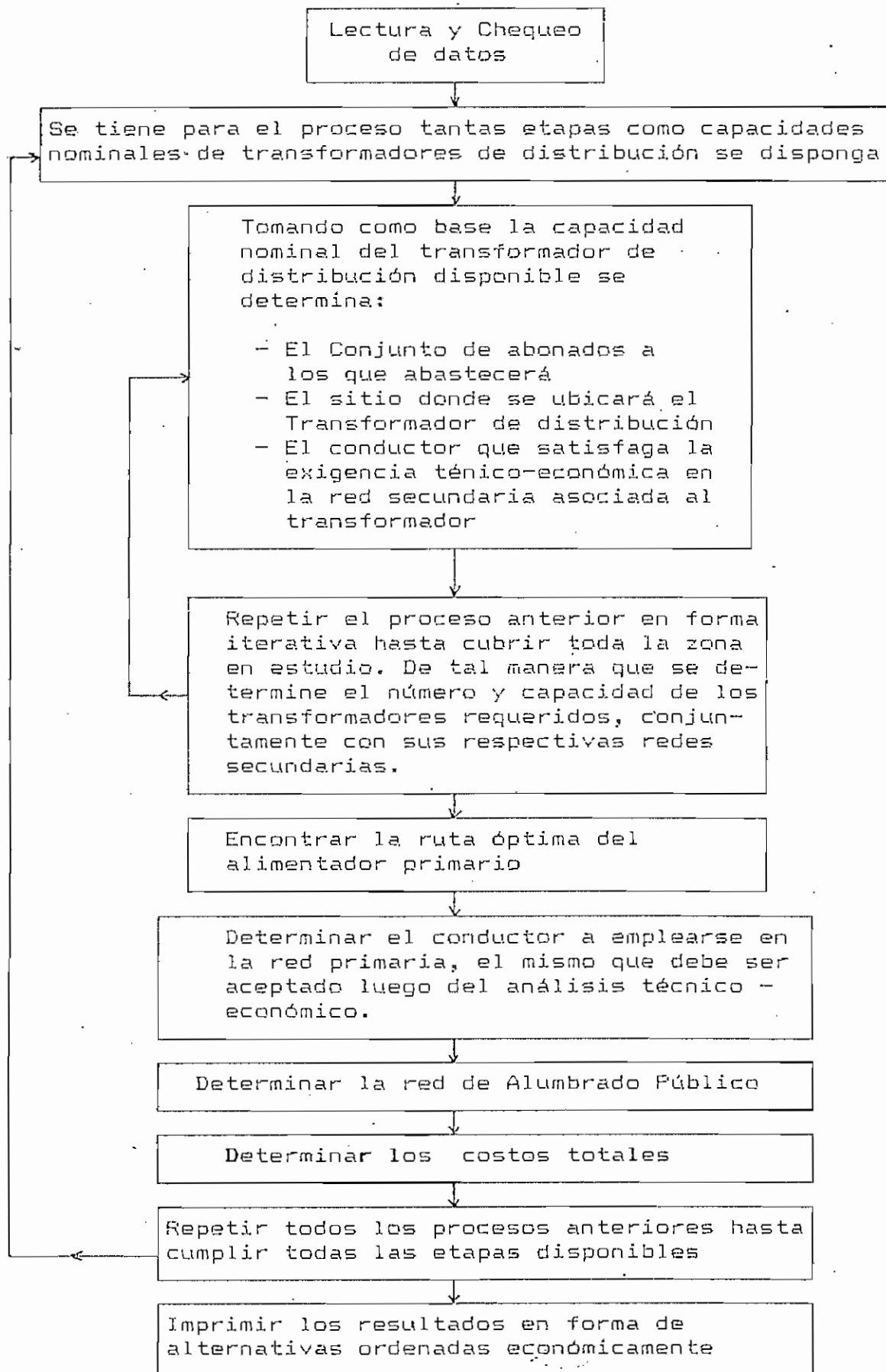
XCOR : Coordenada del punto de red en el eje X (m).

XCORZ : Auxiliar para lectura de la variable XCOR.

YCOR : Coordenada del punto de red en el eje Y (m).

YCORZ : Auxiliar para lectura de la variable YCOR.

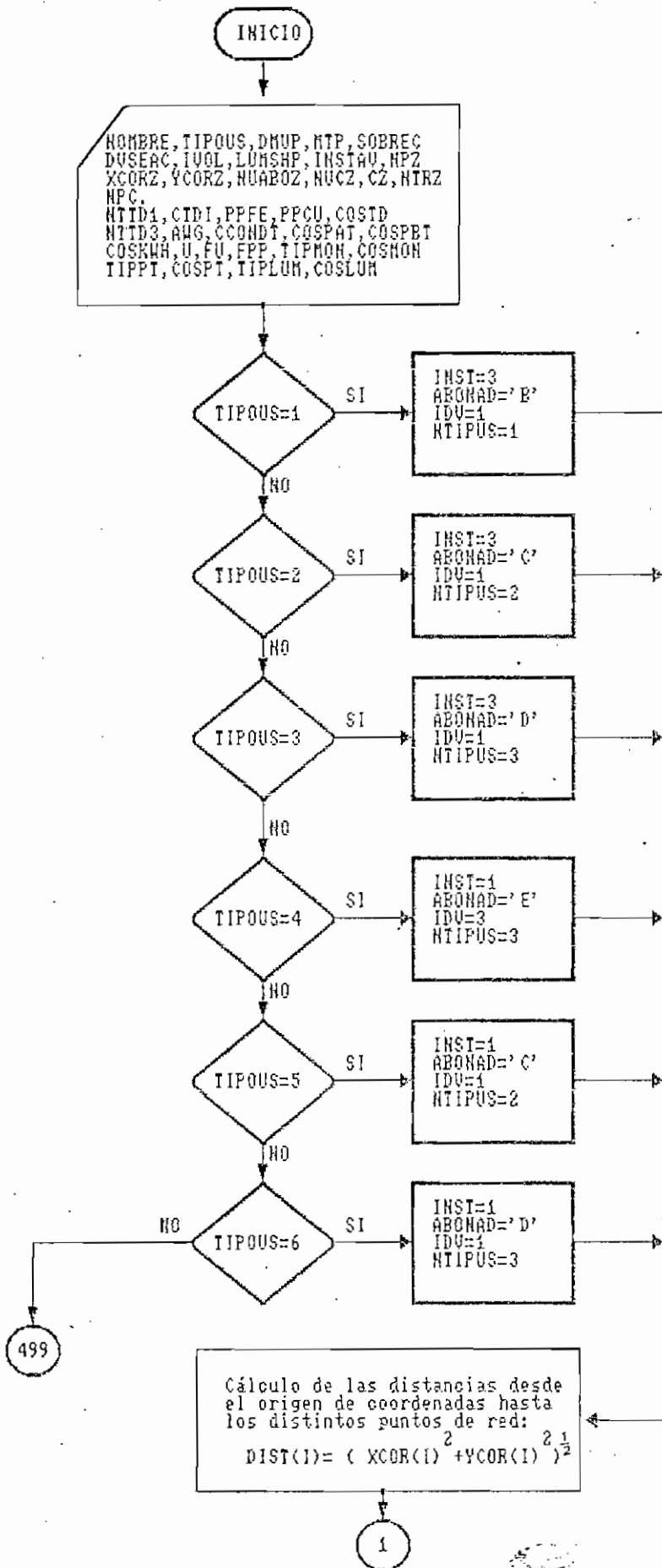
## 5.2 Diagrama de Bloques

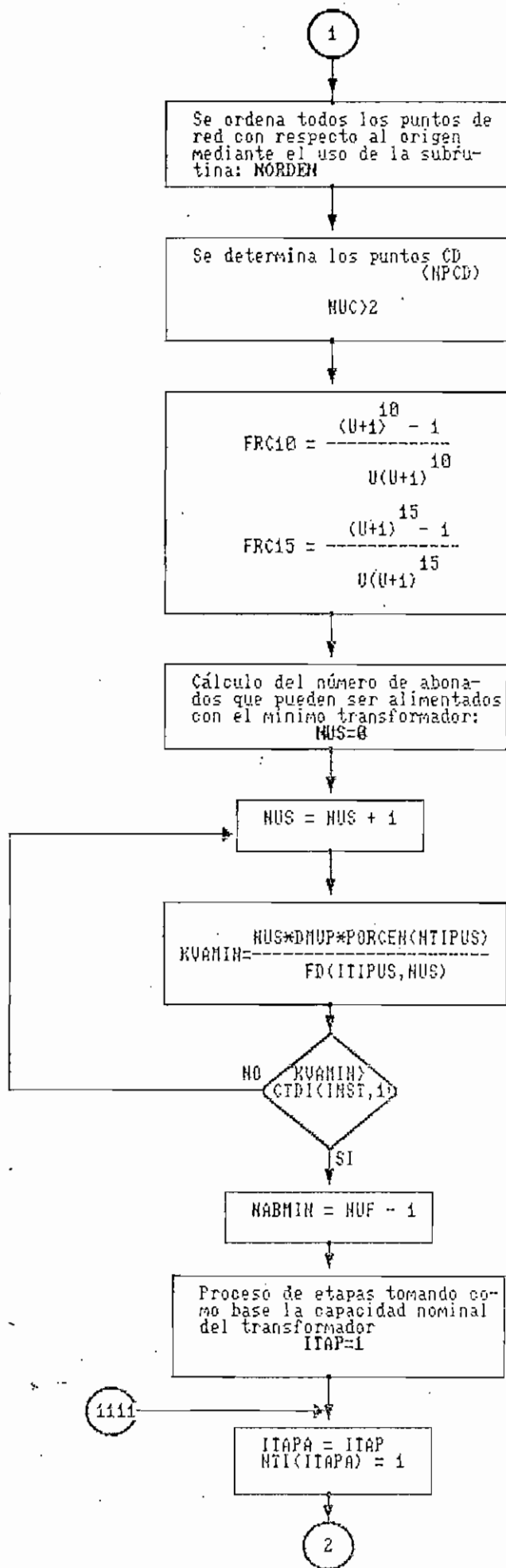


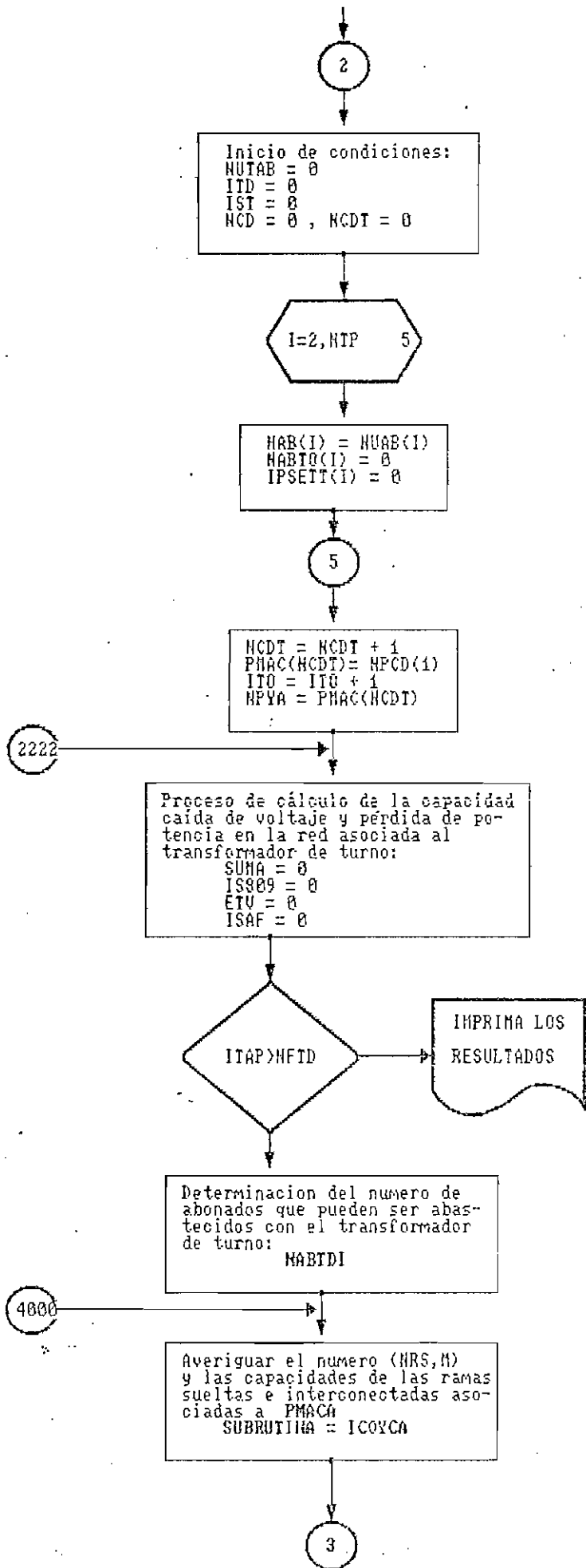


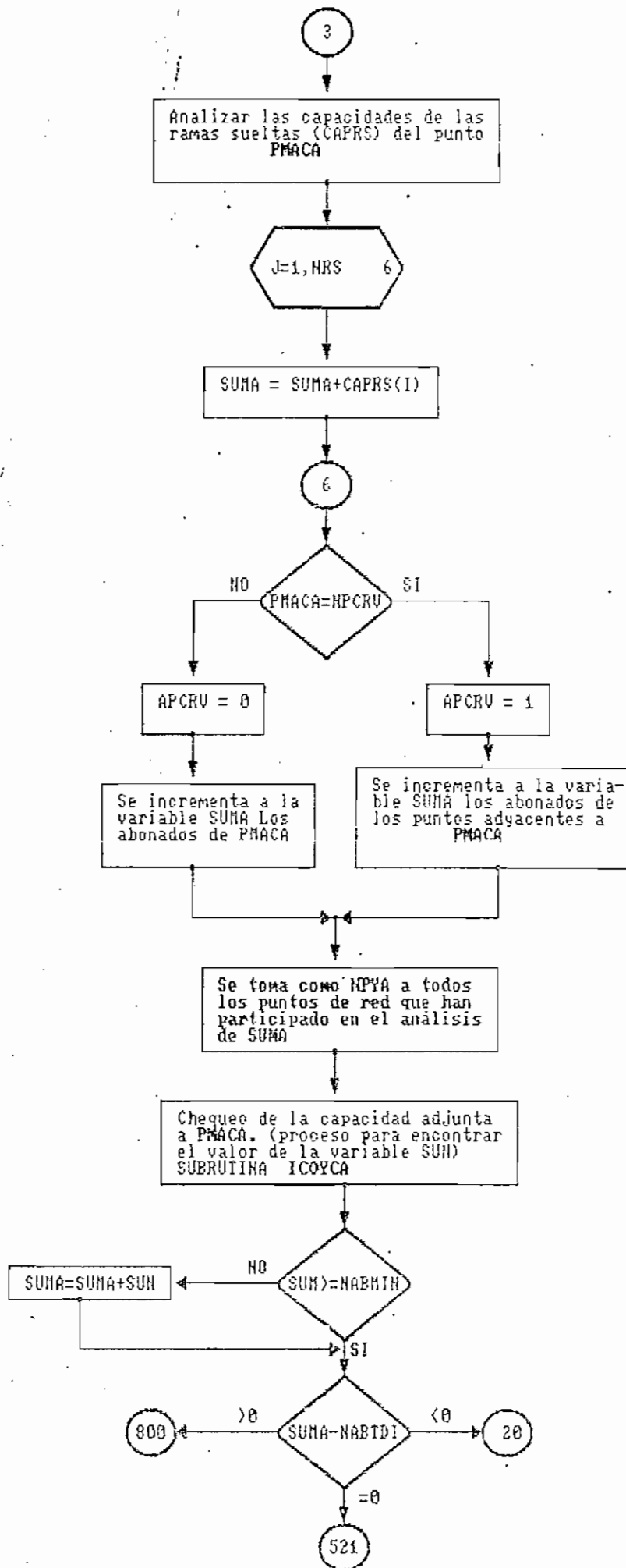
5.3 DIAGRAMAS DE FLUJO

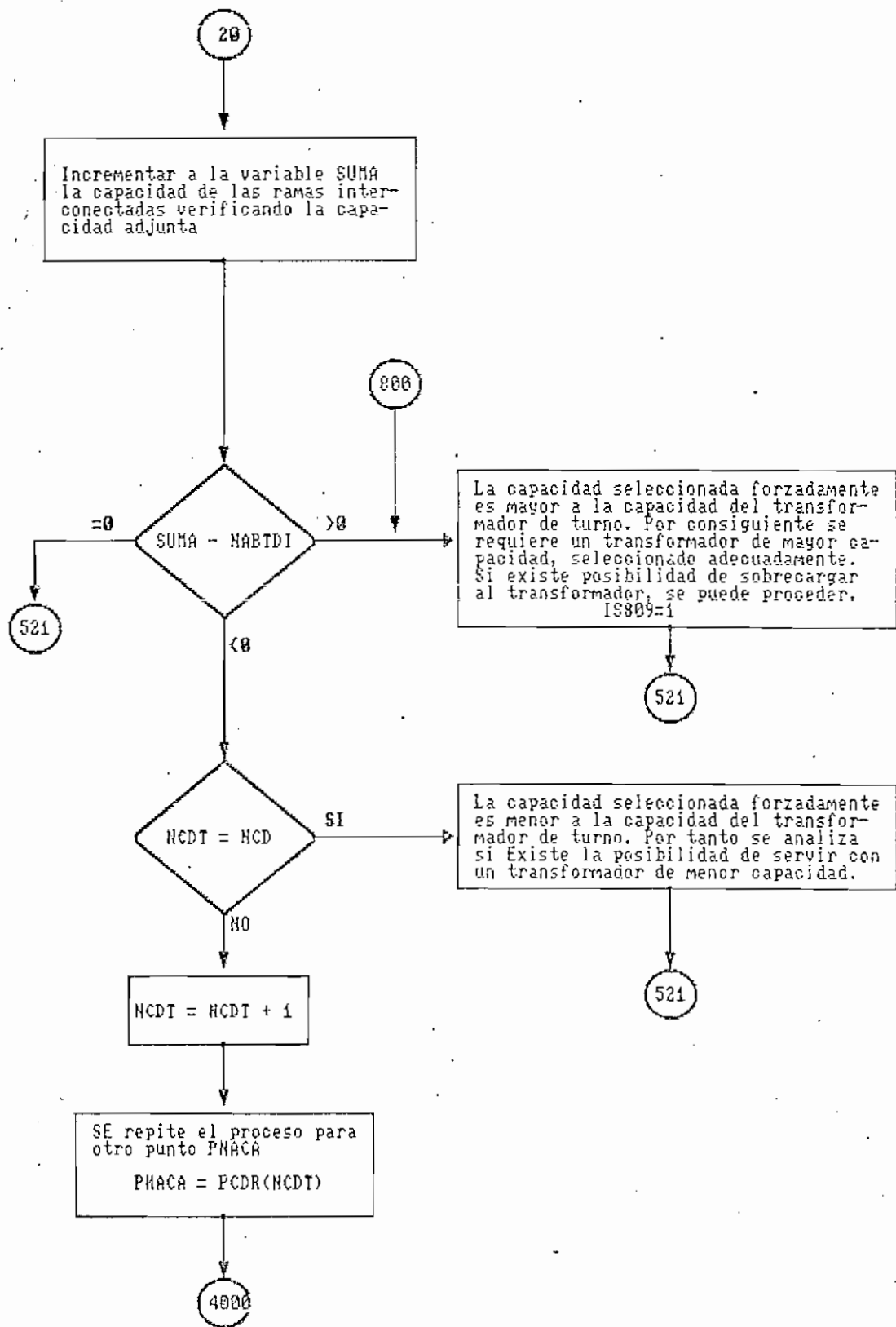
5.3.1 PROGRAMA PRINCIPAL











521

Obtenidos los puntos de red que dependeran del transformador de turno se almacena los resultados parciales como:  
CTDY, ITO, NPYA, NABCEP

INDISU = 0

Localizar el sitio para ubicar el transformador, sección del conductor de la red secundaria.  
SUBROUTINA CENTRO

INDISU=2  
SI → 457  
NO →

INDISU=1  
SI → 456  
NO →

ICDA=ICD  
NO → 2222  
SI →

Ordenar los distintos puntos seleccionados para localizar transformadores respecto del punto de acometida en alto voltaje.  
PTRAFO  
SUBROUTINA IORDEN

Determinar rutas que poseen por puntos de red, desde el sitio de acometida en A.U. a los distintos transformadores

Seleccionar de entre todos la ruta que llegan al transformador, la mas económica. Repetir esta proceso para los restantes transformadores

Formar el alimetador primario con todos los puntos de red comunes y no comunes, tomados de las distancias, rutas seleccionadas anteriormente

Calcular la caída de voltaje y pérdida de potencia en la red primaria

?

7

Obtener la longitud total del conductor a emplearse en la red primaria:  
LTCOMP

Analizar económicamente de entre todas las secciones de conductores que cumplieron con la limitación de caída de voltaje. Para determinar la sección de conductor que se empleará en la red primaria

Determinar el número de postes de alto y bajo voltaje  
NPAU, NPEU

Determinar para el alumbrado Público:  
-El número de luminarias: NTLU  
-El conjunto de postes sobre los que se ubicará las luminarias: NPLUZ  
  
En el caso, de no tener luminarias con fotocélula incorporada, se determina además:  
-El número de fotocélulas: NIIA  
-El poste sobre el cual se ubicará la fotocélula: PIRAF0  
-El calibre y longitud del conductor requerido para el hilo piloto

Computo de costos finales :  
SCPAT = NPAU\*COCPAT  
SCPEU = NPEU\*COCPET  
COSRAT = COINRP+SCPAT  
COSREU = COINRE+SCPEU  
CCIRAF = COINTD +COSMON\*NTIA+  
          +COSPT\*S\*NTIA  
COSRAP = (NTP-1-IC)\*COSLUM+CICOMA  
CITPRO = COSRAT+COSREU+CCTRAF+  
          +COSRAP  
CTPROV = CITPRO+COTPD+CPCOMB+  
          +COFRF

457

ITAPA=NFID

SI

NO

ITAPA = NFID

1111

Ordenar las alternativas de acuerdo a su costo total

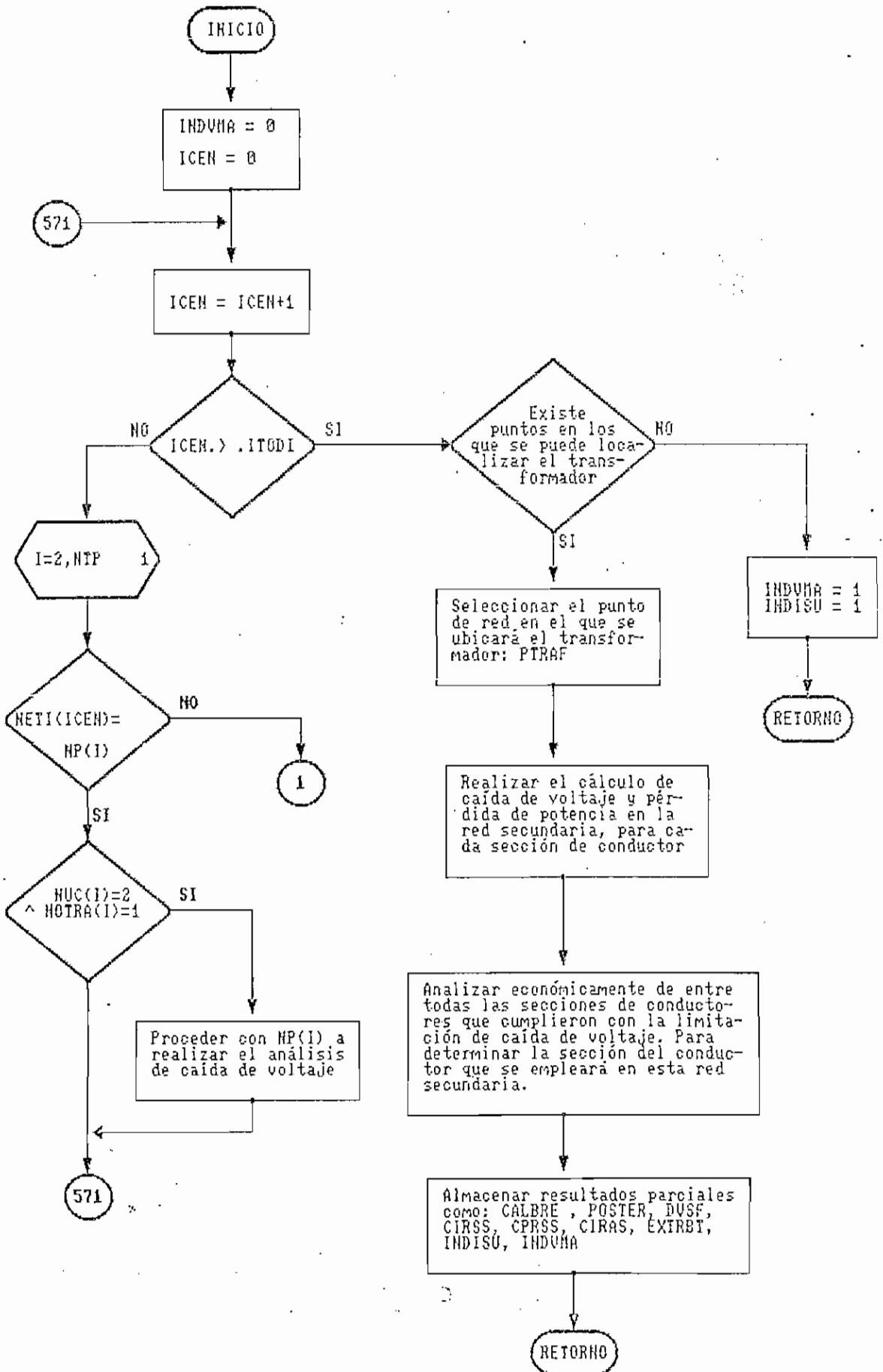
456

Imprimir los resultados definitivos en orden de alternativas

499

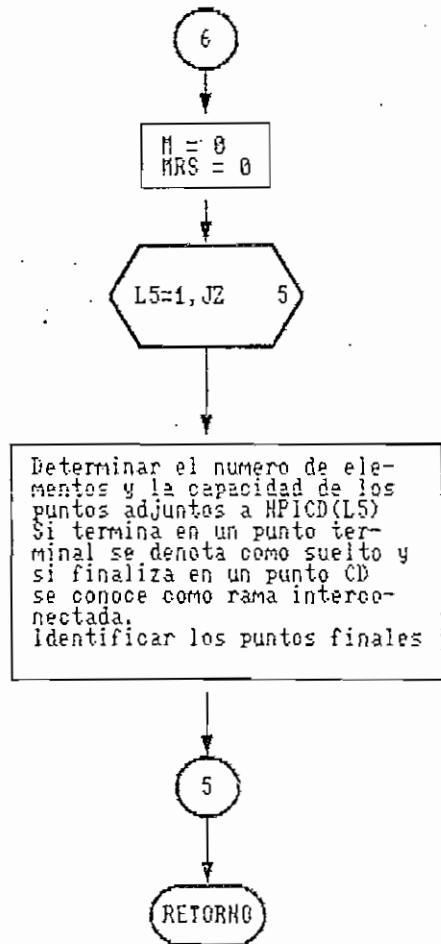
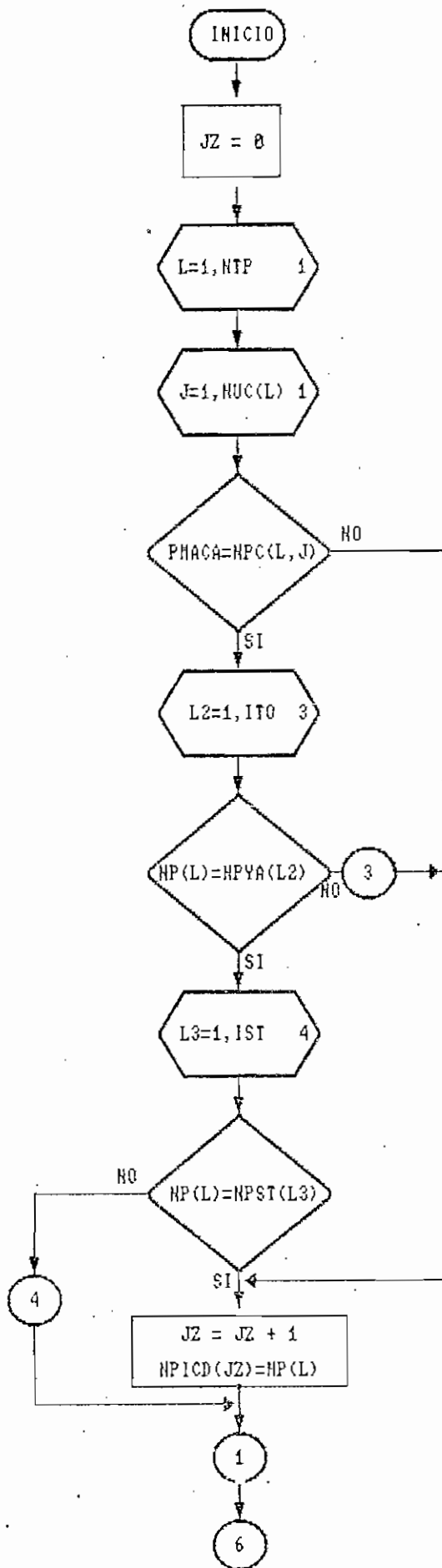
FIN

5.3.2 SUBROUTINA CENTRO

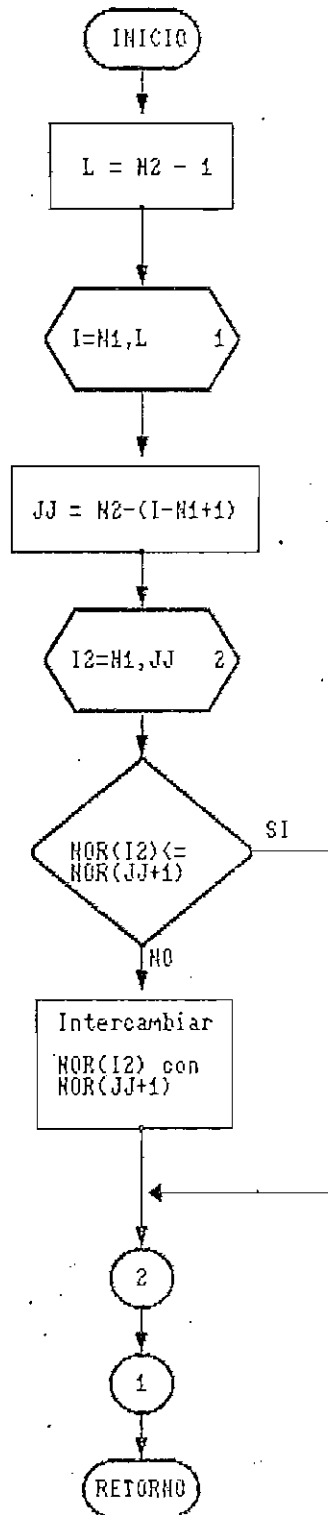




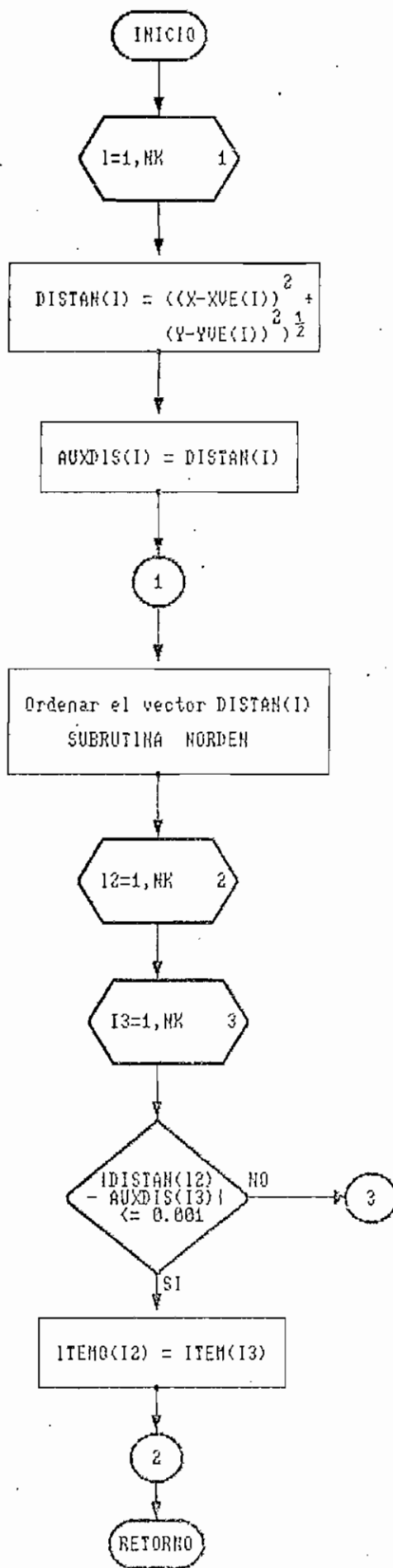
5.3.3 SUBROUTINA ICOYCA



5.3.4 SUBRUTINA NORDEN



5.3.5 SUBROUTINA IORDEN



## 5.4 Definición de Datos de Entrada y Salida.

Los datos de entrada y de salida al programa, con el fin de llevar a la práctica la metodología expuesta, se indican a continuación.

### 5.4.1 Datos de entrada.

Los datos de entrada requeridos por el programa son los siguientes:

- a) NOMBRE .- Nombre de la urbanización.
- b) TIPOUS .- Tipo de usuario.
- c) DMUF .- La demanda máxima unitaria proyectada (KVA).
- d) INSTAV .- Configuración y nivel de voltaje de la acometida en alto voltaje.
- e) DVSEAC .- El valor de la caída de voltaje desde la subestación de distribución hasta el sitio de acometida de alto voltaje (%).
- f) Para los distintos puntos de red que se desee considerar:
  - NTR .- El número total de puntos de red.
  - NPZ .- El número que indentifica al punto de red.
  - XCORZ, YCORZ.- Coordenadas de los puntos de red (m).
  - NUCZ .- Las posibles conexiones de los puntos de red.
  - CZ .- La identificación de los cruces con empalme.

- NTRZ .- La identificación de los puntos de red en los que es posible ubicar el transformador de distribución.
- NUABOZ .- El número de abonados dependientes de cada punto de red.
- g) Para los distintos transformadores que se desee considerar:
  - INST .- Clase de transformador (trifásico o monofásico).
  - NTTD3/NTTD1.- Número de capacidades nominales disponibles trifásica y/o monofásica.
  - CTDI .- Potencia nominal (KVA).
  - PPFE .- Pérdidas de potencia en el núcleo (W).
  - PPCU .- Pérdidas de potencia en los bobinados, a plena carga (W).
  - COSTD .- Costo unitario del transformador (S/.).
  - SOBREC .- Sobrecarga máxima admisible (%).
  - TIPMON .- Tipo de montaje.
  - COSMON .- Costo requerido para el montaje del transformador (S/.).
  - FU .- Factor de utilización del transformador (%).
- h) CCONDT .- Costo del conductor (S/. - Km).
- i) COSPAT, COSPBT.- Costo de los postes de alto y bajo voltaje respectivamente (S/.).
- j) COSKWH .- Costo del Kiloatio-Hora (S/.).
- k) TIPLUM, COSLUM .- Tipo de luminaria y su costo (S/.).
- l) TIPPT, COSPT .- Tipo de puesta a tierra y su costo

(S/.).

- m) U .- La tasa de interés (%).
- n) FPP .- El factor de pérdidas (%).

#### 5.4.2 Datos de salida.

El programa entrega para la aplicación los siguientes datos.

##### A) Datos Generales:

- NOMBRE .- Nombre del proyecto.
- NUTAB .- Número total de abonados.
- ABONAD .- Tipo de abonado.
- CONFAV .- Configuración del circuito primario.
- COFIGU .- Configuración del circuito secundario.
- VOLTAL .- Nivel de voltaje primario (KV).
- VOLTBA .- Nivel de voltaje secundario (V).
- DMUP .- La demanda máxima unitaria proyectada (KVA).
- DVAT .- Límite máximo de caída de voltaje en la red primaria (%).
- DELTAV .- Límite máximo de caída de voltaje en la red secundaria (%).

##### B) Para cada uno de las alternativas resultantes.

###### 1.- Número de la alternativa y costos:

- CTPROY .- Costo total del proyecto (S/.).
- CITPRO .- Costo de inversión del proyecto (S/.).
- COSRAT .- Costo de inversión en la red primaria (S/.).
- CCTRAF .- Costo de inversión en los centros de

transformación (S/.).

- COSRBT .- Costo de inversión en las redes secundarias (S/.).
- COSRAP .- Costo de inversión en alumbrado público (S/.).

2.- Para la red primaria resultante:

- EXTRP .- Longitud del trayecto (Km).
- LTCOMP .- Longitud total del conductor (Km).
- CALIRP .- Calibre del conductor (AWG).
- NPERAP .- El conjunto de puntos de red componentes.
- DVFF .- Los valores de caídas de voltaje en los puntos que se ubicarán los transformadores (%).

3.- Para cada una de las redes secundarias resultantes:

- 1825 .- El número del circuito secundario.
- CTYT .- La capacidad del transformador (KVA).
- PTRAF .- El número de poste sobre el cual se montará el transformador.
- EXTRBT .- Longitud del trayecto (m).
- EXTQF .- Longitud total del conductor de fase (m).
- EXTQN .- Longitud total del conductor de neutro (m).
- SECCF .- Calibre del conductor empleado para las

fases (AWG).

- SECCN .- Calibre del conductor empleado para el neutro (AWG).
- NETI .- El conjunto de puntos de red componentes.
- NABCR .- El número de abonados dependientes de cada punto de red.
- DVSF .- Los valores de la caída de voltaje en los puntos extremos de la red secundaria (%).

4.- Para el alumbrado público:

En el caso de no disponer luminarias con fotocélula incorporada

- NTIAZ .- El número de fotocélulas requeridas.
- NTLU .- El número de luminarias.
- TIPLUM .- Tipo de luminaria.
- AWG(6) .- Calibre del conductor para el hilo piloto.

Para cada uno de los circuitos resultantes

- PTRAFI .- El número de poste sobre el cual se montará la fotocélula.
- EXTRBT .- La longitud requerida del hilo piloto (m).
- NPLUZ .- El conjunto de puntos de red por los cuales se enrumbará el circuito de alumbrado.



En el caso de tener luminarias con fotocélula incorporada:

- NTLU .- El número de luminarias.
- TIPLUM .- Tipo de luminaria.
- NPLUZ .- El conjunto de postes sobre las que se ubicarán las luminarias.

5.- Lista general de materiales empleados para el análisis.

#### 5.5 Ejemplos de Aplicación.

Para el primer ejemplo se ha considerado la Urbanización "Colombo Ecuatoriano" la misma que está ubicada en el cantón Quito provincia del Pichincha. Esta urbanización pertenece a 44 socios cuyas características corresponden al usuario Tipo B. Su Demanda Máxima Unitaria proyectada es de 6.5 KVA.

En el segundo ejemplo se realiza el estudio de la Urbanización "Unión y Progreso" situada al Sur de Quito, pertenece a 69 usuarios Tipo D. Su Demanda Máxima Unitaria proyectada es de 2 KVA.

EJEMPLO N° 1

URBANIZACION

"COLOMBO ECUATORIANO"

```

*****
*          ESCUELA POLITECNICA NACIONAL          *
* FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA              *
* DEPARTAMENTO DE SISTEMAS DE POTENCIA          *
* TESIS DE GRADO :                              *
* DISEÑO DIGITAL DE REDES DE DISTRIBUCION      *
* AEREA PARA CARGAS RESIDENCIALES             *
* ALUMNO: NESTOR S. ALBAN MÚLINA              *
* DIRECTOR: ING. MILTON TAPANTA O.            *
* FECHA: MARZO-1989                            *
*****

```

===== D A T O S    L E I D O S =====

                  NOMBRE DE LA URBANIZACION:  
 ##### "C O L O M B O - E C U A T O R I A N O" (QUITO) #####

TIPUOS	DNUP	NTP	SOBREC	DVSEAC	IVGL	LLMSHP	INSTAV
1	6.500	37	0.000	0.000	2	1	3

---

NP(I) XCOR(I) YCOR(I) NUABC(I) NUC(I) C(I) NOTRA(I) NPC(I,J)

---

1	8.0	40.0	0	1	0	0	37			
2	34.0	116.0	1	2	0	0	36	3		
3	21.0	77.0	0	3	0	0	2	34	37	
4	97.0	77.0	0	4	1	0	35	5	16	15
5	116.0	77.0	1	2	0	1	4	6		
6	149.0	77.0	4	2	0	1	5	7		
7	181.0	77.0	0	3	0	0	6	8	29	
8	188.0	97.0	0	4	1	0	9	11	7	10
9	171.0	97.0	1	1	0	0	8			
10	210.0	97.0	2	2	0	1	8	3		
11	194.0	116.0	2	2	0	1	8	12		
12	219.0	153.0	2	2	0	0	11	13		
13	250.0	157.0	2	1	0	0	12			
14	119.0	143.0	4	1	0	0	15			
15	106.0	105.0	1	2	0	1	4	14		
16	95.0	72.0	1	2	0	1	4	17		
17	82.0	34.0	1	2	0	1	16	18		
18	76.0	12.0	0	4	1	0	20	22	19	17
19	71.0	1.0	0	1	0	0	18			
20	66.0	12.0	2	2	0	1	21	16		
21	28.0	12.0	1	1	0	0	20			
22	102.0	12.0	2	2	0	1	18	23		
23	140.0	12.0	1	2	0	1	22	24		
24	159.0	12.0	0	4	1	0	23	25	27	28
25	175.0	12.0	1	2	0	1	24	26		
26	215.0	12.0	1	1	0	0	25			
27	155.0	1.0	0	1	0	0	24			
28	167.0	39.0	0	2	0	1	24	29		
29	171.0	50.0	0	4	1	0	28	30	31	7
30	160.0	50.0	0	1	0	0	29			
31	187.0	50.0	1	2	0	0	29	32		
32	224.0	50.0	1	1	0	0	31			
33	245.0	97.0	2	1	0	0	10			
34	56.0	77.0	4	2	0	1	35	3		
35	86.0	77.0	4	2	0	1	34	4		
36	48.0	77.0	1	1	0	0	2			
37	8.0	40.0	1	2	0	0	1	3		

TRANSFORMADORES MONOFASICOS

NUMERO TOTAL DISISPONIBLE (NTTD1)= 7

CTDI	PPFE	PPCU	COSTO
10.00	40.00	241.00	275000.00
15.00	50.90	335.60	288000.00
25.00	75.00	415.00	333000.00
37.50	125.00	595.00	428000.00
50.00	170.00	410.00	475000.00
75.00	285.00	715.00	510000.00
100.00	326.00	889.00	590000.00

TRANSFORMADORES TRIFASICOS

NUMERO TOTAL DISISPONIBLE (NTTD3)= 4

CTDI	PPFE	PPCU	COSTO
30.00	200.00	800.00	1110000.00
50.00	225.00	975.00	1210000.00
75.00	275.00	1425.00	1379000.00
100.00	300.00	1700.00	1580000.00

DATOS DE CONDUCTORES

AWG CCGNDT

#470 AWG	1293.00
#370 AWG	929.00
#270 AWG	776.00
#170 AWG	662.00
#2 AWG	422.00
#4 AWG	290.00

COSPAT	COSPBT	COSKWH	U	FU	FPP
30000.00	26000.00	5.00	0.10	0.60	0.50

TIPMON	CCSPON	TIPPT	COSPT	TIPLUM	CCSLUM
MVT4	250000.00	T1-1	18000.00	HG-125W	40000.00

REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION  
=====

CORRESPONDIENTES A LA URBANIZACION :  
=====

\*\*\*\*\*  
##### "C C L C M B O - E C U A T O R I A N O" (QUITC) #####  
\*\*\*\*\*

NUMERO DE ABONADOS : 44

TIPO DE ABONADO : B

CIRCUITO EN ALTO VOLTAJE : TRIFASICO

CIRCUITO EN BAJO VOLTAJE : TRIFASICO

SISTEMA DE VOLTAJE PRIMARIO (KV): 23Y/13.2

SISTEMA DE VOLTAJE SECUNDARIO (V): 210/121

DEMANDA MAXIMA UNITARIA PROYECTADA (DMUP) (KVA): 6.50

LIMITE MAXIMO DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL PRIMARIO (%): 3.50

LIMITE MAXIMO DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL SECUNDARIO (%): 3.50

\*\*\*\*\*  
 \*\*\*\*\*  
 R E S U L T A D O S  
 =====

POLITECNICA

ALTERNATIVA #: 1  
 \*\*\*\*\*

COSTO TOTAL DEL PROYECTO \$: 8801892.00  
 COSTO DE INVERSION DEL PROYECTO \$: 8426326.00  
 COSTO DE INVERSION EN RED PRIMARIA \$: 633291.00  
 COSTO DE INVERSION EN CENTROS DE TRANSFORMACION \$ : 3197000.00  
 COSTO DE INVERSION EN REDES SECUNDARIAS \$: 3356036.00  
 COSTO DE INVERSION EN ALUMBRADO PUBLICO \$ : 1239999.00

RED PRIMARIA  
 =====

LONGITUD DEL TRAYECTO (KM): 0.31+1  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR (KM): 0.9424  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR: #4 AWG

PUNTOS COMPONENTES CAIDA DE VOLTAJE (%)

QUITO

1	
27	
3	
34	
35	
4	
16	0.005
5	
6	
7	
8	
11	0.007
15	
9	
10	

RED SECUNDARIA

CIRCUITO SECUNDARIO #: 1

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 75.00

NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 16

LONGITUD DEL TRAYECTO: (M) 478.77

LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE: (M) 1436.31

CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE: #3/0 AWG

LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO: (M) 478.77

CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO: #1/0 AWG

TOPOGRAFIA

PUNTOS COMPONENTES #DE ABONADOS

18	0
19	0
20	2
21	1
22	2
17	1
23	1
4	0
15	1
14	4
16	1
35	4
5	1
2	1
36	1
34	4
37	1
3	0

POLITECNICA

ESCUELA



ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	DV PARC (%)	DV TOT (%)	
16 - 4	5.4	17	0.32	0.32	
4 - 5	19.0	1	0.15	0.46	*
<del>4 - 15</del>	<del>29.4</del>	<del>5</del>	<del>0.55</del>	<del>0.97</del>	
4 - 35	11.0	11	0.44	0.76	
15 - 14	40.2	4	0.75	1.72	*
<del>35 - 34</del>	<del>30.0</del>	<del>7</del>	<del>0.85</del>	<del>1.61</del>	
34 - 3	35.0	3	0.54	2.14	
3 - 2	41.1	2	0.48	2.62	
<del>3 - 37</del>	<del>39.2</del>	<del>1</del>	<del>0.30</del>	<del>2.44</del>	*
2 - 36	41.4	1	0.32	2.94	*
16 - 17	40.2	7	1.14	1.14	
<del>17 - 18</del>	<del>22.8</del>	<del>6</del>	<del>0.57</del>	<del>1.71</del>	
18 - 19	12.1	0	0.00	1.71	*
18 - 20	10.0	3	0.15	1.86	
<del>18 - 22</del>	<del>26.0</del>	<del>3</del>	<del>0.40</del>	<del>2.11</del>	
20 - 21	38.0	1	0.29	2.15	*
22 - 23	38.0	1	0.29	2.40	*

QUITO

CIRCUITO SECUNDARIO #: 2

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 50.00  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 11  
LONGITUD DEL TRAYECTO: (M) 442.39  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE: (M) 1327.16  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE: #3/0 AWG  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO: (M) 442.39  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO: #1/0 AWG

TOPOGRAFIA

PUNTOS COMPONENTES      #DE ARCOS

7	0
6	4
30	0
21	1
32	1
28	0
24	0
23	0
25	1
27	0
29	0
26	1
8	0
9	1
10	2
33	2
11	2
12	2
13	2

ESCUELA POLITECNICA

GUERRA

C.C.  
32

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	DV PARC (%)	DV TOT (%)	
11 - 8	19.9	13	0.93	0.93	
8 - 7	21.2	8	0.66	1.59	
8 - 9	17.0	1	0.13	1.06	*
8 - 10	22.0	4	0.41	1.34	
7 - 6	32.0	4	0.60	2.19	*
7 - 29	28.8	4	0.54	2.12	
10 - 33	35.0	2	0.41	1.75	*
29 - 28	11.7	2	0.14	2.26	
29 - 30	11.0	0	0.00	2.13	*
29 - 31	16.0	2	0.19	2.31	
28 - 24	28.2	2	0.33	2.59	
31 - 32	37.0	1	0.28	2.60	*
24 - 23	19.0	0	0.00	2.59	*
24 - 25	16.0	2	0.19	2.78	
24 - 27	11.7	0	0.00	2.59	*
25 - 26	40.0	1	0.31	3.09	*
11 - 12	44.7	4	0.84	0.84	
12 - 13	31.3	2	0.36	1.20	*

QUIT

ALUMBRADO PUBLICO  
=====

NUMERO DE LUMINARIAS : 31

TIPO DE LUMINARIA : HG-125w

POSTES SOBRE LOS QUE SE UBICARAN LAS LUMINARIAS :

2 3 5 6 7 9 10 11 12 13 14 15 16 17 19 20 21 22 23 25  
26 27 28 30 31 32 33 34 35 36 37

LISTA GENERAL DE MATERIALES  
=====

DESCRIPCION	CANTIDAD
TRANSFORMADOR TRIFASICO CAPACIDAD (KVA):	50.0 1
TRANSFORMADOR TRIFASICO CAPACIDAD (KVA):	75.0 1
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#2/0 AWG 2703.5
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#1/0 AWG 921.2
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#4 AWG 9+2.4
POSTE PARA PRIMARIO:	12
POSTE PARA SECUNDARIO:	15
TIPO DE MONTAJE:	MVT4 2
TIPO DE LUMINARIA:	HG-125w
TIPO DE PUESTA A TIERRA:	

POLITECNICA

EJEMPLO N°2

URBANIZACION

"UNION Y PROGRESO"

```

*****
* ESCUELA POLITECNICA NACIONAL *
* FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA *
* DEPARTAMENTO DE SISTEMAS DE POTENCIA *
* TESIS DE GRADO : *
* DISEÑO DIGITAL DE REDES DE DISTRIBUCION *
* AEREAS PARA CARGAS RESIDENCIALES *
* ALUMNO: NESTOR S. ALBAN MOLINA *
* DIRECTOR: ING. MILTON TUAPANTA O. *
* FECHA: MARZO-1989 *
*****

```

===== D A T O S L E I D O S =====

NOMBRE DE LA URBANIZACION:  
 ##### "UNION Y PROGRESO"---(QUITO---ECUADOR)#####

TIPUOS	EMLP	NTR	SOBREC	DVSEAC	IVCL	LUMSHP	INSTAV
4	2.000	44	0.100	0.000	2	C	1

NP(I) XCOR(I) YCOR(I) NJABG(I) NLC(I) C(I) NOTRA(I) NPC(I,J)

1	440.C	250.C	0	1	0	0	11				
2	100.0	290.C	2	1	0	0	7				
3	160.0	290.0	3	1	0	0	9				
4	40.0	260.0	2	2	0	1	41	6			
5	10.0	250.0	3	1	0	0	6				
6	40.0	250.0	0	4	1	0	4	5	13	42	
7	100.C	250.C	2	4	0	0	8	42	2	14	
8	130.C	250.C	1	2	0	1	7	9			
9	160.0	250.C	3	4	0	0	3	16	10	8	
10	200.0	250.C	2	2	0	1	9	11			
11	240.0	250.0	1	2	0	0	10	1			
12	10.0	140.C	3	1	0	0	20				
13	40.C	220.0	2	2	0	0	6	21			
14	100.C	220.0	1	2	0	0	22	7			
15	115.C	120.C	1	1	0	0	25				
16	160.0	205.C	3	2	0	1	9	26			
17	205.0	210.C	2	1	0	0	27				
18	10.0	30.0	1	1	0	0	19				
19	10.0	70.0	3	2	0	1	18	20			
20	10.0	110.0	2	3	0	0	19	12	23		
21	45.C	195.0	3	2	0	0	24	13			
22	85.C	195.0	3	2	0	1	24	14			
23	50.0	110.C	2	2	0	1	20	30			
24	70.0	170.C	3	4	0	0	21	22	25	43	
25	115.0	170.0	3	3	0	0	24	26	15		
26	160.0	170.0	1	3	0	0	25	16	27		
27	205.0	170.0	0	3	0	0	26	28	17		
28	250.C	170.0	2	2	0	1	27	29			
29	290.C	170.0	1	1	0	0	28				
30	70.0	110.C	0	4	1	0	43	23	38	44	
31	130.0	110.C	3	2	0	1	32	44			
32	170.0	110.C	1	2	0	1	31	34			
33	190.0	90.0	2	1	0	0	34				
34	190.0	110.0	0	4	1	0	35	32	33	36	
35	190.0	120.0	2	1	0	0	34				
36	210.C	110.0	1	2	0	1	34	37			
37	250.C	110.C	0	1	0	0	36				
38	70.0	90.C	1	2	0	1	30	39			
39	70.0	50.C	0	2	0	1	38	40			
40	70.0	10.0	1	1	0	0	39				
41	40.0	290.0	3	1	0	0	4				
42	55.C	250.0	0	2	0	1	6	7			
43	70.0	125.0	0	2	0	1	24	30			
44	85.C	110.0	0	2	0	1	31	30			

TRANSFORMADORES MONOFASICOS

NUMERO TOTAL DISPONIBLE (NTTD1)= 7

CTDI	PPFE	PPCU	CCSTO
10.00	40.00	241.00	275000.00
15.00	50.90	335.60	288000.00
25.00	75.00	415.00	333000.00
37.50	125.00	595.00	428000.00
50.00	170.00	410.00	475000.00
75.00	285.00	715.00	510000.00
100.00	326.00	859.00	590000.00

TRANSFORMADORES TRIFASICOS

NUMERO TOTAL DISPONIBLE (NTTD3)= 4

CTDI	PPFE	PPCU	CCSTO
30.00	200.00	800.00	1110000.00
50.00	225.00	975.00	1210000.00
75.00	275.00	1425.00	1379000.00
100.00	300.00	1700.00	1580000.00

DATOS DE CONDUCTORES

AWG CCCNDT

#4/0 AWG	1293.00
#3/0 AWG	939.00
#2/0 AWG	776.00
#1/0 AWG	663.00
#2 AWG	422.00
#4 AWG	290.00

CCSPAT	CCSPBT	CCSKWH	U	FL	FPD
30000.00	26000.00	5.00	0.10	0.60	0.30

TIPMON	CCSPCN	TIPPT	CCSPT	TIFLUM	CCSLUM
MVT3	90000.00	T1-1	18000.00	HG-125W	40000.00



REDES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION  
=====

CORRESPONDIENTES A LA URBANIZACION :  
=====

\*\*\*\*\*  
##### "UNION Y PROGRESO" — (QUITO—ECUADOR) #####  
\*\*\*\*\*

NUMERO DE ABONADOS : 69

TIPO DE ABONADO : E

CIRCUITO EN ALTO VOLTAJE : MONOFASICO

CIRCUITO EN BAJO VOLTAJE : MONOFASICO

SISTEMA DE VOLTAJE PRIMARIO (KV): 23Y/13.2

SISTEMA DE VOLTAJE SECUNDARIO (V): 240/120

DEMANDA MAXIMA UNITARIA PROYECTADA (DMUP) (KVA): 2.00

LIMITE MAXIMO DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL PRIMARIO (%): 4.00

LIMITE MAXIMO DE CAIDA DE VOLTAJE EN EL SECUNDARIO (%): 5.00

\*\*\*\*\*  
 -----  
 \*\*\*\*\*  
 R E S U L T A D O S  
 =====

ALTERNATIVA #: 1  
 \*\*\*\*\*

COSTO TOTAL DEL PROYECTO \$: 6315360.00  
 COSTO DE INVERSION DEL PROYECTO \$: 5974224.00  
 COSTO DE INVERSION EN RED PRIMARIA \$: 614259.94  
 COSTO DE INVERSION EN CENTROS DE TRANSFORMACION \$ : 1431000.00  
 COSTO DE INVERSION EN REDES SECUNDARIAS \$: 1949024.00  
 COSTO DE INVERSION EN ALUMBRADO PUBLICO \$ : 1979901.00

RED PRIMARIA  
 =====

LONGITUD DEL TRAYECTO (KM): 0.6700  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR(KM): 0.6700  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR: #4 AWG

PUNTOS COMPONENTES	CAIDA DE VOLTAJE (%)
1	
11	
10	
9	
16	0.047
26	
25	
24	
43	
30	
44	0.057
8	
7	
42	0.048
23	
38	

RED SECUNDARIA

=====

CIRCUITO SECUNDARIO #: 1

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 25.00  
 NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
 SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 44  
 LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 505.00  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M)1010.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#2 AWG  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 505.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#4 AWG

TOPOGRAFIA

PUNTOS COMPONENTES. #DE AEGNADOS

20	2
12	3
19	3
18	1
23	2
30	0
38	1
39	0
40	1
43	0
44	0
32	1
31	3
33	2
35	2
36	1
37	0
34	0

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

TRAMO LONGITUD (M) USUARIOS DVPARC(%) DVTOT(%)

44 - 30	15.0	13	0.91	0.91
30 - 23	20.0	11	1.04	1.95
30 - 38	20.0	2	0.25	1.16
30 - 43	15.0	0	0.00	0.91 *
23 - 20	40.0	9	1.73	2.66
38 - 39	40.0	1	0.31	1.47
20 - 12	30.0	3	0.52	4.19 *
20 - 19	40.0	4	0.87	4.55
39 - 40	40.0	1	0.31	1.77 *
19 - 18	40.0	1	0.31	4.86 *
44 - 31	45.0	9	1.95	1.95
31 - 32	40.0	6	1.21	3.16
32 - 34	20.0	5	0.52	3.68
34 - 33	20.0	2	0.25	3.94 *
34 - 35	20.0	2	0.25	3.94 *
34 - 36	20.0	1	0.15	3.84
36 - 37	40.0	0	0.00	3.84 *

CIRCUITO SECUNDARIO #: 2

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 25.00  
 NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
 SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 42  
 LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 320.00  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M) 640.01  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#4 AWG  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 320.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#4 AWG

TOPOGRAFIA

PUNTOS COMPONENTES	#DE ABECADOS
24	3
21	3
13	2
6	0
4	2
41	3
5	3
42	0
7	2
2	2
14	1
22	3

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	DV PARC (%)	DV TOT (%)
42 - 6	15.0	16	1.68	1.68
6 - 4	10.0	5	0.40	2.08
6 - 5	30.0	3	0.79	2.47 *
6 - 13	30.0	8	1.79	3.47
4 - 41	30.0	3	0.79	2.87 *
13 - 21	25.5	6	1.18	4.65
21 - 24	35.4	3	0.93	5.58 *
42 - 7	45.0	8	2.68	2.68
7 - 2	40.0	2	0.77	3.45 *
7 - 14	30.0	4	1.00	3.68
14 - 22	29.2	3	0.77	4.45 *

CIRCUITO SECUNDARIO #: 3

---

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 25.00  
 NUMERO DE PUESTE SOBRE EL CUAL  
 SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 10  
 LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 485.00  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M) 970.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#4 AWG  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 485.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#4 AWG

TELEGRAFIA

---

PUNTOS COMPONENTES            #DE ABCNADCS

9	3
3	3
8	1
10	2
11	1
26	1
16	3
15	1
25	3
17	2
28	2
29	1
27	0

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

---

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	DISPARC (%)	DVTGT (%)
16 - 9	45.0	10	3.27	3.27
9 - 3	40.0	3	1.05	4.32 *
9 - 8	30.0	1	0.35	3.62 *
9 - 10	40.0	3	1.05	4.32
10 - 11	40.0	1	0.47	4.79 *
16 - 26	35.0	10	2.54	2.54
26 - 25	45.0	4	1.50	4.04
26 - 27	45.0	5	1.80	4.34
25 - 15	40.0	1	0.47	4.51 *
27 - 17	40.0	2	0.77	5.11 *
27 - 28	45.0	3	1.19	5.53
28 - 29	40.0	1	0.47	6.00 *

RED DE ALUMBRADO PUBLICO

NUMERO DE FOTOCELULAS : 3  
 NUMERO DE LUMINARIAS : 40  
 TIPO DE LUMINARIA : HG-125w  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR  
 PARA EL HILC PILOTO : #4 AWG

CIRCUITO # : 1

NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
 CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 44  
 LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 505.00  
 POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
 20 12 19 18 23 38 39 40 43 44 32 31 33 35 36 37

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
 20 12 19 18 23 30 38 39 40 43 44 32 31 33 35 36 37 34

CIRCUITO # : 2

NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
 CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 42  
 LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 320.00  
 POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
 24 21 13 4 41 5 42 7 2 14 22

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
 24 21 13 6 4 41 5 42 7 2 14 22

CIRCUITO # : 3

NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
 CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 16  
 LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 485.00  
 POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
 9 3 8 10 11 26 16 15 25 17 28 29 27

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
 9 3 8 10 11 26 16 15 25 17 28 29 27

LISTA GENERAL DE MATERIALES

DESCRIPCION	CANTIDAD
TRANSFORMADOR MONOFASICO CAPACIDAD (KVA):	25.0 3
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#2 AWG 1010.0
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#4 AWG 4900.0
POSTE PARA PRIMARIO:	14
POSTE PARA SECUNDARIO:	26
TIPO DE MONTAJE:	MVT3 3
TIPO DE LUMINARIA:	HG-125W 40
TIPO DE PUESTA A TIERRA:	T1-1 9

ALTERNATIVA #: 2

\*\*\*\*\*

COSTO TOTAL DEL PROYECTO \$: 6722823.00  
COSTO DE INVERSION DEL PROYECTO \$: 5425898.00  
COSTO DE INVERSION EN RED PRIMARIA \$: 532549.94  
COSTO DE INVERSION EN CENTROS DE TRANSFORMACION \$: 1049000.00  
COSTO DE INVERSION EN REDES SECUNDARIAS \$: 2846890.00  
COSTO DE INVERSION EN ALUMBRADO PUBLICO \$: 2001851.00

RED PRIMARIA

=====

LONGITUD DEL TRAYECTO (KM): 0.5950  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR (KM): 0.5950  
CALIBRE DEL CONDUCTOR: #4 AWG

PUNTOS COMPONENTES

CAIDA DE VOLTAJE (%)

I	
11	
10	
9	
8	0.038
16	
26	
25	
24	
43	
30	
44	0.048
23	
38	

RED SECUNDARIA

=====

CIRCUITO SECUNDARIO #: 1

-----

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 25.00  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 44  
LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 610.85  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M)1221.70  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#2 AWG  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 610.85  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#4 AWG

TOPOGRAFIA

PUNTOS COMPONENTES : #DE ABGADOS

20	2
12	3
19	3
18	1
23	2
30	0
38	1
39	0
40	1
43	0
44	0
32	1
31	3
33	2
35	2
36	1
37	0
34	0
24	3
21	3
13	2



ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	DV PARC (%)	DV TLT (%)	
44 - 30	15.0	21	1.43	1.43	
30 - 23	20.0	11	1.04	2.47	
30 - 38	20.0	2	0.25	1.68	
30 - 43	15.0	8	0.58	2.02	
23 - 20	40.0	9	1.73	4.20	
38 - 39	40.0	1	0.31	1.99	
43 - 24	45.0	8	1.75	2.77	
20 - 12	30.0	3	0.52	4.72	*
20 - 19	40.0	4	0.87	5.08	
39 - 40	40.0	1	0.31	2.30	*
24 - 21	35.4	5	0.93	4.70	
19 - 18	40.0	1	0.31	5.38	*
21 - 13	25.5	2	0.32	5.01	*
44 - 31	45.0	9	1.95	1.95	
31 - 32	40.0	6	1.21	3.16	
32 - 34	20.0	5	0.52	3.68	
34 - 33	20.0	2	0.25	3.94	*
34 - 35	20.0	2	0.25	3.94	*
34 - 36	20.0	1	0.15	3.84	
36 - 37	40.0	0	0.00	3.84	*

CIRCUITE SECUNDARIO #: 2

---

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 37.50  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 8  
LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 774.15  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M)1548.31  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#2/0 AWG  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 774.15  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#2 AWG

TOPOGRAFIA

PUNTOS COMPONENTES	#DE ARCOS
6	0
4	2
41	3
5	3
13	0
42	0
7	2
2	2
14	1
22	3
8	1
9	3
3	3
10	2
11	1
26	1
16	3
15	1
25	3
17	2
28	2
29	1
27	0

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

TRAMO	LONGITUD (M)	USLARIOS	DV PARC (%)	DV ICT (%)	
8 - 7	30.0	16	1.22	1.22	
7 - 2	40.0	2	0.28	1.49	*
7 - 14	30.0	4	0.36	1.58	
7 - 42	45.0	8	0.97	2.19	
14 - 22	29.2	3	0.28	1.86	*
42 - 6	15.0	8	0.32	2.51	
6 - 4	10.0	5	0.14	2.65	
6 - 5	30.0	3	0.29	2.79	*
6 - 13	30.0	0	0.00	2.51	*
4 - 41	30.0	3	0.29	2.94	*
8 - 9	30.0	22	1.65	1.65	
9 - 3	40.0	3	0.38	2.03	*
9 - 10	40.0	3	0.38	2.03	
9 - 16	45.0	13	1.51	3.16	
10 - 11	40.0	1	0.17	2.20	*
16 - 26	35.0	10	0.92	4.08	
26 - 25	45.0	4	0.54	4.62	
26 - 27	45.0	5	0.65	4.73	
25 - 15	40.0	1	0.17	4.79	*
27 - 17	40.0	2	0.28	5.01	*
27 - 28	45.0	3	0.43	5.16	
28 - 29	40.0	1	0.17	5.23	*

REC DE ALUMBRADO PUBLICO

NUMERO DE FOTOCELULAS : 2  
 NUMERO DE LUMINARIAS : 40  
 TIPO DE LUMINARIA : HG-125w  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR  
 PARA EL HILC PILOTO : #4 AWG

CIRCUITO # : 1

NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
 CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 44  
 LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 610.85  
 POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
 20 12 19 18 22 38 39 40 43 44 32 31 33 35 36 37 24 21 13

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
 20 12 19 18 22 30 38 39 40 43 44 32 31 33 35 36 37 34 24 21  
 13

CIRCUITO # : 2

NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
 CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 8  
 LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 774.15  
 POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
 4 41 5 42 7 2 14 22 8 9 3 10 11 26 16 15 25 17 28 29  
 27

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
 6 4 41 5 13 42 7 2 14 22 8 9 3 10 11 26 16 15 25 17  
 28 29 27

LISTA GENERAL DE MATERIALES

DESCRIPCION	CANTIDAD
TRANSFORMADOR MONOFASICO CAPACIDAD (KVA):	25.0 1
TRANSFORMADOR MONOFASICO CAPACIDAD (KVA):	37.5 1
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#2/0 AWG 1548.3
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#2 AWG 1995.9
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#4 AWG 2590.9
POSTE PARA PRIMARIO:	12
POSTE PARA SECUNDARIO:	28
TIPO DE MONTAJE:	MVT3 2
TIPO DE LUMINARIA:	HG-125w 40
TIPO DE PUESTA A TIERRA:	T1-1 6

ALTERNATIVA #: 3

\*\*\*\*\*

COSTO TOTAL DEL PROYECTO \$: 6945904.00  
COSTO DE INVERSION DEL PROYECTO \$: 6685864.00  
COSTO DE INVERSION EN RED PRIMARIA \$: 941299.75  
COSTO DE INVERSION EN CENTROS DE TRANSFORMACION \$: 2134000.00  
COSTO DE INVERSION EN REDES SECUNDARIAS \$: 1632064.00  
COSTO DE INVERSION EN ALUMBRADO PUBLICO \$: 1962501.00

RED PRIMARIA

=====

LONGITUD DEL TRAYECTO (KM): 0.9700  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR (KM): 0.9700  
CALIBRE DEL CONDUCTOR: #4 AWG

PUNTOS COMPONENTES CAIDA DE VOLTAJE (%)

1	
11	
10	
5	
16	
26	
27	
28	0.045
8	0.039
25	
24	
43	
30	
44	
31	0.046
7	
42	
6	
4	0.042
23	
20	
19	0.047
5	
12	
28	

RED SECUNDARIA

=====

CIRCUITO SECUNDARIO #: 1

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 10.00  
 NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
 SE MONTARA EL TRANSFORMADOR: 19  
 LONGITUD DEL TRAYECTO: (M) 150.00  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE: (M) 300.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE: #4 AWG  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO: (M) 150.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO: #4 AWG

TOPOGRAFIA

-----

PUNTOS COMPONENTES                      #DE ABCNADCS

20	2
12	3
19	3
18	1
23	2

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

-----

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	CAPAC(%)	DV TOT (%)
19 - 18	40.0	1	0.47	0.47 *
19 - 20	40.0	7	2.11	2.11
20 - 12	30.0	3	0.79	2.90 *
20 - 23	40.0	2	0.77	2.88 *

CIRCUITO SECUNDARIO #.: 2

---

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 10.00  
 NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
 SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 31  
 LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 355.00  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M) 710.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#4 AWG  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 355.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#4 AWG

TOPOGRAFIA

---

PUNTOS COMPONENTES	#DE ABCNADLS
30	0
38	1
39	0
40	1
43	0
23	0
44	0
32	1
31	3
33	2
35	2
36	1
37	0
34	0

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

---

TRAMO	LONGITUD (M)	ESLARIOS	ESPARC(S)	DVIGT(%)
31 - 32	40.0	6	1.86	1.86
32 - 34	20.0	5	0.80	2.66
34 - 33	20.0	2	0.38	3.04 *
34 - 35	20.0	2	0.38	3.04 *
34 - 36	20.0	1	0.24	2.89
36 - 37	40.0	0	0.00	2.89 *
31 - 44	45.0	2	0.86	0.86
44 - 30	15.0	2	0.29	1.15
30 - 23	20.0	0	0.00	1.15 *
30 - 38	20.0	2	0.38	1.53
30 - 43	15.0	0	0.00	1.15 *
38 - 39	40.0	1	0.47	2.00
39 - 40	40.0	1	0.47	2.47 *

CIRCUITO SECUNDARIO #: 3

---

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 15.00  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 4  
LONGITUD DEL TRAYECTO: (M) 175.85  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE: (M) 351.70  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE: #4 AWG  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO: (M) 175.85  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO: #4 AWG

TOPOGRAFIA

PUNTOS COMPONENTES	# DE ABONADOS
24	3
21	3
13	2
6	0
4	2
41	3
5	3
42	0

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	EV PARC (%)	DV TOT (%)
4 - 6	10.0	11	0.79	0.79
6 - 5	30.0	3	0.79	1.58 *
6 - 13	30.0	8	1.79	2.58
6 - 42	15.0	0	0.00	0.79 *
13 - 21	25.5	6	1.18	3.76
21 - 24	35.4	3	0.93	4.70 *
4 - 41	30.0	3	0.79	0.79 *



CIRCUITO SECUNDARIO #: 4

---

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 15.00  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 8  
LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 279.15  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M) 558.31  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#4 AWG  
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 279.15  
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#4 AWG

TOPOGRAFIA

---

PUNTOS COMPONENTES                      #DE ABENACUS

7	2
2	2
14	1
22	3
8	1
9	3
3	3
10	2
11	1

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

---

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	ESPANOS (M)	DIVISI (S)
8 - 7	30.0	8	1.79	1.79
7 - 2	40.0	2	0.77	2.55 *
7 - 14	30.0	4	1.00	2.75
14 - 22	29.2	3	0.77	3.56 *
8 - 9	30.0	5	1.99	1.99
9 - 3	40.0	3	1.05	3.04 *
9 - 10	40.0	3	1.05	3.04
10 - 11	40.0	1	0.47	3.51 *

CIRCUITO SECUNDARIO #: 5

---

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA): 15.00  
 NUMERO DE POSTE SOBRE EL CUAL  
 SE MONTARA EL TRANSFORMADOR : 28  
 LONGITUD DEL TRAYECTO:(M) 290.00  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR DE FASE:(M) 580.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE:#2 AWG  
 LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR NEUTRO:(M) 290.00  
 CALIBRE DEL CONDUCTOR DE NEUTRO:#4 AWG

TOPOGRAFIA

---

PUNTOS COMPONENTES	#DE ABUNADOS
26	1
16	3
15	1
25	3
17	2
28	2
29	1
27	0

ANALISIS DE CAIDA DE VOLTAJE

---

TRAMO	LONGITUD (M)	USUARIOS	DVPARL (%)	DVICT (%)
28 - 27	45.0	10	2.14	2.14
27 - 17	40.0	2	0.50	2.64 *
27 - 26	45.0	8	1.75	3.89
26 - 16	35.0	3	0.60	4.49 *
26 - 25	45.0	4	0.98	4.87
25 - 15	40.0	1	0.31	5.18 *
28 - 29	40.0	1	0.31	0.31 *

REC DE ALUMENADO PUBLICO  
=====

NUMERO DE FOTOCELULAS : 5  
NUMERO DE LUMINARIAS : 40  
TIPO DE LUMINARIA : HG-125k  
CALIBRE DEL CONDUCTOR  
PARA EL FILG PILGTC :#4 AWG

CIRCUITO # : 1

-----  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 19  
LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 150.00  
POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
20 12 19 18 23

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
20 12 19 18 23

CIRCUITO # : 2

-----  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 31  
LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 355.00  
POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
38 39 40 43 44 32 31 33 35 36 37

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
30 38 39 40 43 23 44 32 31 33 35 36 37 34

CIRCUITO # : 3

-----  
NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 4  
LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 175.85  
POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
24 21 13 4 41 5 42

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
24 21 13 6 4 41 5 42

CIRCUITO # : 4

NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 8  
LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 279.15  
POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
7 2 14 22 8 9 3 10 11

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
7 2 14 22 8 9 3 10 11

CIRCUITO # : 5

NUMERO DE POSTE SOBRE EL  
CUAL SE UBICARA LA FOTOCELULA : 28  
LONGITUD REQUERIDA DE CONDUCTOR (M) : 290.00  
POSTES QUE LLEVARAN LUMINARIA :  
26 16 15 25 17 28 29 27

PUNTOS POR LOS QUE SE ENRUMBARA LA RED :  
26 16 15 25 17 28 29 27

LISTA GENERAL DE MATERIALES

=====

DESCRIPCION	CANTIDAD
TRANSFORMADOR MONOFASICO CAPACIDAD (KVA):	10.0 2
TRANSFORMADOR MONOFASICO CAPACIDAD (KVA):	15.0 3
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#2 AWG 580.0
METROS DE CONDUCTOR CALIBRE:	#4 AWG 5390.0
POSTE PARA PRIMARIO:	22
POSTE PARA SECUNDARIO:	18
TIPO DE MONTAJE:	MV13 5
TIPO DE LUMINARIA:	HG-125W 40
TIPO DE PUESTA A TIERRA:	TI-1 15

### 5.5.1. ANALISIS DE RESULTADOS.

Los resultados obtenidos indican que; a una misma urbanización es factible dotar de servicio eléctrico mediante varias alternativas técnicas que satisfacen los límites y rangos exigidos para su correcto funcionamiento, por lo que, el análisis de costo total es prioritario para la selección de la alternativa técnica-económica más adecuada.

Los resultados obtenidos para la Urbanización "Colombo-Ecuatoriano" presenta una alternativa de servicio eléctrico:

La alternativa alcanza 8'426.326,00 Sucres de inversión y requiere dos transformadores trifásicos de 75 y 50 KVA, que se ubicarán en los postes #16 y #11 respectivamente.

El circuito secundario asociado al transformador de 75 KVA está conformado por 3 conductores #3/0 AWG en las fases y un conductor #1/0 AWG en el neutro (simbólicamente se representa como una red 3#3/0(1/0) AWG); la longitud total para las fases es 1437 m. y 478 m. para el neutro.

El circuito secundario alimentado por el transformador de 50 KVA es una red formada de 3#3/0(1/0) AWG); la longitud total requerida para las fases es 1327.16 m. y 443 m. para el neutro.

La red primaria que alimenta a los dos transformadores antes indicados, es trifásica con conductores #4 AWG, su trayecto total alcanza 0,3141 Km.

Además se debe indicar que en esta urbanización se ha empleado luminarias con fotocélula incorporada por lo que no se requiere hilo piloto para su control.

Para el caso de Urbanización "Unión y Progreso" tomada como ejemplo #2 en base a la prelocalización de postes y abonados indicados en la figura UE-1 del apéndice E, se presenta tres alternativas como resultado, las mismas que se resumen para mejor comprensión en el siguiente cuadro:

PARAMETRO	ALTERN.#1	ALTERN.#2	ALTERN.#3
COSTO DE INVERSION (\$)	5974224	6429896	6669864
RED PRIMARIA metros de conductor	1#4AWG 670	1#4AWG 595	1#4AWG 970
CIRCUITO SECUNDARIO #1 Transformador (KVA) Conductor para fase (m) Conductor para neutro (m)	2#2(4)AWG 25 1010 505	2#2(4)AWG 25 1222 611	3#4AWG 10 300 150
CIRCUITO SECUNDARIO #2 Transformador (KVA) Conductor para fase (m) Conductor para neutro (m)	3#4AWG 25 640 320	2#2/0(2)AWG 37.5 1548 774	3#4AWG 10 710 355
CIRCUITO SECUNDARIO #3 Transformador (KVA) Conductor para fase (m) Conductor para neutro (m)	3#4AWG 25 970 485		3#4AWG 15 352 176
CIRCUITO SECUNDARIO #4 ransformador (KVA) Conductor para fase (m) Conductor para neutro (m)			3#4AWG 15 558 279
CIRCUITO SECUNDARIO #5 Transformador (KVA) Conductor para fase (m) Conductor para neutro (m)			2#2(4)AWG 15 580 290

Para el sistema de alumbrado público del ejemplo anterior se requiere de conductor hilo-piloto #4 AWG que se ubicará en los bastidores de la red secundaria, el control será con fotocélulas localizadas respectivamente en los centros de transformación.

Los resultados obtenidos indican que para una capacidad nominal de transformador de distribución dada y para la estructura de costos considerada; la elección del calibre del

conductor a emplearse en las redes de bajo voltaje recae en el cumplimiento de las restricciones técnicas puesto que, la sección mínima de conductor que satisface los límites de caída de voltaje no es el más recomendable para su elección, ya que, tiene que cumplir también con el análisis de mínima pérdida de potencia por efecto Joule.

Los resultados indican que todos los elementos componentes de las redes de distribución son influyentes en la selección de alternativas, por consiguiente un análisis técnico-económico conjunto permite llegar a un resultado satisfactorio.

En cuanto al análisis de resultados correspondientes a las caídas de voltaje, se puede apreciar que; los valores obtenidos para la red primaria son despreciables aún con el conductor de sección mínima.

En los extremos de las redes secundarias se bordea los valores límites preestablecidos para cada tipo de usuario.

En el apéndice E se expone los planos de las redes de distribución correspondientes a las mejores alternativas de cada urbanización.



## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo se ha desarrollado un método que representa una herramienta de gran utilidad para diseñar proyectos de redes de distribución aéreas radiâles destinadas a alimentar cargas residenciales, las que se caracterizan por tener una densidad de carga notable uniforme. Con poco esfuerzo y llegando a resultados satisfactorios.

La gran flexibilidad en la entrada de datos permite simular fácilmente distintas condiciones, ya sea de cargas, de costos o de ubicación. Ayudando así al proyectista a encontrar la mejor solución, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

El Programa desarrollado no solamente permite realizar el diseño de redes de distribución para nuevas cargas del tipo residencial sino que también se puede emplear para estudiar las redes de Urbanizaciones residenciales en funcionamiento, con el objeto de tener un criterio de visión actual y de proyección.

El método es muy dependiente de la localización inicial de los sitios posibles para ubicar los postes; pero este hecho más bien permite llegar a una solución óptima usando el buen criterio del proyectista que es fundamental en el desarrollo de todo proyecto puesto que permite resolver pro-

blemas con visión no solamente técnica sino buscando que la solución asumida sea adaptable al máximo en el medio considerando para el estudio.

La ubicación del transformador de distribución generalmente se viene haciendo en forma aproximada, usando como criterio inicial el centro geográfico, el mismo que en zonas irregulares puede estar muy lejano al centro de carga. Con el empleo del programa desarrollado en esta tesis, rápidamente se tiene cálculos de caída de voltaje tomando como base todos los puntos posibles para ubicar el transformador de distribución y ver que sucede en los extremos de la red secundaria. Al finalizar se selecciona el sitio que equidiste eléctricamente a todos los puntos extremos y cumpla la exigencia de seguridad para ubicar el transformador.

Usando el modelo seguido los planes del sistema pueden ampliarse para un conocimiento de operación futura, mediante un análisis de sensibilidad con respecto a sus componentes tales como costos y capacidades de los transformadores de distribución, de los conductores, postes, luminarias, etc.

Una correcta operación y evaluación de las pérdidas de potencia y energía que constituyen el índice más representativo de las condiciones de operación y de la eficiencia del sistema. Permite desarrollar una gestión empresarial más eficiente.

La distribución de la caída de voltaje en el primario y en el secundario es variable de acuerdo a la alternativa de

servicio. Así por ejemplo, en alternativas con transformadores de pequeñas capacidades se abastece zonas pequeñas pudiendo cumplir los límites de caída de voltaje secundaria con el conductor de mínima sección permitida o por condiciones de pérdida de potencia se emplea un conductor de mayor diámetro, disminuyendo el porcentaje de caída de voltaje. Bajo ésta alternativa el alimentador primario resultante es de mayor longitud por consiguiente se incrementa el porcentaje de caída de voltaje en el primario.

En alternativas con transformadores de alta capacidad se pueda abastecer grandes zonas por lo que la caída de voltaje en el secundario es altamente limitante, requiere de conductores de mayor sección. El alimentador primario es corto y no complica su exigencia de caída de voltaje.

Con el propósito de reducir las pérdidas técnicas en los circuitos secundarios a los niveles posibles, es necesario efectuar un análisis del conductor económico que tenga en cuenta al menos los siguientes factores: Caída de voltaje, máxima demanda inicial, tasa el crecimiento, corriente de carga, inversión inicial, capacidad del transformador, período de diseño, voltaje nominal, etc.

Una misma Urbanización puede tener varios criterios para el servicio eléctrico. Proyectos que satisfacen las exigencias técnicas y difieren en sus propuestas económicas; las mismas que difícilmente se puede determinar por simple observación.

Se puede servir con varios transformadores de pequeña capacidad que enlacen pequeñas redes secundarias formadas con conductores de sección mínima, o a su vez usando transformadores de grandes capacidades que permiten alimentar redes secundarias más extensas, por lo que, la sección de los conductores requeridos es mayor. El programa presentado permite hacer una mezcla de las dos posiciones anteriores creando de ésta manera una nueva alternativa de servicio.

Para completar el proyecto de diseño de redes de distribución, de tal forma que se cumpla con los requisitos exigidos por las Empresas Eléctricas para la aprobación del proyecto se debe seleccionar el equipo de protección que se colocará en la entrada de energía eléctrica a la urbanización además el número y tipo de estructuras y tensores.

Finalmente se debe pasar la información del computador a los planos respectivos y detallar en la Memoria Técnica Descriptiva las especificaciones técnicas de los equipos y elementos necesarios.

En todos los casos de alternativas que contengan lazos formados por las interconexiones de los puntos de red localizados originalmente, se crea varias posibilidades de tal forma que el proceso se prolonga por lo que se recomienda hacer un análisis inicial de tal forma que se tenga los lazos prioritarios.

Se recomienda acoplar al programa desarrollado otros trabajos computacionales como: El cálculo de la Demanda, Un análisis para tener la posibilidad de introducir varias secciones de conductores en una misma red secundaria caso de ser posible, y además los estudios que se crean pertinentes por cuánto ésta actividad debe ser objeto de análisis continuo, tendiente a obtener mejoramiento en los resultados.

Por otro lado también se recomienda llevar el estudio, al empleo de computadores personales que en la actualidad van tornándose indispensables para generalizar de esta manera su utilización.

## B I B L I O G R A F I A

- 1.- EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A., "Normas Para Sistemas de Distribución", Parte A y B, Quito 1.979.
- 2.- FONNAVAIKO M, FRAKASA R, "Optional Distribution System Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, pp 2969-2977, June 1.981.
- 3.- ORTIZ DE ZARATE P., DE LOS HOYOS SILVA J., "Diseño Económico de Redes de Baja Tensión", CIER, Vol 1, pp 1-24, Chile, 1.981.
- 4.- MINA GALO, "Diseño de Redes de Distribución por Computador Digital", JIEE, Vol. 4 pp 111-114, Quito, Mayo 1.983.
- 5.- MOLINA FABIAN, "Administración de Carga en Transformadores de Distribución", Tesis de Grado EPN, Quito, Marzo 1.983.
- 6.- CIER, "Criterios Básicos para Elaboracao de Projectos de Redes de Distribucão", Vol 1, pp. 47-159, Brasil 1.981.
- 7.- ASTUDILLO J., ABRIL E., "Pérdida de Potencia y Energía en Circuitos Secundarios", V-SEDEE, pp. 357-372, Cuenca, Noviembre 1.986.

- 8.- VIMAS GILLERMO, "Pérdidas de Energía en los Sistemas de Distribución debido a Sistemas de Alumbrado Público Inadecuados", V-SDEE, pp. 208-250, Cuenca, Noviembre de 1.986.
- 9.- SIGCHA CARLOS, "Cuantificación de los Componentes de las Pérdidas", IV-SEDEE, pp. 7-11, Manta, 1985.
- 10.- INECEL, "Normas para Distribución Rural", Quito, 1.980.
- 11.- ECUATRAN SA, "Transformadores Trifásicos y Monofásicos de Distribución sumergidos en Aceite", Ambato, 1.985.
- 12.- OREJUELA VICTOR, "Sistemas de Distribución", partes I y II, Quito, 1.978.
- 13.- SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGIA, "Reglamento Técnico y Normas Generales para el Proyecto y Ejecución de Obras de Electrificación Rural", Argentina, Diciembre de 1.978.
- 14.- CÓDIGO ELECTRICO ECUATORIANO, Quito, 1.973.
- 15.- POVEDA MENTOR, "Planificación de Sistemas de Distribución", Quito, 1.987.
- 16.- VIQUEIRA L. JACINTO, "Redes Eléctricas", Vol I, México 1.973.

- 17.- ENRIQUEZ H. GILBERTO, "Líneas de Transmisión y Redes de Distribución de Potencia Eléctrica", Vol II, Ed. Limusa, México, 1.980.
- 18.- AEIE-CUENCA, "Manual de Protección de Sistemas de Distribución", Ed. U. de Cuenca, Cuenca, 1.982.
- 19.- INECEL, "Reglamento de Acometidas", Quito, 1.981.
- 20.- DAWES CH., "Electricidad Industrial" Vol II, Ed. Reverte S.A., 1.978.
- 21.- CABLEC CA., "Catálogo de Conductores Eléctricos", Quito.
- 22.- WESTINGHOUSE, "Electrical Transmission and Distribution Reference Book", Pennsylvania, 1950.



A P E N D I C E    A 1

DIVISION DEL SUELO Y TIPO DE VIVIENDA

USUARIO TIPO	ZONA	AREA/LOTE MINIMA (M <sup>2</sup> )	VIVIENDA TIPO	CUS (%)	FRENTE MINIMO (M)
A	R.1	1500	UNIFAMILIAR AISLADA	50	35
	R.2	800	UNIFAMILIAR AISLADA	70	25
	R.2A	450	UNIFAMILIAR AISLADA	80	16
B	R.3B	500	BIFAMILIAR AISLADA	60	16
			UNIFAMILIAR AISLADA	80	14
	R.4A	300	UNIFAMILIAR PAREADA	60	10
	R.4B	300	BIFAMILIAR AISLADA	100	14
C	R.4C	300	BIFAMILIAR PAREADA	100	10
	R.5A	180	UNIFAMILIAR PAREADA	100	10
	R.5B	150	UNIFAMILIAR CONTINUA	100	8
D	R.5C	200	BIFAMILIAR PAREADA	100	10
	R.5D	200	BIFAMILIAR CONTINUA	100	8
	R.5E	180	BIFAMILIAR SOBRE LINEA	100	8

- FUENTE REGLAMENTO DE ZONIFICACION DEL MUNICIPIO DE QUITO

NOTAS:

- CUS: COEFICIENTE DE UTILIZACION DEL SUELO

- PARA VIVIENDAS BIFAMILIARES DEBEN CONSIDERARSE 2 CONSUMIDORES POR LOTE

A P E N D I C E      A 2

CARGAS TÍPICAS DE APARATOS ELÉCTRICOS

APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO	CARGAS TÍPICAS (W) USUARIO TÍPO			
	A	B	C	D Y E
Puntos de alumbrado	100	100	100	100
Puntos de alumbrado (apliques)	25	25	25	
Cocina	10000	5000	3000	1000
Asador	1500	1500		
Secadora	3000			
Tostador	1000			
Cafetera	600	600	600	600
Bartén	800	800		
Calentador de agua	2500	2000	1500	
Refrigeradora	300	300	300	
Batidora	150	150	150	
Radio	200	100	100	100
Lavadora	400	400	400	
Plancha	900	600	600	600
Televisor	250	250	250	250
Aspiradora	400	400	400	
Secadora de pelo	250	250		
Máquina de coser	100	100	100	
Tocadiscos	100	100	100	100
Calentador	1000	1000		
Enceradora	450	450	450	
Bomba de agua	750	750		

## A P E N D I C E    A 3


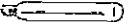

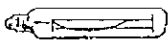


### NIVEL Y FACTOR DE UNIFORMIDAD DE ILUMINACION SOBRE LA CALZADA EN SERVICIO, EN AUSENCIA DE DATOS NUMERICOS SOBRE EL TRAFICO

	VALORES MINIMOS		VALORES NORMALES	
	Ilumina- ción media (lux)	Factor de uniformi- dad	Ilumina- ción media (lux)	Factor de uniformi- dad
Carreteras de las redes bá- sicas o afluentes.....	15	0.25	22	0.30
Vías principales o de pene- tración continuación de ca- rreteras de las redes básic- as o afluentes.....	15	0.25	22	0.30
Vías principales o de pene- tración continuación de ca- rreteras de la red comercial	10	0.25	15	0.25
Vías principales o de pene- tración continuación de ca- rreteras de las redes local o vecinal.....	7	0.20	10	0.25
Vías industriales.....	4	0.15	7	0.20
Vías comerciales de lujo - con tráfico rodado.....	15	0.25	22	0.30
Vías comerciales con tráfico rodado, en general.....	7	0.20	15	0.25
Vías comerciales sin tráfico rodado.....	4	0.15	10	0.25
Vías residenciales con tráfico rodado.....	7	0.15	10	0.25
Vías residenciales con poco tráfico rodado.....	4	0.15	7	0.20
Grandes plazas.....	15	0.25	20	0.30
Plazas, en general.....	7	0.20	10	0.25
Paseos.....	10	0.25	15	0.25

A P E N D I C E    A 4

HOJA 1 DE 2

-GAMAS PRINCIPALES DE LAMPARAS PARA ALUMBRADO PUBLICO

Categoría	Tipo	Eficacia máx. de la lámpara lúmenes/watio	Vida económica horas
<p>LAMPARAS DE DESCARGA DE GAS</p>      	Alumbrado por lámparas mixtas autoestabilizadas	28	5000
	Mercurio a alta presión	65	12000
	Sodio a alta presión	125	12000
	Sodio a baja presión	200	10000

A P E N D I C E    A 4

HOJA 2 DE 2

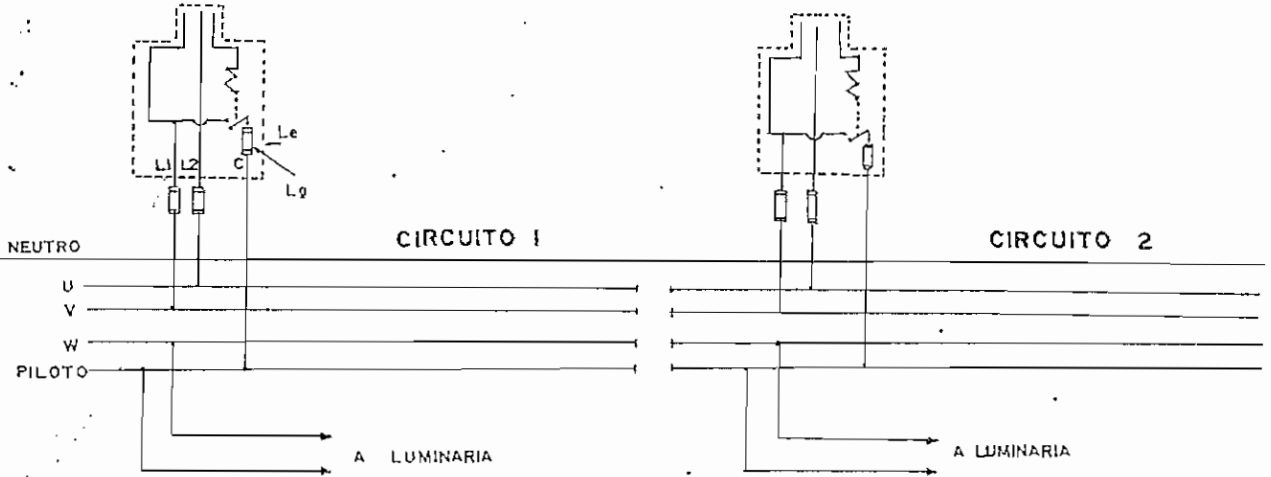
GAMAS PRINCIPALES DE LAMPARAS PARA ALUMBRADO PUBLICO

Tipo	Características	Aplicaciones típicas
Alumbrado por lámparas mixtas autoestabilizadas	Larga duración; buena calidad de color, fácil instalación; eficiencia superior a las lámparas incandescentes	Sustitución directa para lámparas incandescentes, proyectos industriales y públicos de pequeño alcance, irradiación de plantas
Mercurio a alta presión	Gran eficiencia; extremadamente larga duración, aceptable calidad de color	Alumbrado de zonas residenciales, campos de deportes, y fábricas
Sodio a alta presión	Muy buena eficiencia; extremadamente larga; buena calidad de color	Alumbrado público; alumbrado por proyectores; industrial; irradiación de planta SON-H; sustitución para las lámparas de mercurio
Sodio a baja presión	Superior eficiencia; muy larga duración gran agudeza visual; mala calidad de color; luz monocromática	Gran variedad de aplicaciones; donde la economía es más importante que el color

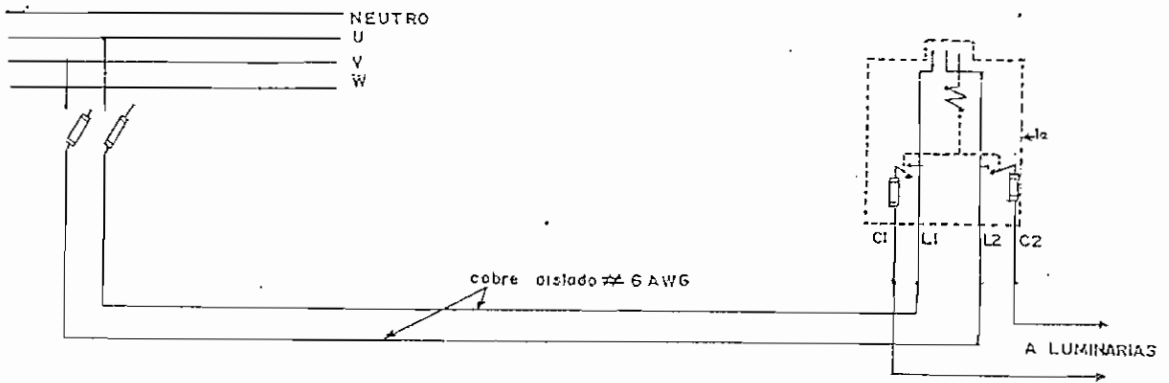
# A P E N D I C E    A 5

## ESQUEMAS DE CONTROL PARA ALUMBRADO PUBLICO

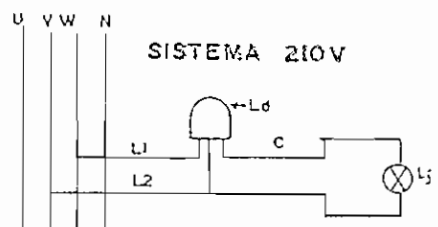
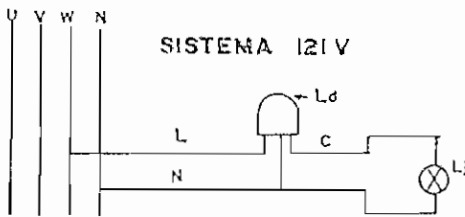
### CONTROL MULTIPLE DIAGRAMA DE CONEXION\_ SISTEMA 210 V RELE UNIPOLAR



### RELE BIPOLAR

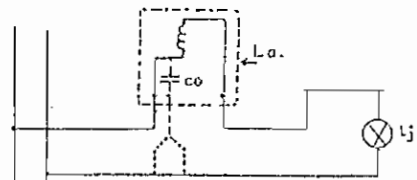


### CONTROL INDIVIDUAL



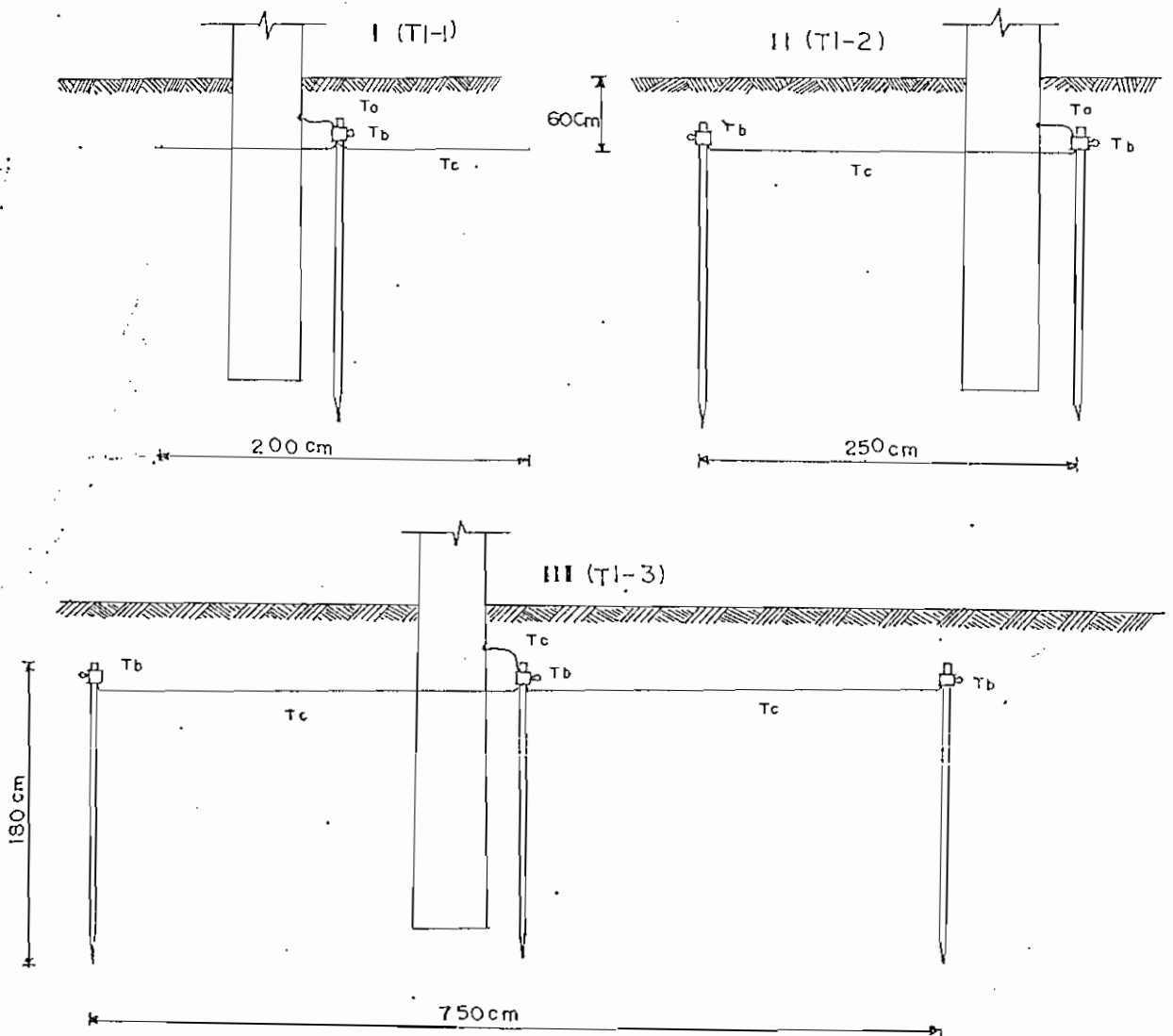
- L<sub>o</sub>...BALASTO
- L<sub>d</sub>...CELULA FOTOELECTRICA
- L<sub>g</sub>... FUSIBLE
- L<sub>j</sub>... LUMINARIA
- L<sub>o</sub>... RELE CON CELULA FOTOELECTRICA INCORPORADA
- CO... CONDENSADOR OPCIONAL

### DIAGRAMA DE CONEXION DE LUMINARIA



# APENDICE B 1.

## DISPOSICIONES PARA CONEXION A TIERRA



To. \_ CABLE DE PUESTA A TIERRA (CONDUCTOR DE COBRE #2 - 1/0 AWG)

Tb. \_ CONECTOR

Tc. \_ CONTRAPESO (CONDUCTOR DE COBRE #2 AWG)

Td. \_ VARILLA DE PUESTA A TIERRA, 16 mm  $\phi$  x 180 cm

## A P E N D I C E B 2

### D I S T A N C I A S M I N I M A S

HOJA 1 DE 2

A: ALTURA MINIMA DE CONDUCTORES (m).

TIPO DE VIA	ZONA	A LO LARGO SOBRE ACERAS		CRUCES	
		A.T.	B.T.	A.T.	B.T.
Avenidas de Tránsito Rápido, dos o más calzadas	URBANA	7.0	6.5	8.0	(1)
Avenidas principales		7.0	6.5	7.0	(1)
Callees		7.0	6.0	7.0	6.0
Callen y Caminos	RURAL	6.0	5.5	6.0	5.5
Espacios Abiertos sin tránsito				6.0	5.0
Autopistas	OTROS			8.0	(1)
Carreteras				11.0	6.5
L. Férreas no Electricadas				8.0	7.0

B: CRUCES CON LINEAS EXISTENTES

Separación vertical mínima, medida en metros, entre los conductores más próximos.

LINEA EXISTENTE	LINEA PROYECTADA			
	Neutro y Cable Tensor	Línea Secundaria	Línea Primaria KV 15.2      23	
Línea de comunicaciones	0.50	1.20	1.20	1.0
Neutro y cable tensor	0.50	0.50	1.20	1.20
Línea secundaria	0.50	0.50	1.20	1.20
Línea primaria hasta 23 KV.	—	—	1.20	1.20

(1) La línea de mayor nivel de voltaje ocupará la posición superior



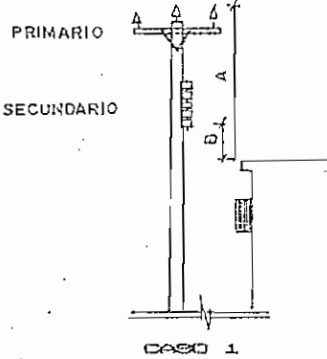
# APENDICE B 2

## DISTANCIAS MINIMAS

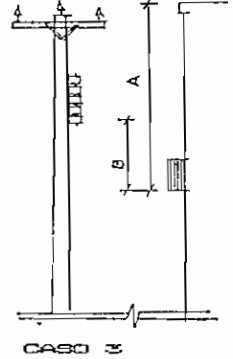
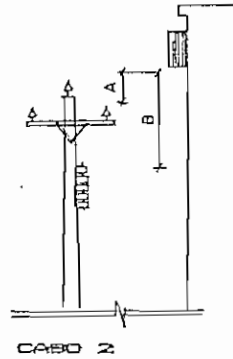
HOJA 2 DE 2

### SEPARACION ENTER CONDUCTORES Y EDIFICIOS

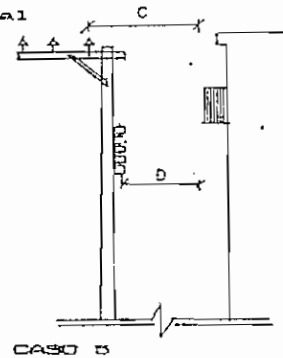
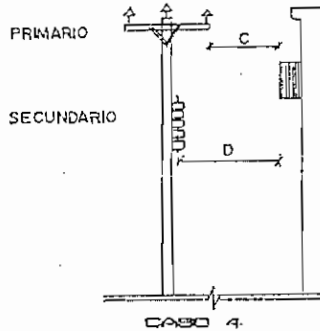
Separacion vertical entre conductores y la parte más alta de los edificios



Separacion vertical entre el piso de balcones o salientes y los conductores



Separación Horizontal



SEPARACIONES MINIMAS - METROS												
CASO	SOLO PRIMARIO				SOLO SECUNDARIO		PRIMARIO Y SECUNDARIO					
	A		C		E	D	PRIMARIO		SECUNDARIO		B	D
23	6.3	23	6.3	23			6.3	23	6.3	23		
1	4	3.0			2.0						2.0	
2	2.0	1.0			0.5		2.0	1.0				
3	5.0	3.0			2.5						2.5	
4			2.0	1.0		1.0			2.0	1.0		
5			2.0	1.5		1.0			2.0	1.0		1.0

(2) Si las separaciones verticales para los casos 2 y 3 no pueden ser mantenidas, se exige la separación horizontal del caso 5.

A P E N D I C E    B 3

HOJA 1 DE 4

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE  
TRANSFORMADORES MONOFASICOS

POTEN- CIA	VOLTAJE PRIMARIO	PERDIDAS SIN CARGA	PERDIDAS TOTALES A 85°C	IMPEDANCIA A 85°C	REGULACION A 85°C	
					tp=1	tp=0.8
KVA	VOLTIOS	WATTS	WATTS	%		
5	22860 GRDY/132000	36	172	3.2	3.2	3.6
	13200/22860 Y	32	174	3.4	3.2	3.6
	12700/22000 Y	31	155	3.3	3.2	3.6
	22000 GRDY/12700	26	150	3.1	3.2	3.6
	13200 GRDY/7620	30	173	3.6	3.2	3.6
10	63000 Y	40	250	2.9	2.6	2.8
	63000 Y	41	242	2.8	2.6	2.8
	13200/22860 Y	39	290	3.4	2.6	2.8
	12700/22000 Y	38	291	3.3	2.6	2.8
	138000 GRDY/7970	38	285	3.1	2.6	2.8
	7620/13200 Y	39	282	3.2	2.6	2.8
	220000 GRDY/12700	40	280	3.1	3.2	3.8
	22860 GRDY/13200	40	281	3.2	2.6	2.8
13200 GRDY/7620	41	280	3.2	2.6	2.8	
15	63000 Y	53	385	2.9	2.4	2.9
	12700/22000 Y	46	370	3.2	2.4	2.9
	220000 GRDY/12700	54	371	3	2.4	2.9
	138000 GRDY/7970	50	370	2.9	2.4	2.9
	13200/22860 Y	54	375	3.1	2.4	2.9
	132000 GRDY/7620	50	388	3	2.4	2.9
25	24000/4160 Y	73	560	3.4	2.2	3.2
	60000 Y	68	476	3.1	2.2	3.2
	63000 Y	67	464	2.8	2.2	3.2
	12700/22000 Y	66	543	3.6	2.2	3.2
	138000 GRDY/7970	76	533	3.4	2.2	3.2
	13200/22860 Y	71	532	3.5	2.2	3.2
	7620/13200 Y	75	535	3.3	2.2	3.2
	132000 GRDY/7620	74	532	3.2	2.2	3.2
	22860 GRDY/7620	75	538	3.2	2.2	3.2
	37.5	7620/132000 Y	120	705	2.6	1.8
132000/22860 Y		118	700	2.9	1.8	2.4
132000 GRDY/7970		118	700	2.6	1.8	2.4

APENDICE B3

HOJA 2 DE 4

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS

POTENCIA	VOLTAJE PRIMARIO	PERDIDAS SIN CARGA	PERDIDAS TOTALES A 85°C	IMPEDANCIA A 85°C	REGULACION A 85°C	
					WATTS	WATTS
37.5	7970/13200 Y	115	690	2.6	1.6	2.4
	22000/0 GRDY/7620	120	690	2.7	1.6	2.4
	13200 GRDY/7620	115	723	2.6	1.6	2.7
	22860 GRDY/13200	125	720	2.6	1.6	2.7
50	13200/22860 Y	166	573	1.9	1.2	1.7
	22860 GRDY/13200	170	580	1.8	1.2	1.7
	7620/13200 Y	180	560	1.8	1.2	1.7
	13200 GRDY/7620	172	670	1.9	1.2	1.7
75	7620/13200 Y	260	880	1.5	1	1.4
	6300	282	885	1.6	1	1.4
	13200 GRDY/7620	295	890	1.6	1	1.4
	13800 GRDY/7970	285	910	1.7	1	1.4
	13200/22860 Y	284	905	1.7	1	1.4
	22860 GRDY/13200	285	900	1.6	1	1.4
100	7620/13200 Y	350	1200	1.4	0.9	1.3
	2400/4160 Y	340	1260	1.4	0.9	1.3
	13200 GRDY/7620	328	1200	1.5	0.9	1.3
	13800 GRDY/7970	326	1208	1.6	0.9	1.3
	13200/22860 Y	327	1225	1.7	0.9	1.3
	22860 GRDY/13200	326	1215	1.7	0.9	1.3
167	7620/13200 Y	410	1905	1.9	1	1.6
	13200 GRDY/7620	420	1910	1.9	1	1.6
	13800 GRDY/7970	426	1907	2	1	1.6
	13200/22860 Y	424	1901	2.1	1	1.6
	22860 GRDY/13200	424	1895	2.1	1	1.6

Nota: Todos los casos indicados, están basados en un voltaje secundario 120/240.

A P E N D I C E B 3

HOJA 3 DE 4

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE  
TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Pot.	Voltaje PRIMARIO	Voltaje SECUND.	Pérdida en carga	Pérdida Total 85°C	Imped. 85°C	Regulación a 85°C	
KVA	Voltios	Voltios	Watts	Watts	%	$r_p=1$	$r_p=0.6$
50	22.860	220	250	1.200	4	1.58	3.47
		210					
		208					
	22.860/13.200	220	225	1.425	4.2/3.8	1.58/1.75	3.47/3.50
		210					
208							
13.800	220	225	1.445	4	1.60	3.50	
	210						
208							
75	22.860	220	275	1.700	4	1.59	2.6
		210					
		208					
	22.860/13.200	220	275	1.700	4.2/3.8	1.59/1.58	2.6/2.9
		210					
208							
13.800	220	275	1.700	4	1.58	2.81	
	210						
208							
100	22.860	220	300	2.350	4	1.04	3.26
		210					
		208					
	22.860/13.200	220	300	2.000	4.2/3.8	1.04/1.10	3.26/3.3
		210					
208							
13.800	220	340	2.000	4	1.10	3.38	
	210						
208							
100	13.200	208	340	2.000	4	1.18	3.5
		220					
		210					
	208	480	340	2.140	4	1.15	3.57
440							

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE  
TRANSFORMADORES TRIFASICOS

POTEN	VOLTAJE PRIM.	VOLT. SECUN	PERDI SIN CARGA	PERDI TOTAL 85°C	IMPED. 85°C	REGULACION A 85°C	
KVA	VOLTIOS	VOLT.	WATTS	WATTS	%	FP=1	FP=0.8
160	13.800	220	470	3.270	4	1.24	3.64
		210					
		208					
	22.860	220	570	3.925	4	1.06	3.32
		210					
22.860/13.200	220	570	3.925	4.4/3.9	1.06/1.2	3.32/3.5	
200	13.800	220	570	3.925	4	1.14	3.44
		210					
		208					
	22.860	220	660	4.760	4	1.01	3.04
		210					
22.860/13.200	220	660	4.760	4.4/4	1.01/1.1	3.04/3.5	
250	13.800	220	660	4.760	4	1.09	3.38
		210					
		208					
	22.860	220	785	5.385	4	0.93	3.1
		210					
22.860/13.200	220	785	5.385	4.4/3.9	0.93/1.0	3.1/3.26	

A P E N D I C E C 1

FACTORES DE DIVERSIDAD PARA DETERMINACION  
DE DEMANDAS MAXIMAS DIVERSIFICADAS

NUMERO DE USUARIOS	USUARIO TIPO			NUMERO DE USUARIOS	USUARIO TIPO		
	A	B y C	D y E		A	B y C	D y E
	1	2	3		1	2	3
1	1.00	1.00	1.00	26	3.00	2.33	1.71
2	1.50	1.31	1.23	27	3.01	2.36	1.71
3	1.78	1.50	1.34	28	3.02	2.38	1.71
4	2.01	1.83	1.41	29	3.03	2.39	1.71
5	2.19	1.72	1.47	30	3.04	2.40	1.71
6	2.32	1.83	1.52	31	3.04	2.41	1.72
7	2.44	1.89	1.56	32	3.05	2.42	1.72
8	2.54	1.96	1.58	33	3.05	2.43	1.72
9	2.61	2.01	1.60	34	3.06	2.44	1.72
10	2.66	2.05	1.62	35	3.06	2.45	1.73
11	2.71	2.09	1.63	36	3.07	2.45	1.73
12	2.75	2.11	1.64	37	3.07	2.46	1.73
13	2.79	2.14	1.65	38	3.08	2.46	1.73
14	2.83	2.17	1.66	39	3.08	2.47	1.73
15	2.86	2.19	1.67	40	3.09	2.47	1.73
16	2.88	2.20	1.68	41	3.09	2.48	1.73
17	2.90	2.21	1.68	42	3.10	2.48	1.73
18	2.92	2.23	1.69	43	3.10	2.49	1.73
19	2.93	2.25	1.69	44	3.10	2.49	1.73
20	2.94	2.27	1.69	45	3.10	2.49	1.73
21	2.95	2.28	1.69	46	3.10	2.49	1.73
22	2.96	2.29	1.70	47	3.10	2.49	1.73
23	2.97	2.30	1.70	48	3.10	2.50	1.73
24	2.98	2.31	1.70	49	3.10	2.50	1.73
25	2.99	2.33	1.70	50	3.10	2.50	1.73

## A P E N D I C E C 2

### REDES AEREAS

Material Conductor: Aleación de Aluminio AAAC

COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE EN CIRCUITOS SECUNDARIOS  
KVA-M PARA 1% DE CAIDA DE VOLTAJE

CONDUCTOR		KVA-M		CONDUCTOR		KVA-M	
SECCION mm <sup>2</sup>	CALIBRE AWG	3∅	1∅	SECCION mm <sup>2</sup>	CALIBRE AWG	3∅	1∅
21	4	260	170	68	2/0	710	470
34	2	400	260	85	3/0	850	570
54	1/0	590	390	107	4/0	1010	670

Configuración de circuitos

Trifásicos: 4 hilos 210/121 V.

Monofásicos: 3 hilos 240/120 V.

COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE EN REDES PRIMARIAS  
KVA-KM PARA 1% DE CAIDA DE VOLTAJE

CONDUCTOR		KVA-KM PARA 1% DE CAIDA DE VOLTAJE				
SECCION mm <sup>2</sup>	CALIBRE	6.3 KV		23/13.2 KV		
		3∅	1∅	3∅	23 KV	13.2 KV
21	4	230	115	3010	1500	495
34	2	345	172	4490	2230	735
54	1/0	500	253	6540	3230	1065
68	2/0	600	303	7800	3845	1270
85	3/0	720	360	9220	4530	1495
107	4/0	840	423	10785	5290	1740

## APENDICE C 3

### FACTOR VALOR-PRESENTE SERIE-UNIFORME (FVPSU)

Este factor dará el presente  $P$  de una serie anual uniforme equivalente  $A$ , que comienza al final del año 1 y se extiende durante  $n$  años a una tasa de interés  $I$ .

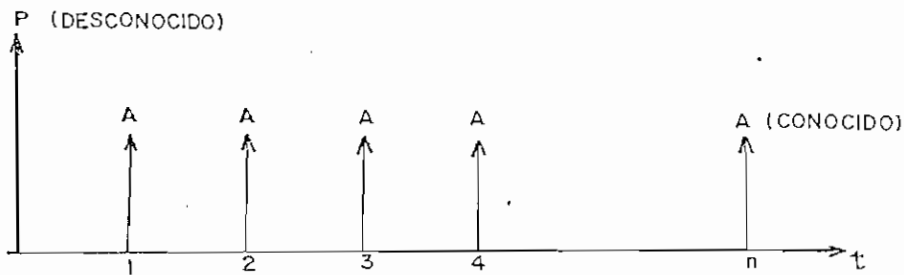


Diagrama  $P$  en función de  $A$

El valor de  $P$  se obtiene en base a las anualidades ( $A$ ) con la siguiente ecuación.

$$P = A * \left[ \frac{(1+I)^n - 1}{I * (1+I)^n} \right]$$



## APENDICE D

### MANUAL DE USO DEL PROGRAMA

#### 1.- OBJETIVO

El objetivo del programa digital es disponer de una herramienta que permita encontrar soluciones adecuadas al diseño de proyectos, redes de distribución aéreas para cargas residenciales con el consiguiente ahorro de tiempo y recursos tanto humanos como materiales.

#### 2.- METODO DE SOLUCION

El método empleado para la operación del programa digital es el iterativo. El Problema se desarrolla en primera instancia, en forma similar al método manual descrito en las normas de la Empresa Eléctrica Quito S.A. Posteriormente se aprovecha la rapidez que brinda el computador, teniendo de esta manera la posibilidad de manejar varias alternativas y por último escoger la que cumpla con una aceptación técnico-económica.

#### 3.-DESCRIPCION DEL PROGRAMA

El programa consta de una parte principal llamada REDISAR y cuatro subrutinas nombradas como CENTRO ICOYA IORDEN y NORDEN. El lenguaje empleado para su desarrollo es Fortran 77.

En el capítulo V se halla descrito en detalle cada par-

te del programa, con su respectivo diagrama de flujo, por lo que se recomienda remitirse a dicha sección.

#### 4.-NOMENCLATURA

En el capítulo V numeral 5.1 titulado Definición de Variables, se detalla cada variable requerida para el desarrollo del programa por lo que para su conocimiento se recomienda revisar dicho numeral. Además en el apartado 5.4 se indican las variables requeridas para la entrada y salida de información.

#### 5.- FORMA DE PROPORCIONAR LOS DATOS AL PROGRAMA

- El nombre que identifica a la urbanización será una línea con un máximo de 80 caracteres.
- El tipo de usuario (TIPOUS) se define para los datos de la siguiente manera:

TIPOUS	Usuario Tipo	Configuración
1	B	Trifásica
2	C	Trifásica
3	D	Trifásica
4	E	Monofásica
5	C	Monofásica
6	D	Monofásica

- La capacidad del transformador y la DMUp en KVA.
- El costo de los conductores en S/. - m.

- Las pérdidas de potencia en W.
- Los valores de la tasa de interés, Factor de utilización, sobrecarga del transformador y la caída de voltaje primario hasta el sitio de acometidas a la urbanización. Serán términos decimales.
- Los costos de los transformadores, luminarias y la puesta a tierra son variables alfanuméricas de 10 caracteres.
- Los formatos de lectura para las diferentes variables se hallan indicadas en las hojas de codificación correspondientes.

#### 6.- RESTRICCIONES

- Se debe asegurar que los datos se proporcionen de acuerdo a los formatos indicados, para evitar que se cometa errores en los datos de entrada y no se pueda correr el programa.
- El voltaje primario puede ser 6.3 o 23Y/13.2 KV caso contrario el programa envía un mensaje que dice: "EL VALOR DE IVOL NO ES EL CORRECTO".
- El número máximo de puntos de red no debe ser mayor que 200, caso de sobrepasar se tiene el siguiente mensaje: "EXEDE EL DIMENSIONAMIENTO".
- Se debe tener presente los valores permitidos para las variables: LUMSHF, INSTAV, C, NOTRA, U, FU, FPP;

de lo contrario se recibirá un mensaje indicando que el valor de la variable correspondiente no es el correcto.

- En ningún caso existen valores negativos.
- El programa está diseñado para usuarios tipos: B, C, D y E.
- El número máximo de posibles conexiones que puede tener un punto es cinco.
- El punto de red N21 corresponde al poste para la acometida en alto voltaje. En el caso de requerir, también este poste para bajo voltaje, llevará doble numeración (ver ejemplo # 1).

FORMA DE OBTENER RESULTADOS EN EL TERMINAL IBM 3277 DE LA  
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Para poder correr el programa empleando el terminal IBM 3277 se debe seguir las siguientes pasos:

a) Ingresar al Sistema usando las respectivas claves asignadas a cada usuario.

b) Poner las instrucciones: DEF STOR 2M

I CMS

las mismas que amplian la memoria.

c) Dejar el carrete que contiene el programa al operador y pedir que se asigne una Unidad de cinta al CMS respectivo.

d) Cargar de la cinta el archivo MASDISCO EXEC al Disco Permanente (A1), con el siguiente comando:

TAPE LOAD MASDISCO EXEC A1

e) Para poder compilar y ejecutar el programa se requiere del Disco Temporal B1, el mismo que se genera con el comando MASDISCO.

f) Subir el resto de archivos de la cinta al Disco Temporal B1 con la instrucción:

TAPE LOAD \* \* B1

g) Rebobinar la cinta: TAPE REW .

h) Desconectar el carrete de la Unidad de Cinta

TAPE RUN

DET 181

Ingresar los datos según los formatos indicados en la hojas de codificación respectivas, mediante los archivos de datos que se crean con las siguientes instrucciones:

X FILE FT10F001 B1 .- Para el Nombre, las características y la Prelocalización de postes y abonados.

X FILE FT11F001 B1 .- Para el número capacidad y costo de los transformadores.

X FILE FT12F001 B1 .- Para el calibre y costo del conductor.

X FILE FT13F001 B1 .- Para las variables COSPAT, COSPET, COSKWH, U, FU, FPP.

X FILE FT15F001 B1 .- Para las variables TIPMON, COSMON, TIPPT, COSPT, TIPLUM, COSLUM

J) Operar el programa con los siguientes comandos:

```
FORTVS REDISAR (NOPRINT  
GL  TXTILB  VFORTLIB  
LOAD REDISAR (CLEAR  NOMAP START
```

Para poder disponer los resultados en papel se requiere de la instrucción: FILE FT06F001 PRINTER

Los ejemplos desarrollados en el presente trabajo se hallan codificados en las siguientes hojas.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
FORMATO GENERAL PARA DATOS DE ENTRADA																																ARCHIVO FILE FTIIF001 A1																																															
1.- NOMBRE DE LA URBANIZACION (1 línea)																																FORMATO A80																																															
2.- DATOS DEL SISTEMA (1 línea)																																INIMBIRE																																															
																																FORMATO B F.7.3,5 2F.7.3,3I3																																															
TIPOUS	DMUP	NTP	SOBREC	DYSEAC	IVOL	LUMSPIN\$TAV																																																																									
3.- DATOS REFERENTES A LA PRELOCALIZACION POSTES Y ABONADOS																																																																															
(líneas - igual al número NTP)																																FORMATO 13,2 F6.1,4I3,5I3																																															
NPZ	XCORZ	YCORZ	NUABOZ	NÚCZ	CZ	NTRZ	NPC(1)	NPC(2)	NPC(3)	NPC(4)	NPC(5)																																																																				
																																ARCHIVO FILE FTIIF001 A1																																															
4.- NUMERO DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS DISPONIBLES																																																																															
(1 línea)																																FORMATO 3																																															
NTTDI																																																																															
5.- DATOS DE LOS TRANSFORMADORES MONOFASICOS DISPONIBLES																																																																															
(líneas igual al número NTFDI)																																FORMATO 3F.10.2,F15.2																																															
CSTDI	PPFE	PPCU	COSTO																																																																												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
6. NUMERO DE TRANSFORMADORES, TRIFASICOS DISPONIBLES (1 línea) FORMATO : 13																																																																															
NTTD3																																																																															
7. DATOS DE TRANSFORMADORES, TRIFASICOS DISPONIBLES (líneas igual al número NTTD3) FORMATO : 3F10.2, F15.2																																																																															
CTDI   PPEF   PPCU   COSTD																																																																															
ARCHIVO : FILE FT12F001 AI																																																																															
8. DATOS DE CONDUCTORES (6 líneas) FORMATO : 1X, A10, F102																																																																															
AWG   CCOND																																																																															
ARCHIVO : FILE FT13F001 AI																																																																															
9. COSTOS DE POSTES, KW-H Y FACTORES (1 línea) FORMATO : 6F10.2																																																																															
COSPAT   COSPBT   COSKWH   U   FU   FPP																																																																															
ARCHIVO : FILE FT15F001 AI																																																																															
10. TIPOS DE MONTAJE Y COSTOS (1 línea) FORMATO : 1X, 3 (A10, F10.2)																																																																															
TIPTON   COSMON   TIPTT   COSPT   TIPLUM   COSLUM																																																																															

















