

Tesis previa a la obtención del Título
de Ingeniero en la Especialización de
Electrotecnia, de la Escuela Politécnica
Nacional.

" P R O Y E C T O D E R E D D E D I S T R I B U C I O N
D E M A N T A "


H. GONZALO DOMINGUEZ D.

QUITO - ABRIL - 1.964

= = = = =

= = =

=


Ingeniero HONORATO PLACENCIA
Director de Tesis

I N D I G E G E N E R A L

CAPITULO I.-

Página

Aspectos generales de la ciudad de Manta.- Características principales del actual sistema eléctrico. 1

Comparación de W/Habitante de Manta con otras ciudades del país.

CAPITULO II.-

Análisis de las necesidades actuales de energía eléctrica.- 6

Características de carga: Residencial y Comercial.- Clasificación de los diversos abonados.- Censo de potencia instalada de diversos consumidores tipos.- Determinación de las Cargas de cálculo.- Demanda Máxima.- Factor de Demanda.- Factores de Demandas Típicos.- Factor de Diversidad.- Iluminación.- Pérdidas.- Fórmula para obtener las Cargas de Cálculo Diversificadas Actuales.- Estimación de la Demanda Futura.

CAPITULO III.-

Sistema de Distribución.- Características generales del Sistema de abastecimiento de energía eléctrica.- Sistema de Distribución para Manta.- Ubicación de las Cargas de Cálculo Diversificadas Futuras.-

Diseño de Baja Tensión.- Diseño eléctrico.- Sistemas empleados.- Conductores.- Factores que intervienen en la determinación de la sección de un conductor. 33

Cálculo de la utilización de conductores: #1/0 AWG Cobre;- 49

#2 AWG Cobre; #4 AWG Cobre; #6 AWG Cobre.- Calibres de Con-

ductores y capacidad de transformadores	
Cálculo de los circuitos Radiales de Baja Tensión de cada transformador y potencia de cada uno.	55
Diseño de Baja Tensión.- Diseño eléctrico.- Sistemas empleados.- Conductores.- Factores que intervienen en la determinación de la sección de un conductor.	33
Cálculo de la utilización de conductores: #1/0 AWG Cobre; #2 AWG Cobre; #4 AWG Cobre; #6 AWG Cobre.- Calibres de Conductores y capacidad de transformadores	49
Cálculo de los Circuitos Radiales de Baja Tensión de cada transformador y potencia de cada uno	55

CAPITULO IV

Red primaria de Alta Tensión.- Rutas, número y forma de los circuitos principales primarios.- Voltaje primario de los Circuitos Principales.- Conductores: Propiedades; Análisis Económico.- Cálculo de la sección de conductores.- Cálculo de la utilización del conductor No. 6 AWG de Aluminio Reforzado con Acero.- Cálculo de la utilización del Conductor No. 4 AWG de Aluminio Puro	61
Iluminación.- Niveles recomendables de terminación para las calles y avenidas.- Alumbrado de Mercurio.- Iluminación con Alumbrado Incandescente.- Cálculo de las pérdidas de tensión.- Diseño y Control del alumbrado público.	83

CAPITULO V.-

Páginas

Estudio mecánico de la Red de Distribución. Esfuerzos soportados por el conductor No. 4AWG de Aluminio.- Cálculo de la flecha a diversas temperaturas.- Determinación de la altura de los postes.- Dimensiones de los postes.- Postes de suspensión o alineación.- Selección del material para los postes.- Postes de ángulo.- Bloque de anclaje.	94
---	----

CAPITULO VI.-

Sistema de Protección.- Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito.- Coordinación de Aparatos de Protección.-	119
---	-----

CAPITULO VII.-

Descripción General de los Principales Materiales para el Sistema de Distribución.- Lista de Materiales.	135
--	-----

INDICE DE CUADROS Y GRAFICOS

- 1.- Equipo Eléctrico que posee la actual Empresa Eléctrica "CIMA".
- 2.- Censo Eléctrico de Carga Instalada en diversos sectores típicos de Manta.
- 3.- Factor de Diversidad en Función del Número de Clientes.
- 4.- Estudio de la Demanda Eléctrica Actual.
- 5.- Curvas de Crecimiento de Potencia.
- 6.- Estudio de la Demanda Eléctrica Futura.
- 7.- Cálculos para la Red Radial de Baja Tensión.
- 8.- Diagrama Unifilar de los Circuitos Principales.
- 9.- Planos de Alta Tensión.
- 10.- Planos de Baja Tensión.
- 11.- Planos de Alumbrado Público.
- 12.- Diagrama Unifilar de Alta Tensión (Plano)
- 13.- Diagrama Unifilar de la Subestación.
- 14.- Diseño Tipo de montaje de red de Alta, Baja Tensión y Alumbrado Público.
- 15.- Diseño de Estación Transformadora.
- 16.- Diseño de montaje de Baja Tensión y Alumbrado Público.
- 17.- Esquema Eléctrico Típico de Alumbrado Público.

CAPITULO I

ESTUDIO DE LA RED DE DISTRIBUCION DE LA CIUDAD DE MANTA

ASPECTOS GENERALES.-

Manta se encuentra ubicada en la parte central de la costa ecuatoriana, a 13 metros sobre el nivel del mar; es la cabecera del cantón del mismo nombre, perteneciente a la provincia de Manabí.

La población urbana del Puerto alcanzó a 33.222 habitantes, - según el Censo realizado en 1.962 y su índice de crecimiento vegetativo ha registrado la cifra de 4,8% anual, valor promedio en el transcurso - de los últimos 10 años.

Las estadísticas que hago constar a continuación, tomadas de "La Cámara de Comercio e Industrias de Manta", demuestran que es un principal puerto marítimo del Ecuador, poniendo así de relieve su potencialidad económica. En consecuencia, siendo un centro de importancia vital para la exportación y la importación, ofrece amplias fuentes de trabajo, contribuyendo al fomento de riqueza para su población.

Entre los principales artículos de exportación se encuentran - el algodón criollo, algodón alcalá, almidón, lana de ceibo, palma real, - higuera, café pilado corriente, piñón, maní pilado, tagüa pilada, tagüa en cáscara, cacao, sombreros de paja toquilla, trenzas de paja mocora, atún enlatado, etc.

En marzo de 1.963 se importó por el puerto de Manta: motores, - máquinas, vehículos, repuestos y accesorios, ferretería, artefactos eléctricos, productos químicos y farmacéuticos, materiales minerales, etc. Importación que ascendió a la suma de \$111.042,54 (Dolares).

EXPORTACIONES POR EL PUERTO DE MANTA

<u>Años</u>	<u>Peso Bruto en Kilos</u>	<u>Valor en Suces</u>
1.951	17.819.990,34	125.776.476,80
1.952	21.585.725,60	186.908.246,81
1.953	23.730.166,18	178.331.651,05
1.954	24.440.935,18	263.085.535,93
1.955	27.140.812,29	256.124.609,05
1.956	25.649.127,15	319.811.123,14
1.957	33.572.086,01	346.224.067,34
1.958	32.229.712,86	297.212.246,81
1.959	33.372.981,86	209.256.294,97
1.960	40.210.279,01	241.117.217,04
1.961	41.258.252,41	303.288.498,93
1.962	<u>49.471.596,13</u>	<u>353.467.261,26</u>
	370.481.665,22	3.080.603.229,13

DETALLE DE LAS PRINCIPALES INDUSTRIAS ESTABLECIDAS EN LA CIUDAD DE MANTA:

Industrias ALES C.A.:	
Activo e inversiones en terrenos,edificios y maquinarias	\$/ 55.000.000
I.N.E.P.A.C.A.:	
Activo e inversiones en terrenos,edificios y maquinarias	" 37.000.000
I.N.A.L.C.A.:	
Inversiones en edificios y maquinarias	" 20.000.000
Casa Comercial AZUA S.A. :	
Inversiones en Piladoras de Café y Arroz, Desmotadoras de algodón y lana de ceibo y fábrica de aceites industriales	" 8.000.000
COMPANIA DE INTERCAMBIO Y CREDITO S.A.:	
Inversiones en edificios,terrenos y maquinarias para beneficio de café.	" 5.100.000
CIA. ANON. BALDA INDUSTRIAL MERCANTIL:	
Inversiones en terrenos,edificios y maquinarias para beneficio de café.	" 5.000.000

CIA. INDUSTRIAL DEL PACIFICO:

Inversiones en piladora de arroz, desmotadora de algodón y fábrica para extraer aceites industriales. \$/ 4.650.000

FABRICA LA SIRENA S. A., de Hrdros. de LUIS ARBOLEDA:

Inversiones en fábrica de fideos, galletas, hielo. " 3.661.000

JACOB VERA:

Inversiones en terrenos, edificios y maquinarias para beneficio de café. " 3.000.000

LUIS A. NOBOA N:

Inversiones en terrenos, edificios y maquinarias para beneficio de café. " 2.500.000

FABRICA GUAYAQUIL de LOOR RIGAIL S.A.:

Inversiones en fábrica de fideos, galletas, caramelos. " 1.500.000

OVIDIO MORA:

Inversiones en terrenos, edificios y maquinarias para beneficio de café. " 600.000

\$/ 146.011.000

Como se puede observar, Manta constituye un poderoso eslabón de la economía del Ecuador, y es lógico que el desarrollo e incremento de las exportaciones, importaciones e industrias, hayan influido en el aumento del nivel de vida de los habitantes de este puerto manabita.

Esta revisión de datos favorables al crecimiento integral se frena, debido a que Manta se ha visto limitada al incremento de fuentes de trabajo y producción, especialmente industrial, grandes fábricas, talleres manuales, pequeña industria y artesanías; por la falta de energía eléctrica, que es el primordial incentivo para el progreso de los pueblos y el mejoramiento del standar de vida de sus habitantes. La deficiencia de energía ha impedido hacer inversiones de carácter industrial y comercial, dejando por este motivo, pasar la ocasión de crear actividades de orden social más amplio, descoyuntando así el de-

sarrollo que debe experimentar la población en todos sus aspectos.

Manta, en la actualidad está servida por una central a diesel con una potencia instalada de 760 KVA. El servicio lo realiza la Empresa Eléctrica "CIMA", de propiedad particular. El abastecimiento de dicha energía lo hace a una tensión primaria de 2.400 Voltios, y la red secundaria lleva a 220/127 Voltios en sistema trifásico a cuatro hilos, existiendo también la tensión de 220/110 Voltios.

El servicio es de condiciones deficientes, por la pequeña capacidad de la central y la inadecuada red de distribución existente.

Practicamente, en la parte céntrica de la ciudad, el servicio eléctrico se lo hace en condiciones regulares; en este reducido sector se registró caídas de tensión hasta de 18,2%, afectando, como es natural, los aparatos de alumbrado y artefactos eléctricos. Las calles Collón, América, Constitución y parte de las calles García Moreno y 24 de Mayo tienen esta clase de servicio. Las calles mencionadas constituyen el sector comercial y residencial de mayor categoría de Manta.

En el resto de la ciudad se puede apreciar una mayor deficiencia del servicio eléctrico, habiéndose registrado caídas de tensión hasta del 40%.

La red de distribución actual no satisface las condiciones técnicas y no presta un buen aprovechamiento, por las siguientes razones:

- a) La tensión primaria de distribución existente (2.400 Voltios), no es apropiada en razón de la extensión de la ciudad.
- b) La ubicación actual de varios transformadores no está en los centros de mayor consumo, por el radical cambio y aumento de las construcciones.

nes que ha experimentado la ciudad.

- c) Varios transformadores se encuentran sobrecargados desde hace algunos años, y siendo su sistema de protección anticuado e insuficiente, la vida de algunos de éstos ha llegado a su límite y su rendimiento debe estar en valores muy inferiores al normal.
- d) Los conductores que abastecen energía a los abonados de mayor densidad de carga son insuficientes y provocan elevadas pérdidas de energía.

La Empresa Eléctrica "CIMA" abastece de servicio eléctrico - en la actualidad a 1.929 abonados, entre residencial y comercial, mientras que, del estudio de la demanda que se realizó, se encontró que el número de consumidores que en forma inmediata se debe servir es de --- 3.750; es decir, que prácticamente sólo un 50% se halla con servicio eléctrico, y como antes indiqué, en malas condiciones.

Comparando los W/Habitante de Manta con otras ciudades del país, se tiene:

Quito: 80 W/hab.; Guayaquil: 90/hab.; Latacunga: 120 W/hab.
Manta: 22 W/hab.

Por las razones indicadas, es de vital importancia proceder - al estudio de una red de distribución que satisfaga las necesidades actuales y futuras de Manta, así como también, poner en funcionamiento una planta que cubra la demanda de energía que la ciudad necesita.

Nota: (El equipo eléctrico que posee la actual Empresa Eléctrica "CIMA", se puede observar en el cuadro N° 1).

POTENCIA INSTALADA

- 1 Grupo Diesel MWM - Alemania de 135 KVA - 380 Voltios
- 1 Grupo Diesel F. Morse - U.S.A. de 375 KVA - 2.500 Voltios
- 1 Grupo Diesel F. Morse - U.S.A. de 250 KVA - 2.400 Voltios.

SISTEMA DE DISTRIBUCION

RED DE ALTA TENSION;

- 24.436 metros de Conductor de cobre # 8 AWG
- 275 postes de hierro riel
- 825 aisladores para 2.400 Voltios
- Material menudo de instalación.

TRANSFORMACION

27 Transformadores con una Potencia de 1.231.8 KVA de las siguientes potencias:

- 2 de 137.5 KVA - 1 de 45 KVA. - 1 de 24 KVA - 1 de 10 KVA
- 1 de 110 KVA - 1 de 35 KVA. - 3 de 22 KVA -
- 2 de 100 KVA - 3 de 33 KVA. - 1 de 15 KVA -
- 1 de 70 KVA - 1 de 36 KVA. - 2 de 13.5KVA -
- 1 de 55 KVA - 3 de 27.5 KVA. - 2 de 11 KVA
- 1 de 60 KVA

BAJA TENSION

	Metros de Conductor de cobre, cableado	#	2/O	AWG
1.844				
215	" " " " "	"	1	"
13.027	" " " " "	"	2	"
960	" " " " "	"	4	"

3.750	Metros de Conductor de cobre, cableado	#	5	AWG
6.034	" " " " " "	"	6	"
48.478	" " " " " "	"	8	"
6.175	" " " " " Sólido	"	9	"
4.454	" " " " " "	"	10	"
610	Conductor de cobre, sólido,	"	11	"
4.764	" " " " "	"	12	"
900	" " " " "	"	14	"
2.956	Aisladores tipo "rollo"			
150	Aisladores tipo "pin"			
450	Postes de Madera			

ALUMBRADO PUBLICO

689	Focos de 50 W
185	" " 100 W
11	" " 200 W

La tensión primaria de distribución es de 2.400 Voltios.

CAPITULO II

ESTUDIOS PRELIMINARES PARA EL PROYECTO

Análisis de las Necesidades Actuales de Energía Eléctrica.-

Características de Carga.-

Siendo este factor el más importante para el diseño de una red de distribución y sobre el cual no se puede conseguir un control fijo, por la diversidad de características que presenta; no habiendo en Manta, registros de consumo ni otra clase de datos obtenidos de instrumentos de medida, los cuales registran las varias cantidades eléctricas y que pueden adecuadamente describir o definir una carga y determinar el efecto de esta sobre el sistema, fué indispensable trazar un ordenamiento capaz de conocer el tipo de establecimiento del consumidor, ir seleccionando todos y cada uno de los abonados que existen en el momento, y en esta forma llegar a valores que aseguren un servicio satisfactorio en la operación de todas las cargas que presente la ciudad.

De las observaciones realizadas en Manta, se dividió la ciudad en dos grandes zonas, de acuerdo al tipo de abonado:

RESIDENCIAL (R) y COMERCIAL (C)

Este seccionamiento fué consecuencia de un reconocimiento y calificación de los sectores mencionados, conjuntamente con los funcionarios del Departamento de Obras Públicas Municipales de Manta, en un recorrido de la ciudad, y con ayuda de la planimetría efectuada en 1.961 por el Servicio Cooperativo y el Municipio, se actualizó las diversas construcciones y urbanizaciones incrementadas hasta el momento.

Con este trabajo a más del seccionamiento indicado, se obtuvo el número de casas y abonados que tendrá que contemplarse en el nuevo proyecto de distribución, en la actualidad y con una buena aproximación definir ciertas características futuras del sistema.

Los consumidores de tipo industrial, no se han considerado en el presente proyecto, en vista de que el Departamento Técnico de -- INECEL, resolvió efectuar un estudio específico de este sector y abastecerá a estos abonados con alimentador independiente.

La capacidad de este feeder industrial alcanza a 1.900 KW.- y su estimación futura abarca 10 años.

A continuación se describirá las características de la división adoptada para la elaboración del nuevo proyecto:

Zona Residencial :

En esta zona están comprendidos los abonados de todas las -- condiciones económicas, constituye el sector de viviendas confortables, medianas y populares, y el uso de energía eléctrica se resume en la utilización de aparatos de alumbrado y utensillos eléctricos.

Logicamente no se encontró uniformidad de tipo de consumidores, por lo que fué necesario efectuar una clasificación de acuerdo a la categoría de abonados; se llegó a dividir y linderar la zona en varios sectores, de acuerdo a la densidad de carga instalada que presentaron diversas partes de la zona residencial. Es así que, dentro de la división efectuada se pudo determinar cuatro tipos de consumidores:

Residenciales: R_1 , R_2 , R_3 , R_4 .

Para llegar a esta división de la zona, previamente, se real

lizó el censo de carga instalada en los lugares que se consideraron tipos en la zona y de acuerdo a los resultados obtenidos de este trabajo se llegó a la conclusión antes anotada.

Residencial de Primera Categoría (R₁) :

Como se indicó anteriormente, la asignación de este tipo de consumidores fué el resultado del censo de carga instalada en este sector.

Al pesar de haber comprobado que en esta parte de la ciudad se encuentran las construcciones modernas, los abonados de mejor nivel económico, social, y el consumo de energía eléctrica es el más elevado, no resulta lógico asignar como carga única el valor promedio de la demanda eléctrica, teniendo que hacerse una nueva clasificación de este tipo de consumidor.

De las 10 manzanas asignadas a esta categoría, con un total de 74 abonados, 4 manzanas fueron censadas y sus abonados fueron 31. Estas cifras se dividieron en la siguiente forma:

R_{1a} con 20 abonados y una potencia instalada de 8.500 Watios

R_{1b} con 34 abonados y una potencia instalada de 6.000 Watios

R_{1c} con 20 abonados y una potencia instalada de 3.500 Watios

Los aparatos y utensillos eléctricos que se pudo chequear en el censo anotado fueron cocinas, lavadoras, aspiradoras de polvo, planchas, refrigeradoras, radiolas, ventiladores, licuadoras, máquinas de coser, motores pequeños para bombeo de agua, aparatos de alumbrado, etc.

De manera especial, en los abonados R_{1a}, se observó que -- tenían cocinas eléctricas, en su mayoría de dos placas de caldeo y --

y hornilla, ascendiendo su potencia a 4.200 Watios.

Este sector residencial de Primera Categoría está localizado en la parte occidental de la ciudad, frente al Océano. Se encuentra linderado por las siguientes calles: Ecuador, Independencia, América y las intersecciones Panamá, Flabio Reyes, A.Paz, Manuel J. Calle, Lascano y Espejo.

Residencial de Segunda Categoría (R₂)

En igual forma que en el caso anterior, se pudo anotar en el censo de demanda, la siguiente clasificación y número de consumidores:

R_{2a} con 182 abonados y una potencia instalada de 2.600 Watios

R_{2b} con 187 abonados y una potencia instalada de 2.000 Watios

R_{2c} con 187 abonados y una potencia instalada de 1.400 Watios

Este sector residencial de Segunda Categoría se halla localizado en la parte contigua a las zonas Residencial de Primera Categoría y Comercial; también se halla de este tipo de consumidores en la iniciación del barrio Tarqui y los frentes que dan a la carretera a Portoviejo, hasta la altura del control de Tránsito.

En esta zona se puede observar los siguientes límites: calles Independencia entre la Manuel J. Calle y Espejo; continúa por esta última hasta la intersección con la Guayaquil, sigue por esta hasta la intersección con la Solano, se extiende por esta calle hasta la intersección con la Constitución y por esta última continúa hasta la intersección con la 24 de Mayo. Se debe anotar que la Residencial R₂, también - corresponde parte de la calle Carchi en las intersecciones con las ca-- lles Solano y Moreira.

En el barrio Tarqui, los frentes de las calles:Portoviejo, Esmeraldas y Loja N°2, hasta la altura de la fábrica INALCA, - corresponden al sector residencial R_2 .

En esta zona ya se pudo notar la diferencia de categoría con la anteriormente anotada; los tipos y calidad de construcción -- son inferiores a las de R_1 y por lo tanto, también el consumo eléctrico es notoriamente más bajo. Relativamente, a estos consumidores se les puede considerar elevados en relación a los que se mencionarán luego. El número de manzanas de este sector es de 45.

Sector Residencial de Tercera Categoría (R_3)

Esta categoría corresponde a la vivienda de clase media.

También en este tipo de consumidores no se encontró uniformidad en la potencia instalada, por lo que, se tuvo que hacer la siguiente subdivisión:

- R_{3a} con 351 abonados y una potencia instalada de 1.300 Wat.
- R_{3b} con 570 abonados y una potencia instalada de 1.100 Wat.
- R_{3c} con 369 abonados y una potencia instalada de 900 Wat.

La categoría de consumo R_3 , comprende el área encerrada por las siguientes calles: iniciando por la Libertad, continúa por - la Lascano hasta la intersección con la calle Los Ríos, sigue por - ésta hasta la intersección con la Espejo, se prolonga por ésta abar- cando los frentes, continuando hasta la intersección con la 5 de Ju- nio. Corresponde a este sector parte de las calles Solano, Montalvo, El Oro, Moreira y España; frentes de las calles: N°1, 2, 3, 4 en el ba- rrio La Encenadita.

En el barrio Tarqui, este sector está linderado por las calles: tramo de la Portoviejo, entre las calles Morona y Guaranda, abarcando los frentes de las calles Loja N°2, Transversal N°3, Maracará y Marañón.

El número de manzanas de este sector es de 95.

Sector Residencial de Cuarta Categoría (R₄)

Este tipo de consumidores corresponde a la clase de vivienda popular, en la que, el consumo de energía eléctrica es bastante bajo, su extensión y número son de mayor capacidad que cualesquiera de las otras categorías establecidas en el estudio de la "Demanda". Los aparatos que se encontraron en este tipo de abonados fueron: alumbrado, radios y muy pocas planchas eléctricas; por lo que prácticamente el consumo de energía se limita al alumbrado residencial.

También se llegó a clasificar en dos tipos a estos consumidores, de acuerdo a la potencia instalada:

- R_{4a} con 780 abonados y una potencia instalada de 450 Watios
- R_{4b} con 856 abonados y una potencia instalada de 350 Watios

El número de manzanas que corresponden a esta clase de consumidores son: 43 y 50, respectivamente.

El área que comprende este sector se halla en las lindera ciones de los abonados "Residencial de Tercera Categoría" y se extiende por zonas que en la actualidad ni siquiera tienen una urbanización definida.

La mayoría de las residencias de este tipo de abonados, en la actualidad carecen de servicio eléctrico. La estimación de la demanda se hizo a base de los que tenían el servicio.

ZONA COMERCIAL.-

En esta zona se debe considerar, a más del consumo doméstico anotado en las zonas anteriores, las cargas por alumbrado, alumbrado que si por el momento es reducido por la restricción del servicio eléctrico, en un período inmediato, cuando se disponga de la capacidad suficiente para satisfacer la demanda, presentará el tipo de carga propia de los sectores de esta índole.

Por no hallar igualdad de potencia instalada en esta zona, hubo la necesidad de dividirla en dos: Comercial de Primera Categoría (C_1) y Comercial de Segunda Categoría (C_2).

Comercial de Primera Categoría (C_1)

Este sector que se encuentra linderado por las calles Pi chincha, Colón y parte de la calle América, comprende el de mayor densidad de carga.

También fué necesario subdividir este sector, de acuerdo al valor de la potencia instalada y se encontró los siguientes datos:

- C_{1a} con 12 abonados y una potencia instalada de 8.000 Wat.
- C_{1b} con 41 abonados y una potencia instalada de 5.200 Wat.
- C_{1c} con 31 abonados y una potencia instalada de 5.100 Wat.

La ubicación de este sector corresponde a la parte central de la ciudad y es donde se encuentran los hoteles, establecimientos públicos y comercios.

Comercial de Segunda Categoría (C_2)

El área comprendida por este sector se encuentra en las calles: tramo de la América, Bolívar, Constitución y parte de la --

24 de Mayo.

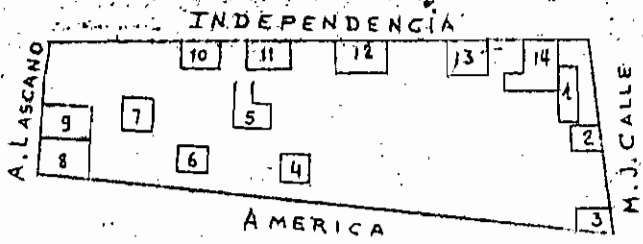
De acuerdo a la potencia instalada, se subdividió en -
dos tipos de abonados:

- C_{2a} con 48 abonados y una potencia instalada de 3.900 Wat.
- C_{2b} con 31 abonados y una potencia instalada de 2.700 Wat.
- C_{2c} con 12 abonados y una potencia instalada de 2.400 Wat.

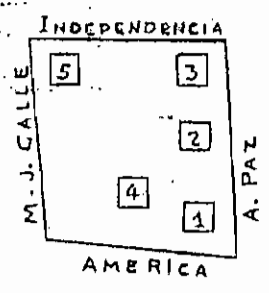
Se debe indicar, que en este sector están incluidos ta--
lleres pequeños de elaboración de ciertos artículos como: tejidos,
zapatos, etc.

Las seis páginas siguientes enseñan seis esquemas del -
Censo de Carga Instalada realizado en diversos sectores típicos de
Manta.

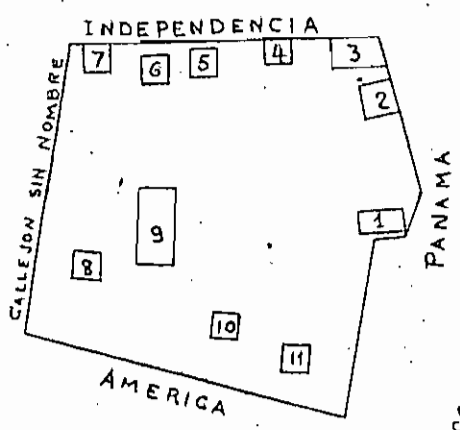
MANZANAS CENSADAS - TIPO RESIDENCIAL - PRIMERA CATEGORIA R1



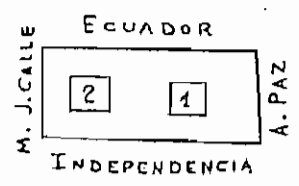
Nº	Ciudad	Construcción	Potencia Instalada
1	"	Casa de 1 piso	1.325 W
2	"	" " 1 "	975 "
3	"	" " 1 "	5.850 "
4	"	" " 1 "	525 "
5	"	" " 1 "	5.500 "
6	"	" " 1 "	225 "
7	"	" " 2 "	6.410 "
8	"	" " 2 "	7.975 "
9	"	" " 1 "	250 "
10	"	" " 1 "	6.250 "
11	"	" " 1 "	1.900 "
12	"	" " 1 "	2.375 "
13	"	" " 1 "	500 "
14	"	" " 1 "	1.525 "
TOTAL:			41.585 W



Nº	Ciudad	Construcción	Potencia Instalada
1	"	Casa de 1 piso	3.000 W
2	"	" " 2 "	10.000 "
3	"	" " 3 "	12.000 "
4	"	" " 2 "	8.900 "
5	"	" " 2 "	8.650 "
TOTAL:			42.550 W.



Nº	Ciudad	Construcción	Potencia Instalada
1	"	Casa de 1 piso	8.250 W
2	"	" " 2 "	10.000 "
3	"	" " 1 "	3.250 "
4	"	" " 1 "	7.500 "
5	"	" " 1 "	6.800 "
6	"	" " 1 "	5.700 "
7	"	" " 1 "	5.600 "
8	"	" " 1 "	4.150 "
9	"	" " 1 "	6.150 "
10	"	" " 1 "	5.650 "
11	"	" " 1 "	1.750 "
TOTAL:			64.800 W

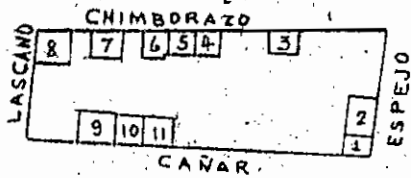


Nº	Ciudad	Construcción	Potencia Instalada
1	"	Casa de 1 piso	37.480 W
2	"	" " 2 "	5.950 "
TOTAL:			43.430 W

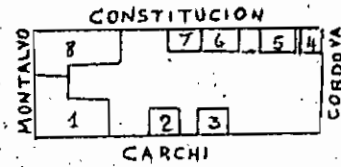
NOTA: La Casa N° 1 de 37,48 KW pertenece a LEA y tiene un generador para servicio de emergencia de 30 KW.

ESCALA: 1:2.500

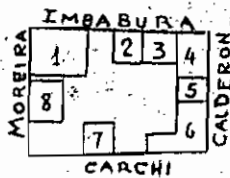
MANZANAS CENSADAS - TIPO RESIDENCIAL - TERCERA CATEGORIA R3



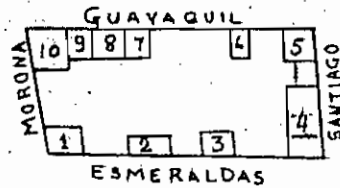
Nº	Eipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 1. piso	200 W
2	" " 1 "	1.275 "
3	" " 1 " Sin Servicio	
4	" " 1 " " "	
5	" " 1 " " "	
6	" " 2 " " "	1.800 "
7	" " 1 " " "	900 "
8	" " 1 " " "	775 "
9	" " 1 " Sin Servicio	
10	" " 1 " " "	
11	" " 1 " " "	
TOTAL:		4.950 W



Nº	Eipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 1. piso	700 W
2	" " 1 "	225 "
3	" " 1 " Sin Servicio	
4	" " 1 " " "	625 "
5	" " 2 " " "	1.215 "
6	" " 1 " " "	750 "
7	" " 1 " " "	1.200 "
8	" " 2 " " "	1.300 "
TOTAL:		6.015 W



Nº	Eipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 1. piso	960 W
2	" " 1 "	465 "
3	" " 2 " " "	5.670 "
4	" " 2 " " "	1.050 "
5	" " 1 " " "	700 "
6	" " 1 " " "	790 "
7	" " " " " "	500 "
8	" " " " " "	975 "
TOTAL:		11.110 W



Nº	Eipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 2 piso	2.836 W
2	" " 1 " " "	250 "
3	" " 2 " " "	5.375 "
4	" " 1 " " "	450 "
5	" " 2 " " "	1.250 "
6	" " 1 " Sin servicio	
7	" " 1 " " "	
8	" " 1 " " "	
9	" " 1 " " "	350
10	" " 1 " " "	550
TOTAL:		10.611

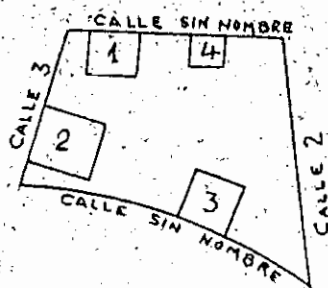
MANZANAS GENSADAS - TIPO VIVIENDA POPULAR VP

Nº	Cipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 1 piso	300 W
2	" " 2 "	1.555 "
3	" " 1 "	265 "
4	" " 1 "	325 "
5	" " 1 "	250 "
6	" " 1 "	1.95 "
7	" " 1 "	2.00 "
8	" " 1 "	250 "
9	" " 2 "	865 "
10	" " 1 "	180 "
11	" " 2 "	900 "
12	" " 1 "	300 "
13	" " 1 "	195 "

TOTAL: 5.780 W

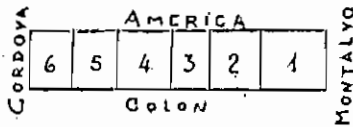
NOTA:

Las casas sin número carecen de servicio eléctrico (14 casas)

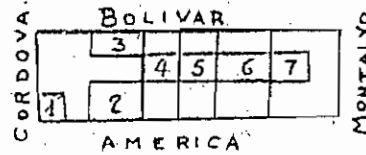


Nº	Cipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 1 piso	800 W
2	" " 1 "	200 "
3	" " 1 "	150 "
4	" " 1 "	300 "
TOTAL:		1.450 W

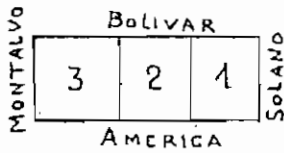
MANZANAS CENSADAS - TIPO COMERCIAL - PRIMERA CATEGORIA C1



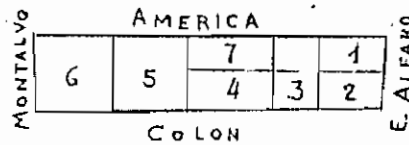
Nº	Tipo Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 4 pisos	17.000 W
2	" " 3 "	7.300 "
3	" " 2 "	4.220 "
4	" " 2 "	4.100 "
5	" " 2 "	7.525 "
6	" " 2 "	7.530 "
TOTAL:		47.675 W.



Nº	Tipo Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 1 piso	1.020 W
2	" " 2 "	5.930 "
3	" " 2 "	1.180 "
4	" " 2 "	980 "
5	" " 2 "	1.250 "
6	" " 2 "	3.860 "
7	" " 2 "	255 "
TOTAL :		14.475 W.



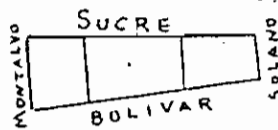
Nº	Tipo Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 2 pisos	12.250 W
2	" " " "	8.750 "
3	" " 1 "	2.000 "
TOTAL :		23.000 W



Nº	Tipo Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 2 pisos	6.050 W
2	" " " "	3.390 "
3	" " " "	6.100 "
4	" " " "	5.000 "
5	" " " "	3.320 "
6	" " 3 "	9.500 "
7	" " 1 "	2.200 "
TOTAL :		35.560 W

ESCALA 1:2500

MANZANAS CENSADAS - TIPO COMERCIAL - SEGUNDA CATEGORIA C2



Nº	Tipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de piso	6.600 W
2	" " "	6.000 "
3	" " "	2.700 "
TOTAL:		15.300 W



Nº	Tipo de Construcción	Potencia Instalada
1	Casa de 2 piso	13.797 W
2	" " 2 "	2.340 "
3	" " "	300 "
4	" " "	1.500 "
5	" " "	1.150 "
6	" " "	610 "
7	" " "	1.575 "
8	" " "	1.000 "
9	" " "	750 "
TOTAL:		23.022 W

DETERMINACION DE LAS CARGAS DE CALCULO.-

Una vez conocidas en forma específica, las "características de Carga Instaladas", existentes en Manta, procederé a realizar el estudio para determinar las varias "Cargas de Cálculo", - que el nuevo sistema tendrá que abastecer en forma inmediata.

Demanda Máxima.-

La Demanda Máxima de una instalación o sistema, es la carga más grande de todas las demandas las cuales habían ocurrido durante un período de tiempo especificado. La Demanda Máxima usualmente es de gran interés, puesto que, es la condición normal más severa impuesta en un sistema; por lo que, para el presente estudio, se consideró impositivo no tomar los valores de la Demanda Promedio, sino los de la Demanda Máxima de las diferentes "Características de Carga Instalada", para asegurar la eficiencia en el abastecimiento.

Factor de Demanda.-

El Factor de Demanda es la relación de la Demanda Máxima de un sistema a la Carga Total conectada al sistema. El mismo criterio se aplica para obtener el Factor de Demanda de una parte del sistema.

Si una residencia con un equipo de 2.000 Watios instalados en total, alcanza una carga máxima de 1.100 Watios durante un cierto período, la residencia tendrá un Factor de Demanda de 0,55. Este Factor es usualmente menos que uno; puede ser la unidad, solamente si la carga total conectada se utilizara simultaneamente para un período tan grande como el intervalo de Demanda.

Factores de Demandas Típicos:

La demanda individual en viviendas de 3 a 5 habitaciones es usualmente, del 0,6 al 0,8 de la potencia conectada.

Para mansiones residenciales se encuentra entre el 0,45 y el 0,65

Para almacenes, oficinas, tiendas y edificios industriales, el -- factor de demanda es fuerte cuando el número de trabajadores es elevado, e inversamente; viene también afectado en gran parte por la importancia de la luz natural de que se dispone. Estas instalaciones pueden alcan-- zar demandas del 0,50 al 0,90 de la potencia conectada.

Los teatros presentan un factor de demanda reducido, por lo gene-- ral no superior a 0,50 a causa del gran número de lámparas coloreadas y en diversos lugares del escenario, que nunca se encienden simultaneamen-- te.

Los cines, sin embargo ofrecen un factor de demanda más elevado, ya que, el equipo del escenario constituye una parte menor en la insta-- lación, y la iluminación decorativa absorbe la mayor parte. Llegan pués, a una demanda del 0,7 al 0,9 de la potencia instalada. (Criterios del Ma-- nual del Ing. Electricista de Knowlton, Pág. 335, Sección 14).

A base de los criterios mencionados, he escogido los valores más factibles y que se sujetan a la realidad del consumo de los diver-- sos abonados que formarán el sistema a proyectarse.

En el cuadro N22, se muestra en detalle los valores asignados como Factor de Demanda.

Factor de Diversidad.-

Es la relación de la suma de las demandas máximas individua-- les de las varias subdivisiones de un sistema a la demanda máxima de to

do el sistema. El factor de diversidad es igual o más grande que la unidad; es la unidad si todas las demandas máximas individuales ocurren si simultaneamente o son coincidentes. Un grupo de cargas en la cual las demandas máximas no son coincidentes tendrían a un grupo de demanda máxima menor que la suma de las demandas máximas individuales. El factor de diversidad para un grupo sería más grande que la unidad.

En el presente estudio, para llegar a fijar el valor del factor de diversidad, se siguió las normas que sugieren algunos libros sobre este particular, tomando el grupo de abonados que estará servido -- por cualquier transformador será de 20 como mínimo.

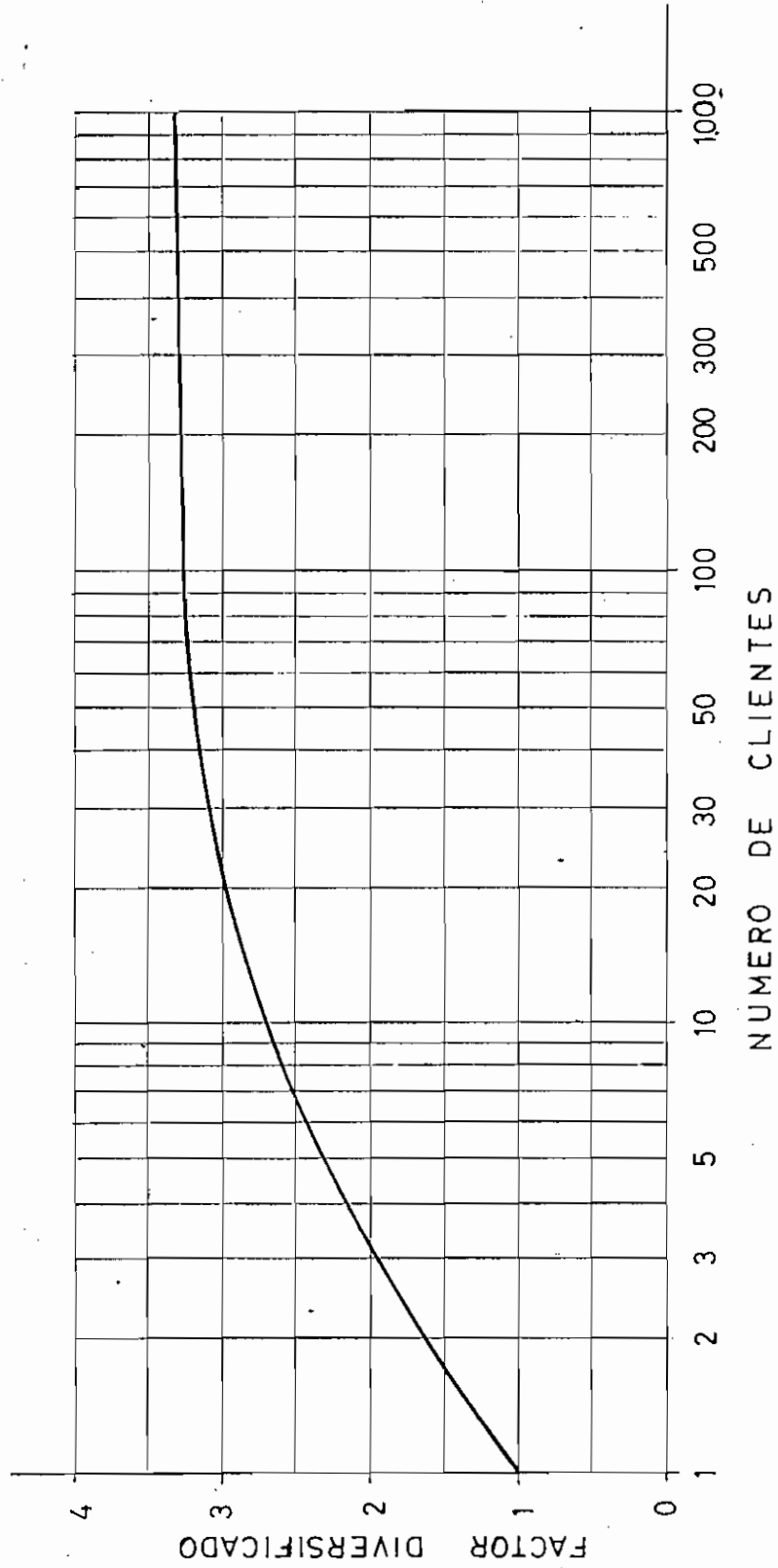
Los libros de Electricidad Práctica de José A. Garduño F, dá el valor de 3; Electric Transmission and Distribution de Bernhard G.A.-Skrotzky, dá el valor de 2,58; Distribution Data Book de la General Electric, dá el valor de 3, para todos los casos, para 20 abonados.

Como consecuencia de lo antes indicado, el valor como factor de diversidad adoptado, para el análisis de las "Cargas de Cálculo", es de 3. Este valor de Factor de Diversidad se lo fija al nivel de los --- transformadores de distribución y aunque el número de abonados exceda de 20, el factor de diversidad se lo mantiene en el valor de 3, en todos los casos.

Iluminación.-

Otro valor que se tiene que añadir para determinar "Las Cargas de Cálculo", es el de iluminación de calles, las cifras adoptadas - representan el valor medio; logicamente, en el capítulo correspondiente se hablará en forma más específica, pero en esta parte del estudio, era necesario tomar en cuenta la carga de alumbrado público.

FACTOR DE DIVERSIDAD EN FUNCION DEL NUMERO DE CLIENTES



Se adoptaron los siguientes valores medios utilizados en otras ciudades de características semejantes.

<u>Tipo Resid.</u>	<u>W / m.</u>	<u>W / Lote</u>
R ₁	4 x 1	80
R ₂	4 x 1	80
R ₂	4 x 1	60
R ₃	3 x 1	45
R ₃	3 x 1	42
R ₄	3 x 1	42
C ₁	5 x 1	100
C ₂	4 x 1	80

Pérdidas.-

Suponiendo un 10% de pérdida en los switches de los consumidores cuando el sistema está a plena carga, en redes aéreas y distribución radial, se acostumbra a dividir las pérdidas de energía, más o menos así: 2 al 3% en el alimentador primario, entre el primero y el último transformador; 2,5% en el transformador de distribución; 3 a 3,5% en la salida del transformador al último abonado y; 1% en la acometida al consumidor.

Añadiendo este porcentaje (± 10%) a los valores de las cargas en estudio antes indicadas, practicamente se habrá conseguido obtener la "Carga de Cálculo Actual Diversificada" para cada tipo de abonado que presentará Manta.

Nota: En el Cuadro N°2 se puede observar las "Cargas de Cálculo Actuales Diversificadas" para Manta.

La fórmula aplicada para obtener las "Cargas de Cálculo Actuales Diversificadas", es la siguiente:

$$C_c = \frac{C_i \cdot f.d.}{F.D.} + A + P$$

C_c = Carga de Cálculo Actual Diversificada. (KVA)

C_i = Carga Instalada (VA)

f.d.= Factor de Demanda

F.D.= Factor de Diversidad

A = Alumbrado (VA)

P = Pérdidas (VA)

Un ejemplo de aplicación de esta fórmula se demuestra a continuación, para los tipos de abonados.

Residencial R_{1a} :

$C_i = 10.000$ VA. ; f.d.=0,60 ; F.D.= 3 ; A= 80 W/lote \pm 80 VA.

$$C_c = \frac{10.000 \times 0,60}{3} + 80 + P = 2.080 + 208 = 2.288 \text{ VA.}$$

$$C_c = 2,3 \text{ KVA.}$$

Residencial R_{2a} :

$C_i = 3.058,8$ VA. ; F.D.= 3 ; f.d.= 0,65 ; A= 80 W/lote \pm 80 VA.

$$C_c = \frac{3.058 \times 0,65}{3} + 80 + P = 742,3 + 74,23 = 816,53 \text{ VA.}$$

$$C_c = 0,82 \text{ KVA.}$$

ESTIMACION DE LA DEMANDA FUTURA.--

Es una consecuencia lógica que la demanda aumenta, debido al crecimiento vegetativo de una población y al uso progresivamente intensivo y extensivo de la energía eléctrica; claro que el mayor aprovechamiento depende del nivel de vida, de la facilidad económica que preste una Empresa Eléctrica para el uso de la energía, de las costumbres socio-económicas que ofrezca la población y en general una serie de factores que estimulan el mejor uso de la energía eléctrica.

El planeamiento de redes es una labor difícil, por el número y complejidad de los factores correlativos que deben tenerse en cuenta y aún más, resulta incierto el poder determinar las posibles condiciones a que se tendrá que someter la red, por lo que, es importante poner de manifiesto, que el incremento de las cargas en un período de tiempo es muy variable y que si no ha existido un control estadístico de las "tasas de crecimiento de la demanda", las estimaciones que se realizan para la elaboración de un proyecto, no ofrecen la completa seguridad en el total aprovechamiento futuro de una red.

En Manta no se ha encontrado ninguna información de registros de consumo, por lo que, los criterios que han guiado para prever el crecimiento de la demanda, se basan en experiencias de otras ciudades que presentan características generales semejantes a la de la ciudad en estudio.

Guayaquil por su ubicación en la costa ecuatoriana, como puerto marítimo, como ciudad industrial y en la que sus habitantes desarrollan actividades comerciales, sociales, características de este tipo de población, en los años de 1.950 a 1.959 registró un índice de



crecimiento de la demanda del 10% y de los años 1.960 hasta la fecha del 11,3%. Naturalmente, Guayaquil, se encuentra en una etapa de integral crecimiento en todos los aspectos: comercial, industrial, social, vegetativo, etc.; y está por sobre todas las demás ciudades de su tipo. Su índice de crecimiento vegetativo registrado en los últimos 10 años es de 5,7%.

Machala y Esmeraldas son otras ciudades de la costa ecuatoriana que presentan características socio-económicas típicas de estas zonas del país, sus habitantes desarrollan actividades agrícolas, comerciales, pesca, etc. Estas tienen por el momento un desarrollo menos pronunciado que el de Guayaquil, por lo que consecuentemente, el índice de crecimiento de la demanda también registra una cifra menor.

Se debe indicar que Esmeraldas en la actualidad, carece tanto de datos sobre demanda como de energía eléctrica y en un proyecto elaborado para esa ciudad se ha previsto un índice de crecimiento de la demanda del 8%, en un período de 10 años.

En lo que respecta a Machala, también carece de datos estadísticos de demanda eléctrica, recientemente se montó una nueva red de distribución y el índice de crecimiento que se adoptó en el estudio de dicha red fué del 7%.

De las anotaciones revisadas, se puede indicar, que Manta se aproxima en características a las tres ciudades mencionadas y encontrándose en una etapa inicial de subdesarrollo, sin lugar a equivocarse, se puede llegar a adoptar un índice de crecimiento de la demanda eléctrica de un 8% anual en el lapso de 10 años siguientes, período en el cual se considera que los aumentos normales de capacidad del --

sistema de distribución seguirá paralelamente al crecimiento de la carga; esto naturalmente resultará una adivinanza, ya que es imposible predecir que factores fuera de control puedan influenciar al crecimiento de la demanda, y que solamente la experiencia estadística su gerirá una sucesión de medidas que deberán tomarse para el desarrollo de un proyecto de electrificación en una zona integrada.

La "Carga Diversificada de Cálculo Futura", se determinó -- por la fórmula:

$$C_f = C_c (1 + i)^n$$

C_f = Carga Diversificada de Cálculo Futura (KVA)

C_c = Carga Diversificada de Cálculo Actual (KVA)

i = Índice de Crecimiento de la Demanda Eléctrica %

n = Número de Años a servir la Red.

Un ejemplo de aplicación de esta fórmula se demuestra a continuación, para los tipos de abonados.

Residencial R_{1a}

$C_c = 2,3 \times 20 = 46$ KVA.; $i = 8\%$; $n = 10$ años.

$$C_f = 46 (1+0,08)^{10} = 46 \times 2,1589 = 99,36 \text{ KVA.}$$

$$\underline{C_f = 100 \text{ KVA.}}$$

Residencial R_{2a}

$C_c = 0,82 \times 182 = 149,24$ KVA; $i=8\%$; $n= 10$ años.

$$C_f = 149,24 (1+0,08)^{10} = 149,24 \times 2,1589 = 322,36 \text{ KVA}$$

$$\underline{C_f = 322,36 \text{ KVA.}}$$

CAPITULO III

SISTEMA DE DISTRIBUCION

Características Generales del Sistema de Abastecimiento de Energía

Eléctrica.-

El sistema total de abastecimiento, incluye la provisión de energía a las ciudades de Manta, Montecristi y Portoviejo.

Este sistema comprende: Generación, transmisión, subestación y distribución;

a) Generación.- (Buque-Planta).- Un grupo turbo-eléctrico que servirá para suministrar energía a través de un transformador de 4.500 KVA, trifásico de 1.735/13.800/7.960 Voltios, y cuyo equipo de generación comprende dos turbo-generadores que funcionarán en paralelo, de las siguientes características:

Potencia 1.800 KW cada uno

Factor de Potencia 0,8

Tensión 1.735 Voltios

Frecuencia 60 ciclos

Velocidad 3.600 r.p.m.

Transformador:

Clase OA/FA; Trifásico; 60 ciclos

Potencia 4.500 KVA

Tensión de Trabajo: 1.735/13.800/7960 Voltios

Conexión Δ/Y con neutro afuera.

El buque-planta estará ubicado a un margen del rompe-olas construido para la adecuación del puerto de Manta.

b) Transmisión.- De la planta sale una línea de transmisión hacia la subestación que estará ubicada en la ciudad. Esta línea será aérea con cuatro conductores (3 fases y 1 neutro) y su longitud aproximadamente de 1.370 metros; el voltaje de transmisión será de 13,8 KV. y la potencia transmitida 4.500 KVA.

c) Subestación.- La Subestación cumplirá los siguientes objetivos:

1) Control y protección, para suministrar energía eléctrica a Manta a través de cuatro circuitos de salida a partir de las barras de 13.8 KV. Los tres alimentadores servirán exclusivamente como feeders primarios de la red de distribución de Manta (Residencial y Comercial), y el cuarto feeder, de alimentación independiente para las industrias (Manta Industrial).

2) A través de transformadores de elevación de 69 KV., se alimentará una línea de transmisión que llevará la energía a las ciudades de Montecristi y Portoviejo.

Tanto la línea de transmisión (Buque-Planta - Subestación), como la Subestación en Manta, fué proyectada por el Dpto. Técnico de INECEL y la Empresa Eléctrica Quito, y lo he hecho constar como información general.

Provisionalmente, existirá la distribución primaria de 2.400 Voltios, para aprovechar el equipo actual que dispone la Empresa Eléctrica "CIMA" de Manta, en su red y equipos de generación; tensión que progresivamente se irá eliminando de acuerdo al deterioro de los equipos actuales y según avance la nueva instalación proyectada y de

esta forma no tener interrupciones de gran escala.

Debo indicar, que la tensión primaria de 2.400 Voltios cubrirá el sector de la ciudad que actualmente se encuentra sin servicio eléctrico.

En el capítulo referente a Alta Tensión, se analizará más detenidamente las condiciones de proyección y estudio de estas dos tensiones a utilizarse.

Sistema de Distribución para Manta.-

El procedimiento general que se sigue para el cálculo de un sistema de distribución es, tomar de base las Demandas diversificadas futuras de potencia, para diseñar la red de baja tensión que comprende: conductores, ubicación y capacidad de transformadores de distribución, y luego a base de la ubicación de los transformadores, diseñar la alta tensión.

Bajo este procedimiento anotado, se iniciará el cálculo de la Red de Distribución para Manta que comprenderá: Ubicación de las "Cargas de Cálculo Diversificadas Futuras" analizadas en el capítulo anterior; cálculo de la red secundaria; elementos de transformación y distribución primaria. El proyecto en estudio abarcará los sectores Residencial y Comercial de la ciudad.

Ubicación de las "Cargas de Cálculo Futuras Diversificadas.-

La actualización de la planimetría de la ciudad, permitió ir localizando las manzanas de acuerdo al número de casas existentes, en frentes que varían de 14 a 20 metros. Con esta longitud de frente asignados a los consumidores, se ubicó los valores de las respectivas

"Cargas de Cálculo Futuras Diversificadas" a cada lote.

Como segundo paso, se transportaron a los postes las diferentes cargas, anotándose que esta concentración oscilará de 4 a 6 acometidas por poste, este número es justificable en razón de la disposición de la postería a distancias que variarán de 35 a 40 metros. La disposición de realizar las acometidas desde los postes se debe a razones de estética y seguridad contra cortocircuitos que pueden ocurrir al tomar la acometida de cualquier otro lugar de la red que no sea del poste.

Una vez fijada la ubicación y concentración de las cargas, cabe indicar los criterios para la distribución de la postería en la ciudad.

Con el objeto de conseguir uniformidad en la iluminación de las calles; de que la longitud de las acometidas desde los postes a los abonados no sean excesivas; de que las flechas por la separación entre los soportes no sean mayores, y de la facilidad que presente el terreno, impidiendo la localización de los postes en las esquinas o sitios no apropiados, que pudieran obstaculizar a peatones o tránsito, se resolvió distribuir a distancias que varían entre 35 y 40 metros, de acuerdo a las circunstancias. Esta distribución efectuada se llegó a comprobar en el terreno y resultó que las distancias escogidas son las más adecuadas, inclusive para el comportamiento mecánico de los conductores.

Diseño de la Red de Baja Tensión.-

Tipo de Red.-

Se ha seleccionado el tipo de red aérea, en vista de que un diseño para red subterránea resultaría prohibitiva su construcción, por la escasa rentabilidad que con ella se obtendría, especialmente en los sectores en que las cargas son reducidas o que las residencias es-

tán habitadas por personas de modestos recursos económicos; con la densidad de carga actual y que en un futuro de 10 años presentará Manta, no resulta bajo ningún punto de vista justificable la adopción de un ten dido subterráneo de redes.

Diseño Eléctrico.-

Todo diseño debe ser proyectado con suficiente elasticidad, para que con mínimos cambios y costos puedan hacerse rectificaciones necesarias o ampliaciones progresivas, con el objeto de proporcionar un servicio efectivo, continuo y dentro del marco de la economía.

El planeamiento adoptado para Manta y que reunirá los criterios mencionados, es el Sistema Radial Simple para baja tensión. Este sistema dará el menor costo inicial, es el más sencillo en el cálculo y lo será para el montaje, favorecerá económicamente en cuanto a operación y mantenimiento.

Con el crecimiento normal de la demanda y prevista para 10 años, el sistema asignado cubrirá las necesidades dentro de los límites previstos para el buen funcionamiento de la red, como son: caída de tensión permisible y pérdidas de energía que recomiendan las normas.

La elasticidad que se ha previsto en el diseño de este sistema radial, está en la selección de los calibres de los conductores y capacidad de los transformadores, en tal forma que, para las diferentes zonas características por su densidad de carga, en lo posible se ha estandarizado tanto conductores como potencia de transformadores y la extensión de cada circuito está limitado por las pérdidas de tensión y energía que señalan las normas.

El objeto de la estandarización mencionada, dará la oportunidad de que, con mínimos cambios y costos, se pueda pasar a un nuevo sistema, si la densidad de carga se incrementa y toma un crecimiento fuera del adoptado, en los sectores o sector estudiado en el proyecto. Es así, que el sistema Radial Simple en el futuro, sin mayor dificultad podrá transformarse en un sistema Anillado o Banqueado.

El diseño eléctrico de baja tensión para Manta ha estado sujeto a la clasificación de la densidad de carga que presenta la ciudad; tanto los sistemas adoptados (Monofásico y Trifásico), como también atendiendo al esquema de conexión (Radial). El sistema de distribución, llevará la energía al consumidor para ser utilizada a tres clases de servicio que presentará Manta: Luz, fuerza y calor y a sus dos clases de cargas especialmente registradas: Residencial y Comercial.

Sistemas Empleados.

Las redes de distribución de corriente alterna en baja tensión pueden hacerse trifásicas y a cuatro conductores; y monofásicas, bifilares o trifilares; naturalmente, el sistema quedará seleccionado por la densidad de carga que presente la zona y es así que, para sectores residenciales y comerciales de carga ligera, las redes de baja son monofásicas y los sectores residenciales y comerciales de mayor densidad de carga que las anteriormente mencionadas, llevarán redes trifásicas.

Por las características de carga que presenta Manta, y que se analizó en el Capítulo II, tendremos los sistemas Trifásico y Monofásico.

Tanto en los sectores Residencial y Comercial de las Categorías:

R_1, R_2, C_1 y C_2 , donde se registraron aparatos de alumbrado, y utensilios eléctricos que requieren para su servicio dos voltajes por las características constructivas de los mismos, era justificable el tendido trifásico. Además, en estas zonas que existen instalados aparatos eléctricos y que dan una carga simultanea con la carga de alumbrado público, impone que se emplee el sistema multifilar (trifásico con neutro); añadiéndose que este sistema aventaja a todos los demás sistemas de distribución en el aspecto técnico.

Otra razón práctica, que justifica el empleo del sistema trifásico con neutro (4 conductores), es el menor peso en conductores y mejor aprovechamiento del sistema; además, como en las zonas comerciales se encuentran muchos motores y éstos son trifásicos, resulta impositivo el sistema mencionado, añadiéndose que en el futuro este sistema ayudaría a los abonados en razón de ahorro al adquirir motores trifásicos, ya que éstos son más baratos y requieren menos mantenimiento que los monofásicos.

En el resto de los sectores de la ciudad: R_3 y R_4 , cuya clasificación consta en el Cuadro No. 2, del Capítulo II, el sistema que se aplicará es el monofásico a tres hilos. Esta forma de servicio se adoptará en vista de que ofrece ventajas sobre la monofásica bifilar; de disponer dos tensiones, la una doble que la otra y, en lo que se refiere a peso de conductores, se puede obtener una economía del 67% de la bifilar, si se emplean para el neutro una sección equivalente a la mitad de la correspondiente a una fase.

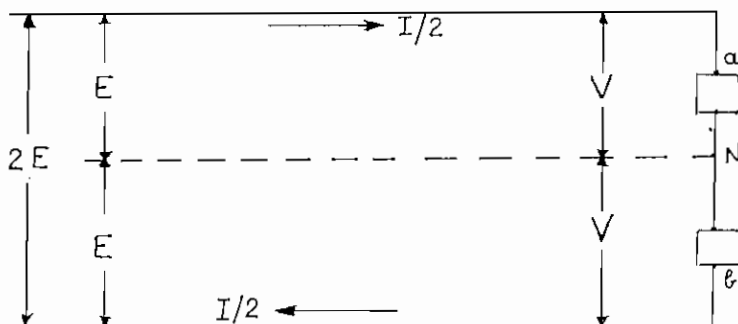
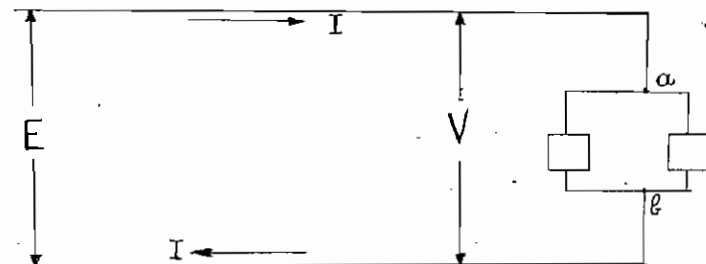
A continuación se analizarán comparativamente los tipos de distribución a utilizarse en Manta, a fin de indicar la conveniencia y

justificar su aplicación.

Para demostrar la diferencia que se tiene en los pesos de los conductores necesarios, se examinará dos sistemas: a) uno con dos conductores y otro con tres, haciendo la suposición que en los dos casos el tipo de carga es el mismo, de igual magnitud y se encuentran al final de los circuitos.

Si llamamos V la tensión de trabajo de los receptores, ésta será la diferencia de potencial que debe existir entre los conductores de la alimentación bifilar y entre cada fase y neutro del sistema trifilar, y si la caída de tensión permitida $\Delta V = E - V$; que se expresa en tanto por ciento de V , será la caída de tensión máxima para la distribución bifilar y para cada alimentación entre fase y neutro de la trifilar. Para este último sistema cuando funciona equilibrado, la caída de tensión admisible será:

$$2E - 2V = 2\Delta V$$



En la instalación bifilar, cuando los receptores funcionan normalmente los alimentadores estarán recorridos por una corriente I , y para la trifilar por la corriente $I/2$, ya que las dos cargas prácticamente se conectan en serie y tienen un voltaje de alimentación igual a $2V$.

Si R_1 , es la resistencia por conductor ^{en la} bifilar y S_1 su sección correspondiente. Para el alimentador trifilar tendríamos los valores correspondientes R_2 y S_2 .

Calculando la caída de tensión en ambos casos tenemos:

$$\Delta V = 2.R_1 . I = 2 \frac{\rho . l}{S_1} I ; S_1 = \frac{2 . \rho . l}{\Delta V} I . \quad (1)$$

$$2 \Delta V = 2.R_2 . I/2 = \frac{l . \rho}{S_2} I ; S_2 = \frac{\rho . l}{2 . \Delta V} I . \quad (2)$$

Dividiendo (1) para (2), se tiene:

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{2 . \frac{l . \rho}{\Delta V} I}{\frac{\rho . l}{2 . \Delta V} I} = \frac{4}{1}$$
$$S_2 = \frac{S_1}{4} \quad (3)$$

La fórmula (3) significa que; para la misma caída de tensión porcentual, la sección de cada alimentador en el sistema trifilar se reduce a la cuarta parte; pero en la práctica, como siempre se produce desequilibrios, es una buena norma de seguridad, por existir corriente en el conductor neutro, adoptar un calibre para este equivalente a los $2/3$ de la sección de una fase, esto se consigue aproximadamente utilizando un calibre dos números más de la galga AWG.

Computando las secciones totales necesarias para cada uno de los sistemas, tendríamos:

$$\text{Bifilar} \quad S_{T1} = 2 \cdot S_1 \quad (4)$$

$$\text{Trifilar} \quad S_{T2} = 2 \cdot S_2 + 2 \cdot S_2 = \frac{8 \cdot S_2}{3}$$

$$S_{T2} = \frac{8 \cdot S_2}{3} \quad (5)$$

Como (3): $S_2 = \frac{S_1}{4}$, se tiene:

$$S_{T2} = \frac{8 \cdot S_1}{12} \quad (6)$$

Dividiendo (6) para (4), se tiene:

$$\frac{S_{T2}}{S_{T1}} = \frac{\frac{8 \cdot S_1}{12}}{2 \cdot S_1} = \frac{8 \cdot S_1}{24 \cdot S_1} = \frac{1}{3} = 0,33$$

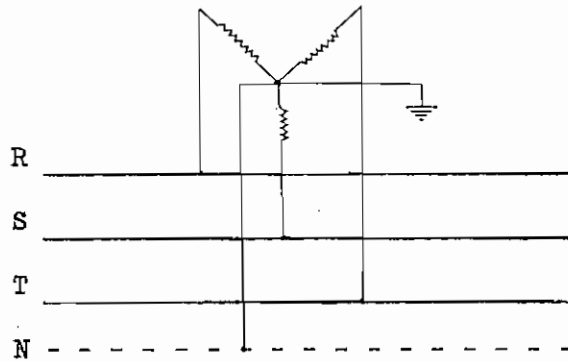
Lo que nos dice que, con el sistema trifilar se logrará una economía del 67% en peso de conductores.

b) El otro sistema que se utilizará en Manta, como antes se anotó, es el trifásico a 4 kilos y toca en esta parte demostrar la diferencia en secciones de conductores con el sistema monofásico trifilar.

Analizando la distribución monofásica trifilar, habíamos encontrado que la corriente que circula por los alimentadores para una misma carga, era igual a la mitad de la corriente de alimentación de la distribución bifilar.

Haciendo una comparación análoga entre el sistema bifilar y el

trifásico a cuatro hilos, tenemos que, para una misma carga, la corriente que fluye por cada alimentador en el sistema estrella, es la tercera parte ($I/3$) de la corriente que circula en cada conductor de la distribución bifilar.



Basándonos en este hecho real, tendríamos que para tener una misma pérdida de voltaje en el sistema trifásico en estrella, la resistencia de cada conductor activo será $3/2$ de la resistencia de cada alimentador en la distribución trifilar; y como las secciones son inversamente proporcionales a las resistencias, tratándose del mismo material, resulta que la sección de cada fase en la distribución trifásica en estrella, será los $2/3$ del conductor activo del sistema monofásico trifilar.

Computando las secciones totales necesarias en cada sistema, tenemos que, como quedó demostrado al analizar el sistema trifilar:

$$S_{T2} = \frac{8 \cdot S_2}{3} \quad (5)$$

Siendo S_2 , la sección del conductor activo, y si llamamos S_3 , la sección del conductor activo del sistema trifásico (4 hilos), tenemos:

$$S_{T3} = 3 \cdot S_3 + S_N \quad (7)$$

Con el objeto de reducir la pérdida de voltaje, cuando un sistema

trifásico en estrella sirve a sectores en que la carga predominante es monofásica, y si el área es de alguna importancia, es corriente utilizar para el conductor neutro un número más que el correspondiente a un número de cada fase en la galga AWG.

Al utilizar la sección indicada para el neutro, equivale aproximadamente a los $4/5$ de la sección de fase, por lo tanto, el valor de S_N , en la fórmula (7) vale:

$$S_N = 4/5 S_3$$

$$S_{T3} = 3.S_3 + 4/5 S_3 = \frac{19}{5} S_3$$

$$S_{T3} = 19/5 S_3 \quad (7)$$

Reemplazando el valor de S_3 en función de S_2 , tenemos: $S_3 = 2/3 S_2$

$$S_{T3} = \frac{19}{5} \left(\frac{2}{3} S_2 \right) = \frac{38}{15} S_2$$

$$S_{T3} = \frac{38}{15} S_2 \quad (8)$$

Dividiendo (8) para (5), tenemos:

$$\frac{S_{T3}}{S_{T2}} = \frac{\frac{38}{15} S_2}{\frac{8}{3} S_2} = \frac{114}{120} = 0,95$$

$$S_{T3} = 95 \% S_{T2}$$

Lo que significa que, con el sistema trifásico a 4 hilos aún en el caso de utilizar una sección para el neutro equivalente al 80% de la sección de cada fase, tenemos un ahorro en sección, que en definitiva equivale al peso de los mismos, de un 5%.

Este análisis comparativo de las secciones y pesos de los conductores necesarios, dan una idea de las ventajas de cada sistema, pero es necesario aclarar, que la conveniencia de uno u otro sistema, depende únicamente de las características y magnitud de la carga a servirse.

Conductores.-

Los metales más empleados en la fabricación de conductores para las distribuciones eléctricas, son el cobre y el aluminio, este último por tener mayor resistividad que el cobre, exige para igual pérdida de voltaje una sección mayor, además por su inconveniencia en los empalmes o juntas para estos conductores, se hacen grampas o dispositivos mecánicos especiales; y más que todo, en el montaje, por el requerimiento de un personal especializado en el manejo de este tipo de conductor, da lugar a un aumento en el costo de instalación.

Es de notar también que en baja tensión, la sección de los conductores, las normas recomiendan que pasen de los 8 mm^2 (No. 8 AWG) en cobre de 97% de conductibilidad; es lógico que siendo el aluminio un metal de más baja conductibilidad, (61%), su sección mínima corresponderá a 13 mm^2 (No. 6 AWG) y el costo para este tipo y sección práctica -mente será a lo mucho igual que el de cobre, por los aditamentos especiales mencionados anteriormente; y por fin, para el caso de Manta, en que se va a reemplazar una red y en la actualidad se tiene acometidas e instalaciones ya establecidas y previstas para conductores de cobre, resultaría muy oneroso reemplazarlas o utilizar conectores y terminales para cobre-aluminio.

Por la estandarización de los conductores de cobre para redes de

distribución de baja tensión en el país, justificaría el uso de éstos ya que, es una ventaja importante disponer en el mercado de equipo y materiales.

Comparando las propiedades del cobre y aluminio, tenemos:

	<u>Cobre</u>	<u>Aluminio</u>
Resistencia a 20° C.	18	28,7
Conductibilidad en %	97	61
Peso específico gr./cm. ³	8,9	2,7
Resistencia a la tracción Kg/mm ²	42	17

Por la imposibilidad de disponer de datos experimentales acerca de los conductores y equipo de montaje necesario para redes de baja tensión, me he limitado a hacer un ligero juicio en la inconveniencia del uso de este metal y solo un análisis técnico-económico más prolijo daría la justificación real.

Por lo tanto se dará preferencia a la utilización del cobre para la red secundaria en estudio.

Por la buena experiencia que se ha tenido en el país, se utilizará conductores de cobre desnudo, con lo cual se tiene una notable economía en el costo con respecto a los conductores aislados, cuyo uso no prestaría mayores ventajas, dado el ambiente húmedo y salino en el que estará sometida la red y su envejecimiento y destrucción del aislante se produciría rápidamente y aparte de un gasto injustificable, al desprenderse el aislante daría un mal aspecto.

La práctica indica que el tendido de redes de baja tensión con conductores desnudos, presenta una buena seguridad, adoptando la dis-

tancia entre conductores de 8 a 10 pulgadas, según las normas americanas; esta distancia también ha sido adoptada en el país, y las posibilidades de cortocircuito se producirán solo en forma accidental.

Factores que intervienen en la determinación de la Sección de Un Conductor.-

Corriente y Voltaje.-

Las características y naturaleza de la corriente que circulará por los conductores de cobre en baja tensión, está impuesta por la fuente de generación y por las instalaciones ya existentes que corresponden a receptores de Corriente Alterna.

Igualmente, con respecto a la tensión, estará prefijada por las condiciones locales y el tipo de instalaciones ya establecidas, aparatos y utensillos eléctricos que utilizan, correspondiendo a voltajes standards de 110-120 voltios para alumbrado y pequeños artefactos; y 210-220 voltios, para utensillos de mayor potencia y motores.

Factor de Potencia.-

En las líneas de corriente alterna, intervienen en la pérdida de tensión, además de la resistencia de los conductores, la autoinducción y la capacidad de los mismos, si bien esta última, por razón de poca distancia de las líneas en las redes de distribución, prácticamente no ejerce influencia. La autoinducción por el contrario, modifica sensiblemente la caída de voltaje, y por ello debe tenerse en cuenta en el cálculo de la sección de los conductores.

El cálculo de las redes de distribución de corriente alterna, en

que las cargas pueden o se consideran inductivas, exige para la determinación de las respectivas secciones, tomar en consideración la reactancia de las líneas que forman la red y además en las de cuatro hilos, que se construirán para servicios en baja tensión, precisa contar con el desequilibrio producido por la desigualdad de las cargas en las fases, porque éste introduce variación en el voltaje de los diversos puentes. Todo ello trae consigo mayor complicación en los cálculos, pues, aún no teniendo en cuenta el desequilibrio y únicamente la reactancia de la línea, es preciso efectuar varios tanteos para encontrar la sección de los conductores, y si en líneas sencillas estas operaciones no tienen mayor importancia, en las redes de distribución que existe una profusión de cargas que presentarán seguramente retrasos de fases distintos con respecto a la tensión alimentadora, el problema de determinar las secciones se complica extraordinariamente, exigiendo cálculos laboriosos e innecesarios por las razones indicadas, y que se refieren al desconocimiento de las verdaderas cargas que existirán en la red.

Por lo expuesto se comprende que es necesario, para el cálculo de las secciones, aplicar un método que permita hallarlas con mayor facilidad y suficiente aproximación, indicándose a continuación el procedimiento seguido para este objeto cuando se tiene en cuenta la reactancia de la línea y el desequilibrio en los puentes por causa de la desigual carga en las fases.

La fórmula $e = (R \cdot \cos.\varphi + X \cdot \text{Sen}.\varphi)I$; empleada para hallar la pérdida de tensión en una línea eléctrica de corriente alterna, pone de manifiesto que a igualdad de intensidad absorbida por el receptor, la caída de voltaje a lo largo de la línea depende también el valor $\cos.\varphi$

El hecho de que la pérdida de tensión varíe con el factor de potencia, hace ver la dificultad que presenta el cálculo de la sección de un tramo de red, cuando en él se hallan conectados diversas cargas que serán unas inductivas, otras no, y aún en aquellas habrá retrasos de fase distintos con respecto a la tensión de servicio.

No es difícil prever que si el factor de potencia fuera el mismo en todas las cargas del tramo, la solución sería más sencilla, porque podrían sumarse las intensidades respectivas, que darían una resultante con el mismo $\cos. \phi$ que las componentes. Por ello y para facilitar la resolución del problema que nos ocupa, aceptaremos este supuesto considerando que un tramo de la línea, o mejor todavía, en un sector o red parcial, alimentada por un centro transformador existe en todas las acometidas igualdad de retraso de fase con respecto al voltaje de trabajo. Este factor de potencia será, por consiguiente, el valor medio de todas las cargas correspondientes al sector de que se trate.

Este valor medio, por las dificultades existentes para conocer la magnitud de las diversas cargas y los retrasos de fase en cada una de ellas, resulta impracticable; sin embargo, con alguna aproximación podemos encontrar un valor que satisfaga las condiciones exigidas por el suministro, basándose para ello en las siguientes consideraciones;

El caso general de las redes de distribución es el servicio mixto, es decir, de alumbrado y fuerza, y en ellas durante las horas del día la carga, casi en su totalidad, es debida a la carga inductiva conectada en la red y que varía según la magnitud de carga que lleven éstas.

Como guía se indica valores del Factor de Potencia debido al funcionamiento de los múltiples aparatos conectados a una red (Redes de

Distribución-Zoppetti):

Factor de Potencia debido a aparatos inductivos conectados a la red en mayor escala (caída de tensión máxima)	0,8 a 0,7
Factor de Potencia debido a aparatos de alumbrado, conectados a la red en mayor escala (Artefactos de $\cos.\phi$ corregido)	0,9
Aparatos de carga inductiva y alumbrado, cuando la carga de alumbrado es un porcentaje reducido de la correspondiente a motores (sectores industriales).	0,8 a 0,85

Se resolverá el problema, partiendo de la igualdad de $\cos.\phi$ en todos los tramos de la línea de un sector, parte de la red o todo el sistema. Admitiremos para $\cos.\phi$ el valor de 0,8, para los sectores: - R1, R2, parte R3, C1 y C2; y el valor de $\cos.\phi = 0,9$ para parte de R3 y R4; y en estas condiciones se calcularán las secciones para obtener la caída de tensión.

Es importante indicar que el tamaño de un conductor que ha de utilizarse para transportar una corriente dada, puede determinarse a partir de uno de los tres factores siguientes:

- 1) Elevación de temperatura admisible en el conductor.
- 2) Caída de tensión admisible en el conductor.
- 3) Comparación o balance económico entre el valor de las pérdidas $I^2.R.$, en el conductor y el costo del mismo.

1) La elevación de temperatura admisible es siempre el factor determinante para decidir el tamaño del conductor que ha de utilizarse en los arrollamientos de las máquinas eléctricas o en el cableado eléctrico de pequeños edificios; no así en las redes de distribución aéreas, y

más en el presente estudio ya que, este criterio no será de mayor importancia por cuanto prácticamente el tiempo de uso de energía máxima será variado con respecto a un período de tiempo, es decir, los varios consumidores que se alimentarán de un sector o red parcial, no absorberán la potencia máxima en forma simultánea en un período de tiempo capaz de producir la elevación de temperatura admisible. Además, al utilizar conductores desnudos, este efecto de la temperatura disminuye, ya que el ambiente servirá de medio refrigerante y disipador del calor producido por el paso de la corriente.

2) La caída de tensión en el conductor, con frecuencia, es el factor determinante para decidir sobre el tamaño de los conductores que han de utilizarse en la distribución eléctrica.

La caída de tensión en la red de baja en estudio, ha jugado un papel importante en la determinación del tamaño de los conductores, ya que, se ha previsto que en el consumidor, por consideración a los artefactos de alumbrado y motores, exista una tensión lo más constante posible independientemente de la carga de la red.

Es aconsejable conseguir la menor caída de tensión en un conductor, y adoptar un margen de seguridad de la pérdida de tensión, con el objeto de garantizar eficiencia en la red, tanto en el servicio actual como en el futuro. Para lograr el fin enunciado, en los sectores residenciales R_1 , R_2 , y en los comerciales C_1 , C_2 , se ha admitido como porcentaje máximo de oscilaciones de tensión el $\pm 3\%$ del voltaje nominal; y en las zonas de consumidores secundarios como R_3 , R_4 , una oscilación de tensión máxima del $\pm 4\%$.

Los porcentajes adoptados de caída de tensión para la red en estudio es justificable, por cuanto estos valores ayudarán a conseguir una

sección de conductores que las normas y práctica recomiendan para redes de categorías parecidas a la red en estudio; asegura este concepto, ya que como regla general, muchos tratadistas indican que una red de distribución normal está constituida de tal modo que las mayores desviaciones de tensión, de breve duración, alcancen $\pm 5\%$ de la tensión nominal. (Centrales y Redes de TH.BUCHHOLD; Redes Eléctricas de Distribución de Zoppetti).

3) Como la tensión aplicada en la red de baja se encuentra puesta y el porcentaje de caída de tensión ha sido seleccionado, resta indicar, que el tamaño de los conductores estará sujeta a la carga y a la longitud necesaria para alimentar a dicha carga. Como, para el proyecto la norma que ha guiado la selección de los conductores obedecerá a los criterios mencionados y a la densidad de carga, y tendrán íntima relación con la capacidad de los transformadores de distribución, se tratará en adelante la conveniencia más económica y favorable del tamaño de los conductores utilizados en el proyecto.

Cálculo de la Utilización de Conductores.-

Este cálculo tiene por objeto conocer las capacidades máximas de conducción de corriente de los conductores, con el fin de aprovecharlos en una forma completa y, por la facilidad que el estudio presta para encontrar la caída de tensión impuesta en la conducción de una corriente necesaria, nos concretaremos a calcular el número de KVAmetros que alcanza un conductor.

Como se ha anotado anteriormente, disponemos de factores necesarios que intervienen en el cálculo de los KVAmetros de un conductor de

características específicas, por lo tanto, de acuerdo a las normas prácticas a continuación se analizará la capacidad de conducción para conductores de cobre más utilizados en redes de distribución afines a la en estudio.

CONDUCTOR DE COBRE CABLEADO SEMIDURO # 1/0 AWG. (s=53,48 mm²)

R = 0.555 Ω/M = 0.3468 Ω/Km. Xa = 0.546

R=Resistencia del conductor = Ω/Km. Xd=-0.0492 para 8" de separación entre conductores.

X = Reactancia del conductor = Ω/Km X=0.4968 Ω/M = 0.3105 Ω/Km.

Z = R. cos φ + X. sen φ = Impedancia del conductor = Ω/Km.

cos φ = 0.8 ; sen φ = 0.6

Z = 0.3468 x 0.8 + 0.3105 x 0.6 = 0.2809 + 0.1863

Z = 0.4672 Ω/Km.

Tensión Nominal = 210/121 Voltios, en los bornes del transformador trifásico. Pérdida de Tensión Adoptada ΔV= 3% = 6,3 Voltios, en el extremo del circuito más desfavorable.

I = Corriente

I = $\frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times V \times 10^3}$

I = $\frac{\text{KVA} \times 10^3}{1,73 \times 210} = \frac{\text{KVA} \times 10^3}{363,3}$

I = 2,75 KVA.

ΔV = √3.I.Z = Z = √3 x 2,75xKVAXZ

KVAm. = $\frac{6,3 \times 10^3}{1,73 \times 2,75 \times 0,4672} = \frac{6.300}{4,75 \times 0,4672} = \frac{6.300}{2,21}$
KVAm = 2.850,67

La Capacidad del Conductor # 1/0 AWG. es de 2.851 KVAmetros.

CONDUCTOR DE COBRE CABLEADO SEMIDURO # 2 AWG. (s= 33,63 mm²)

$$R = 0,548 \Omega/\text{Km.} \quad X = 0,326 \Omega/\text{Km}; \quad \cos \phi = 0,8 ; \quad \text{Sen } \phi = 0,6$$

$$Z = 0,548 \times 0,8 + 0,326 \times 0,6 = 0,4384 + 0,1956$$

$$Z = 0,634 \Omega/\text{Km.}$$

Tensión Nominal = 210/121 voltios, en los bornes del transformador trifásico. Caída de Tensión Adoptada $\Delta V = 3\% = 6,3$ Voltios en el extremo del circuito más desfavorable.

$$I = \frac{\text{KVA} \times 10^3}{1,73 \times 210} = \frac{\text{KVA} \times 10^3}{363,3}$$

$$I = 2,75 \text{ KVA.}$$

$$\text{KVAm} = \frac{6,3 \times 10^3}{1,73 \times 2,75 \times 0,634} = \frac{6,300}{4,75 \times 0,634} = \frac{6,300}{3,0115}$$

$$\text{KVAm} = 2.100$$

La Capacidad del Conductor # 2 AWG, es de 2.100 KVA metros.

CONDUCTOR DE COBRE CABLEADO SEMIDURO # 4 AWG. (s= 21,15 mm²)

$$R = 0,8626 \Omega/\text{Km.}; \quad X = 0,3417 \Omega/\text{Km}; \quad \cos \phi = 0,8 ; \quad \text{sen } \phi = 0,6$$

$$Z = 0,8626 \times 0,8 + 0,3417 \times 0,6 = 0,69 + 0,205$$

$$Z = 0,895 \Omega/\text{Km.}$$

Tensión Nominal = 210/121 Voltios, en los bornes del transformador trifásico.

Caída de Tensión Adoptada $\Delta V = 3\% = 6,3$ Voltios en el extremo del circuito más desfavorable.

$$I = 2,75 \text{ KVA}$$

$$KVAm = \frac{6,3 \times 10^3}{1,73 \times 2,75 \times 0,895} = \frac{6.300}{4,75 \times 0,895} = \frac{6.300}{4,2513} = 1,481,89$$

$$KVAm = 1.482$$

La Capacidad del Conductor # 4 AWG., es de 1.482 KVA metros

CONDUCTOR DE COBRE CABEZADO SEMIDURO # 6 AWG (s=13,30mm²)

$$R = 2,21 \Omega/M = 1,373 \Omega/Km.$$

$$X_a = 0,628$$

R = Resistencia del Conductor

$$X_d = -0,0492 \text{ para } 8'' \text{ de separación entre conductores.}$$

X = Reactancia del Conductor

$$X = 0,5788 \Omega/M = 0,3597 \Omega/Km.$$

$$Z = R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi = \text{Impedancia del Conductor } \Omega/Km.$$

$$\cos \phi = 0,9 ; \sin \phi = 0,435$$

$$Z = 1,373 \times 0,9 + 0,3597 \times 0,435 = 1,2357 + 0,1565 = 1,3922 \Omega/Km.$$

$$Z = 1,3922 \Omega/Km. \times 2 = 2,784 \Omega/Km.$$

Tensión Nominal = 240/120 Voltios en los bornes del transformador. Monofásico. Caída de Tensión Adoptada $\Delta V = 4\% = 9,6$ Voltios, en el extremo del circuito más desfavorable.

I = Corriente.

$$I = \frac{\text{KVA}}{V \cdot 10^3}$$

$$I = \frac{\text{KVA} \times 10^3}{240} = \frac{4,167 \text{ KVA}}{240}$$

$$I = 4,167. \text{ KVA.}$$

$$\Delta V = I.Z. = 4,167 \times \text{KVA} \times Z.$$

$$\text{KVAm.} = \frac{9,6 \times 10^3}{4,167 \times 2,784} = \frac{9,600}{11,8} = 8,28$$

$$\text{KVAm.} = 828$$

La Capacidad del Conductor # 6 AWG. es de 828 KVA metros.

Las tensiones 210 y 240 Voltios Trifásico y Monofásico, respectivamente, han sido tomadas en cuenta para el cálculo de la corriente, por la suposición de que el voltaje de alimentación a las cargas serán los indicados, dicha suposición es aceptable porque será posible equilibrar las fases.

La caída de tensión se calculó tomando en cuenta sólo los conductores activos (entre fases: 210 voltios Trifásicos y 240 voltios Monofásicos), ya que, suponiendo las cargas equilibradas, por el conductor neutro no circulará corriente y por tanto no influye en la caída de tensión; aunque este razonamiento es teórico porque existirá desequilibrio en las fases, de todas maneras no llegará a cubrir el porcentaje de Voltaje admitido.

Calibres de Conductores y Capacidad de Transformadores.-

Siendo este análisis de suma importancia, para llegar a una solución, en lo posible, más económica y técnica en el montaje de una red; y considerando que este rubro incidirá notablemente en el valor total del sistema, era necesario tratarlo conjuntamente ya que, los calibres de los conductores y la capacidad de los transformadores dependen íntimamente el uno del otro y existiendo muchas variaciones para la selección -

conjunta de estos elementos, solo una experiencia y práctica registrada aconsejará soluciones satisfactorias para casos específicos de densidades de carga en las zonas residenciales y comerciales.

Como nos hemos impuesto, el calibre de conductores más utilizados en zonas de características parecidas a las en estudio, solo nos tocaría escoger la capacidad de transformadores, y cuya potencia vendrá dada alternativamente de acuerdo con la sección del conductor.

Las potencias de transformadores y secciones de conductores más recomendables, obedecen a los siguientes órdenes:

Transformador Potencia KVA	Conductor Cu. No.AWC	Tensión de Servicio	Sistema
75	1/0	210/121	Trifásico (4 hilos)
45	1/0	"	" " "
45	2	"	" " "
45	4	"	" " "
30	4	"	" " "
10-15-25-37.5	6	240/120	Monofásico (3 hilos)

Las razones, como en otras redes utilizadas, esta categoría de sección de conductores y capacidad de transformadores, obedece a la estandarización de material en lo posible, que trae como consecuencia: equipos más baratos, intercambiabilidad de partes y posibilidad de interconexión.

Las secciones de conductores y capacidad de transformadores cumplen con los factores impuestos, como: tensión, caída de tensión, pérdida, etc., y, son las recomendadas por las obras prácticas como: Distribution Systems, y Manual del Ing. Electricista.

Cálculo de los Circuitos Radiales de Baja Tensión de cada Transformador y Potencia de Cada uno.

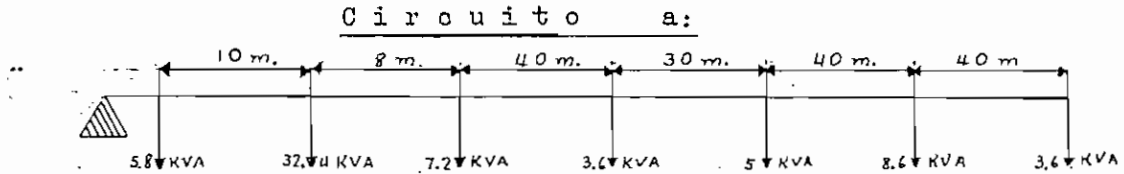
Como disponemos de valores de la capacidad de transformadores, y capacidades máximas de conducción de corriente de los conductores (---- KVA metros), procederemos a la selección de los mismos, de acuerdo a las densidades de cargas que presenta los diferentes sectores de consumo.

Para dar a conocer el procedimiento, efectuaremos el cálculo de - cuatro tipos de circuitos:

TRANSFORMADOR # I Potencia 75 KVA # DE ABONADOS SERVIDOS: 23

Conductor Utilizado: # 1/0 AWG., cobre que tiene 2.851 KVAmetros para $\Delta V=3\%$

Voltaje Nominal: 210 Voltios.

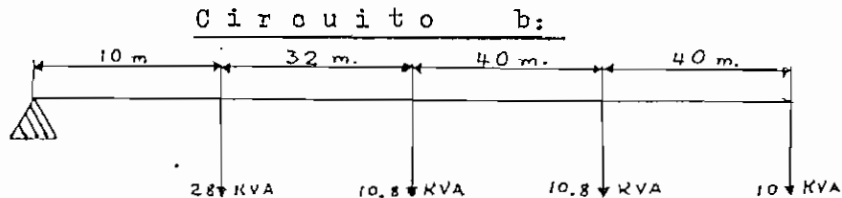


$$KVAm. = 10 \times 32,4 + 18 \times 7,2 + 58 \times 3,6 + 88 \times 5 + 128 \times 8,6 + 168 \times 3,6$$

$$KVAm = 324 + 129,6 + 208,8 + 440 + 1.100,8 + 604,8$$

KVAm. = 2.808

Longitud del Circuito = 201 metros Potencia del Circuito: 33,8 KVA

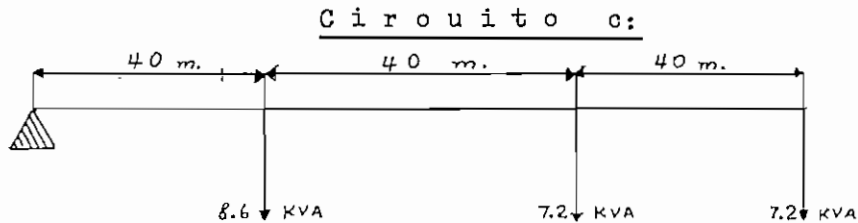


$$KVAm = 10 \times 28 + 42 \times 10,8 + 82 \times 10,8 + 122 \times 10,$$

$$KVA m = 280 + 453,6 + 885,6 + 1.220$$

KVAm. = 2.839,2

Longitud del Circuito = 116 metros. Potencia del Circuito: 31,6 KVA.



$$KVAm = 40 \times 8,6 + 80 \times 7,2 + 120 \times 7,2$$

$$KVAm = 344 + 576 + 864$$

$$KVAm = 1.784$$

Longitud del Circuito = 86m.

Potencia del Circuito = 23 KVA

Con el resultado total de la potencia de los tres circuitos, 88,4KVA, debiéramos utilizar un transformador de igual potencia a la anotada; pero como la práctica recomienda utilizar la capacidad de sobrecarga por lo menos en un 20%, con un transformador de 75 KVA solucionaríamos la potencia requerida.

Es de anotar que la potencia de 88,4 KVA, representa la carga futura que se producirá después de 10 años, y en el lapso de tiempo, desde la instalación de la red hasta el período de producirse la carga de 75 KVA, prácticamente el transformador trabajará normalmente; y solo después de concordar con la potencia futura estimada de 88,4KVA, el transformador recién comenzará a trabajar con parte del porcentaje o el porcentaje indicado de sobrecarga, y que no influirá en el rendimiento del aparato, por la flexibilidad de éstos de soportar sobrecargas que estén dentro de límites normales, como el utilizado en el presente estudio.

La utilización de sobrecarga de los transformadores de distribución en el proyecto es permisible, por las siguientes razones:

a) La temperatura ambiente cuando se sucedan las máximas cargas, son en las primeras horas de la noche (15° a 20° C.); para esta temperatura se indica una capacidad máxima del transformador del 20% durante 2 a 3 horas aproximadamente.

b) Las fábricas en general construyen los transformadores y garantizan el correcto funcionamiento sin anomalías con el 20% de sobrecarga, dentro de condiciones de ambiente normal (40° C), durante 2 o 3 horas de servicio continuo.

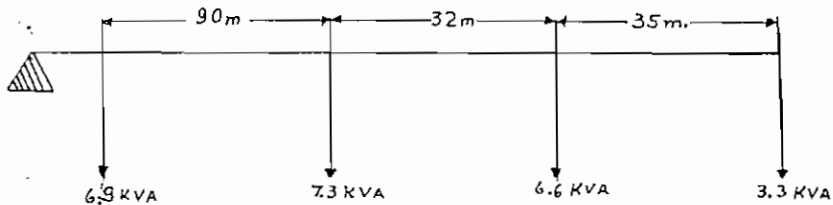
TRANSFORMADOR # 13

Potencia 45 KVA # DE ABONADOS SERVIDOS: 22

Conductor Utilizado: # 2 AWG., cobre que tiene 2.100 KVAmetros para $\Delta V=3\%$

Voltaje Nominal; 210 Voltios.

Circuito a;



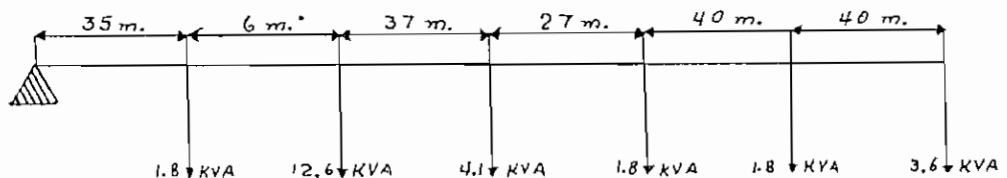
$$KVAm = 90 \times 7.3 + 122 \times 6.6 + 157 \times 3.3$$

$$KVAm = 657 + 805,2 + 518,1$$

$$KVAm = \underline{1.980,3}$$

Longitud del Circuito = 180 metros Potencia del Circuito = 24,10KVA.

Circuito b;



$$KVAm = 35 \times 1.8 + 41 \times 2.6 + 78 \times 4.1 + 105 \times 1.8 + 145 \times 1.8 + 145 \times 3.6$$

$$KVAm = 63 + 516,6 + 319,8 + 189 + 261 + 666$$

$$KVAm = 2.015$$

Longitud del Circuito = 346 metros. Potencia del Circuito = 25,7 KVA.

De igual manera que en el caso anterior, se aprovechará la capacidad de sobrecarga del transformador, máximo hasta un 20%.

En esta forma y procedimiento indicado se han calculado los transformadores de distribución del sistema radial y cuyos datos se incluyen en páginas siguientes en un cuadro. Las especificaciones técnicas tanto de conductores como de transformadores se dará al elaborar las listas de materiales.

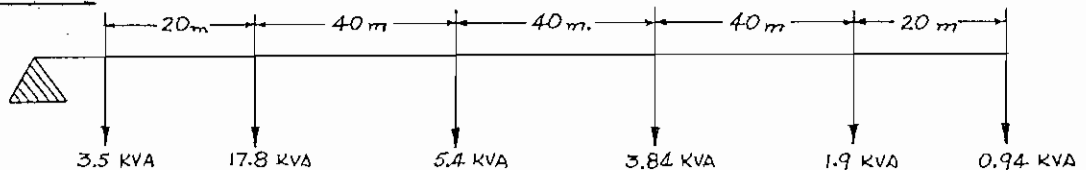
TRANSFORMADOR # 40

Potencia: 45 KVA # de ABONADOS SERVIDOS: 28

Conductor Utilizado: # 4 AWG., cobre que tiene 1.482 KVAmetros para $\Delta V = 3\%$

Voltaje Nominal : 210 Voltios.

Circuito a:



$$KVAm = 20 \times 17,8 + 60 \times 5,4 + 100 \times 3,84 + 140 \times 1,9 + 160 \times 0,94$$

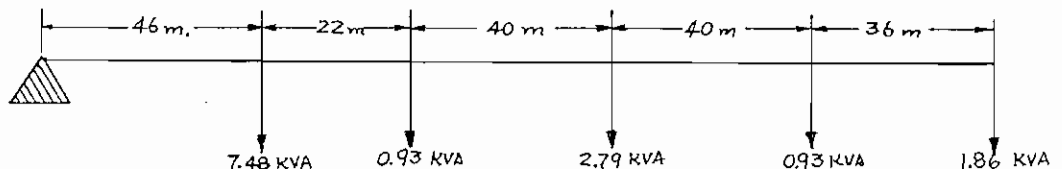
$$KVAm = 356 + 324 + 384 + 266 + 150,4$$

$$KVAm = 1.480,4$$

Longitud del Circuito = 160 m.

Potencia del Circuito = 33,38 KVA.

Circuito b:



$$KVAm = 46 \times 7,48 + 68 \times 0,93 + 108 \times 2,79 + 148 \times 0,93 + 184 \times 1,86$$

$$KVAm = 344,08 + 63,24 + 301,32 + 137,64 + 342,24$$

$$KVAm = 1.188,52$$

Longitud del Circuito = 184 m

Potencia del Circuito = 13,99 KVA.

TRANSFORMADOR # 20

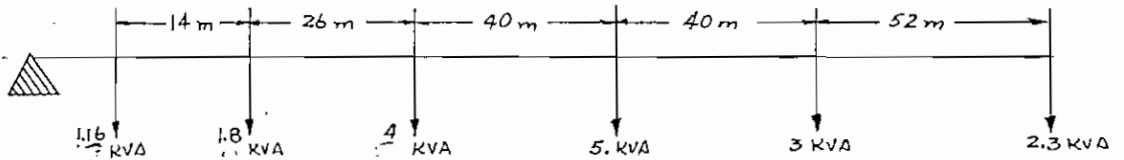
Potencia 30 KVA

Abonados Servidos = 30

Conductor Utilizado : # 4 AWG., cobre que tiene 1,482 KVA metros para $\Delta V=3\%$

Voltaje Nominal: 210 Voltios.

Circuito a:



$$KVAm = 14 \times 1,8 + 40 \times 4 + 80 \times 5 + 120 \times 3 + 172 \times 2,3$$

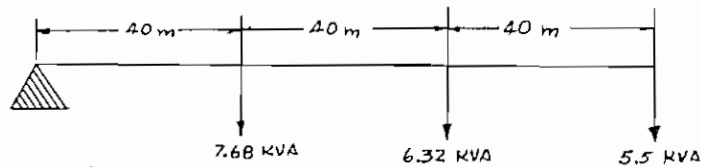
$$KVAm = 25,2 + 160 + 400 + 360 + 395,6$$

$$KVAm = 1.340$$

Longitud del Circuito = 233 metros.

Potencia del Circuito: 17,26 KVA.

Circuito b:



$$KVAm = 40 \times 7,68 + 80 \times 6,32 + 120 \times 5,5$$

$$KVAm = 307,2 + 505,6 + 660$$

$$KVAm = 1.472,80$$

Longitud del Circuito = 120 metros.

Potencia del Circuito = 19,50 KVA.

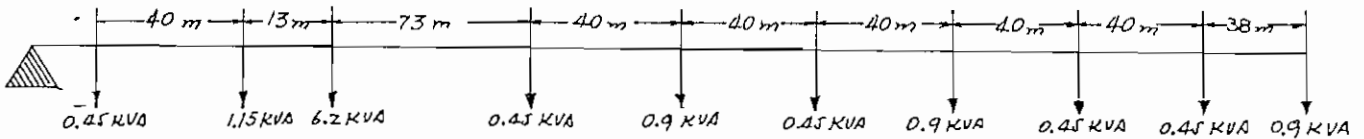
TRANSFORMADOR # 29 POTENCIA 25 KVA.

ABONADOS SERVIDOS: 57

Conductor Utilizado: 6AWG., cobre que tiene 1.655 KVAmetros para $\Delta V=4\%$

Voltaje Nominal: 240 Voltios

Circuito a:



$$KVAm = 40 \times 1.15 + 53 \times 6.2 + 126 \times 0.45 + 166 \times 0.9 + 206 \times 0.45 + 246 \times 0.9 + 286 \times 0.45 + 326$$

$$\times 0.45 + 364 \times 0.9$$

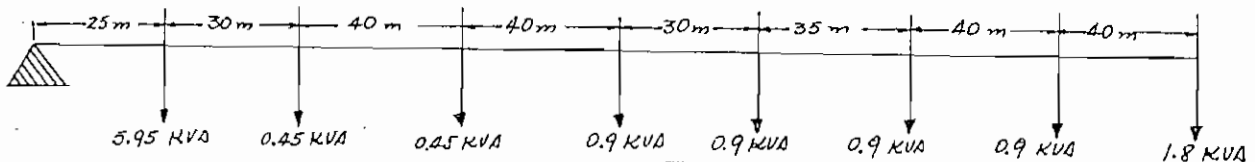
$$KVAm = 46 + 328.6 + 56.7 + 149.4 + 92.7 + 221.4 + 128.7 + 146.7 + 327.6$$

$$KVAm = 1.497,8$$

Longitud del Circuito: 686 metros

Potencia del Circuito: 12,30 KVA

Circuito b:



$$KVAm = 25 \times 5.95 + 55 \times 0.45 + 95 \times 0.45 + 135 \times 0.9 + 165 \times 0.9 + 200 \times 0.9 + 240 \times 0.9$$

$$+ 280 \times 1.8$$

$$KVAm = 148,75 + 24,75 + 42,75 + 121,50 + 148,50 + 180 + 216 + 504$$

$$KVAm = 1.386,25$$

Longitud del Circuito = 500 metros.

Potencia del Circuito = 12,25 KVA.

Las potencias de: 75, 45, 30 KVA, corresponden a transformadores

Trifásicos y las de 10, 15, 25 y 37,5 KVA, a transformadores Mono-

fásicos.

RED PRIMARIA DE ALTA TENSION.-

La Red Primaria de Alta Tensión para Manta, comprenderá la parte del sistema de distribución que va desde la salida de la subestación, hasta los transformadores de distribución. Estará constituida por tres circuitos principales independientes trifásicos y de éstos se derivarán los laterales que unos serán trifásicos, otros monofásicos y cubrirán el área de carga servida por los transformadores.

Consecuentemente al tipo de red secundaria, la red de alta tensión será aérea, por las razones que se indicaron en el Capítulo III, página No. 4; añadiéndose que, las rutas que se han escogido para las líneas de alta tensión, son calles secundarias y las más convenientes por razones de seguridad, por lo que es obvio argumentar sobre el tipo de instalación seleccionada.

Por criterios fundamentalmente económicos se ha previsto el sistema Radial Simple para un circuito principal que sale de la subestación y tiene la siguiente trayectoria:

Circuito C:

Calles: Portoviejo, hasta la intersección con la Longitudinal No. 1; de este circuito se hacen las derivaciones laterales y se cubre el área que abastecerán de energía los transformadores en esta zona de la ciudad. El área que servirá este circuito principal, la densidad de carga que presenta el sector no aconsejaba otra forma o sistema de abastecimiento que el

Radial Simple.

En cambio, por la mayor densidad de carga que presenta la zona a mencionarse a continuación, se proyectó la Disposición Radial en Lazo Abierto, con los dos circuitos principales restantes, cuya trayectoria en la ciudad es la siguiente:

Circuito A:

Calle Independencia hasta la intersección con la Manuel J. Calle; de este circuito se hacen las derivaciones laterales para alimentar los transformadores asignados a este alimentador principal.

Circuito B.:

Calle Imbabura hasta la intersección con la Manuel J. Calle; de este circuito principal se hacen las respectivas derivaciones laterales para alimentar los transformadores asignados en esta zona.

En el plano correspondiente a Alta Tensión, se indica el sitio donde se podrá efectuar la interconexión de los dos circuitos principales y que corresponderá a la calle Manuel J. Calle, entre la Libertad y Ecuador.

La Disposición Radial en Lazo Abierto, ofrecerá la oportunidad de conectarse en un extremo de los dos alimentadores o eventualmente en un punto intermedio de sus recorridos. Este tipo de alimentación prestará una mejor garantía en la continuidad de servicio que el sistema Radial Simple, ya que, siendo dos circuitos que parten de la subestación y avanzan sirviendo independientemente a todos los transformadores asignados a cada alimentador, se podrá interconectar para el funcionamiento en lazo. Se ha

dejado el anillo normalmente abierto por su simplicidad y economía, y solo en caso de falla uno de los alimentadores absorba y prevea temporalmente de servicio a la parte fallosa; en esta forma se llega a limitar o reducir lo máximo una zona sin servicio, falla que lógicamente suponemos de carácter temporal .

Existen otras disposiciones de alimentación en alta tensión, con el fin de mejorar las condiciones de abastecimiento y asegurar la continuidad de servicio, como el de Circuitos de Enlace, que conectan alimentadores adyacentes en diferentes puntos a lo largo de los primarios principales; también se puede anotar la Disposición de Malla Primaria, cuya ventaja consiste en proveer la continuidad de servicio. Este sistema se forma por la interconexión de varios alimentadores primarios, los cuales se alimentan desde varias subestaciones.

Estos sistemas mencionados no favorecen al proyecto en estudio, por las siguientes razones: son más complicados en diseño, en la práctica por su mantenimiento y operación, y para un mismo coste, los dos sistemas mencionados comparados con los que adoptaremos, son sumamente elevados y no son justificables por la densidad de carga a que se les destinará a servir. Otra razón es, la complejidad en la selección y coordinación de los elementos de protección y la sobredimensión que hay que preveer a los conductores, con lo cual económicamente hacen prohibitiva la adopción de cualquiera de estos dos sistemas para el proyecto en consideración.

La Tensión de servicio de los tres circuitos mencionados será de -
13.8/7,96KV.

Como se indicó en el Capítulo III, pág. No. 2, provisionalmente exis-

tirá también la tensión primaria de 2,4 KV., para aprovechar el equipo actual de que dispone la Empresa Eléctrica "CIMA" de Manta, en su red y planta; tensión que progresivamente se irá eliminando de acuerdo al deterioro de los equipos disponibles. Esta distribución primaria de 2,4KV. cubrirá los sectores de la ciudad que actualmente se encuentra sin servicio eléctrico. La densidad de carga que presenta la zona a servirse, es muy inferior a la que se abastecerá con la tensión 13,8/7,96KV, y por lo tanto, la disposición que se adoptará será la Radial Simple aérea, por la simplicidad en operación y mantenimiento, como también por economía. Existirán dos circuitos principales, cuyos recorridos serán:

Circuito D:

De la Central de "CIMA", que está ubicada en las calles 24 de Mayo esquina y Avda. de la Cultura, sale el circuito principal y recorre la calle Chimborazo hasta la intersección con la Calderón, continúa y se prolonga hasta el final de esta calle. De este circuito se hacen las derivaciones laterales y se cubre el área que abastecerá de energía los transformadores a este sector de la ciudad.

Circuito F:

De la Central mencionada sale este circuito principal y recorre la calle Machala, continúa atravesando el río Seco de Manta, hasta llegar al barrio 5 de Junio; en igual forma que antes, de este circuito se realizan las derivaciones laterales y se cubre el área que abastecerán de energía los transformadores en este sector de la ciudad.

Voltaje Primario de los Circuitos Principales.-

El Voltaje Primario del Sistema tiene influencia en el costo, en el diseño y operación, determina la longitud y la carga de los alimentadores y el tamaño de las subestaciones. Por otro lado, en el aspecto arquitectónico, influye en el tamaño y apariencia de los postes.

En redes aéreas, en general, la longitud y la carga de los primarios están limitadas por la caída de voltaje.

Cuanto más alto es el voltaje, mayor es la longitud y la carga que pueden servirse con una misma caída de tensión.

En un sistema de distribución primario, siempre es posible encontrar una tensión más económica, para la alimentación de los transformadores, pero por razones prácticas, el análisis de los voltajes se concreta a las tensiones estandarizadas de determinado país o región; y en el presente estudio, los voltajes primarios están impuestos: 13.800/1960 Voltios del "Buzque Planta" y 2.400 Voltios de la Central Térmica de "CIMA".

A continuación se indicará las ventajas que se obtendrán al utilizar las tensiones impuestas de 13.8/7,96 KV. y 2,4 KV., en las redes primarias de Manta:

- 1.- La tensión de 13,8 KV., es un voltaje estandarizado y por ello los materiales y equipos tanto de protección, como transformación y más aditamentos, existen en las normas de trabajo, es decir, son más comunes en la utilización; y, como Guayaquil tiene en su red primaria este voltaje; para El Oro y Esmeraldas también se ha proyectado la utilización de esta tensión; resulta que prácticamente el voltaje 13.8KV.

es el standard en la Costa ecuatoriana.

- 2.- Por otra parte, la capacidad futura (10 años) residencial y comercial estimada, no llega a copar la pérdida permisible, esta tensión cumplirá con lo que aconsejan criterios técnicos y económicos favorables en el funcionamiento de una red primaria y los materiales seleccionados caerán dentro de las recomendaciones prácticas.
- 3.- En caso de que la carga creciera fuera de los límites prescritos, se podrá equilibrar el sistema con nuevos circuitos primarios alimentados desde la subestación.
- 4.- La tensión 7,96 KV. se utilizará para las ramificaciones de alimentación a los transformadores monofásicos, por las siguientes razones:
 - a) Al utilizar transformadores de menor tensión, habrá economía, ya que éstos son más baratos; b) Economía en los accesorios de protección de los transformadores ya que, al efectuar la alimentación al transformador entre fase y neutro, se reducirá a un solo pararrayo y un portafusible de alta, un solo aislador de alta para la fase, y un portaneutro que no necesita ser aislado, ya que el sistema de alta está en el neutro puesto a tierra, hecho que trae como ventaja suprimir cruces.
- 5.- Como en el Capítulo II se dejó indicado el material y equipos existentes con su tensión primaria de 2,4 KV., bajo ningún punto de vista sería recomendable no utilizar por el rubro económico que representa; se lo dispuso en el proyecto para que abastezca de energía a la parte secundaria de la ciudad, donde la densidad de carga y el área servida por

esta tensión , es inferior a la que abastecerá la tensión de 13,8/7,96 KV.

Conductores.-

En los sistemas primarios la práctica general es usar conductores desnudos.

Los materiales más empleados para líneas de alta tensión, en distribución, son el cobre y el aluminio, por sus propiedades eléctricas y aspectos económicos y la selección de uno de estos metales quedará sujeta a la ventaja que presenten en un proyecto específico. Para el presente estudio se hará un breve análisis de estos dos tipos de conductores tomando como base el cobre de 97% de conductibilidad y el aluminio de 61% de conductibilidad.

<u>Propiedades</u>	<u>Cobre</u>	<u>Aluminio</u>
Resistencia en Ω por mm ² /m.	18	28,7
Resistencia a la tracción kg/mm ²	42	17
Peso Específico Kg/cm ³	8,9	2,7
Módulo de Elasticidad Kg/cm ²	1,12x10 ⁶	0,7 x 10 ⁶
Coefficiente de expansión lineal por °C.	17x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶

Análisis Económico (Red Primaria de Manta).-

Para llegar a una comparación económica entre el conductor de cobre y el de aluminio, se tomará la longitud total correspondiente a los tres circuitos principales (A,B,C,), con los accesorios principales de montaje, en los cuales exista diferencia de precios. Aproximadamente la longitud a que llegan los tramos mencionados, es de 5 Km., y los números de conductores a utilizarse son? N° 6 AWG. de Cobre y el equivalente eléctricamente,

con Aluminio es mayor que para el cobre.

Cálculo de la Sección de Conductores.-

El criterio básico que se ha escogido para determinar la sección de los conductores de la red primaria para Manta, es la caída de tensión porcentual, entre el punto de alimentación desde la salida de la Subestación, al extremo más alejado, y que no excederá del 2% en condiciones de máxima carga. Este porcentaje dará lugar a determinar secciones de conductores que la práctica recomiendan para voltajes de 7,96/13,8 KV, entre 12,20, 30 o 50 mm²; los valores de secciones indicados se adaptan a alimentadores cuya capacidad varía entre los 500, 700 y 1.550 KVA.

Para determinar específicamente la sección del conductor que cumple las condiciones anotadas anteriormente, tenemos que proceder al estudio de las pérdidas de tensión; primero analizaremos: la separación necesaria entre conductores y la impedancia de la línea.

La separación entre conductores se fija en base de la fórmula utilizada para tensiones menores que 66 KV., y que indica el "Manual del Ingeniero Electricista" Pág. 1552, II Tomo. Se limita la distancia entre conductores, y entre éstos y los apoyos, para evitar su acercamiento excesivo.

La fórmula es:

$$d = K \cdot \sqrt{I} + \frac{E}{150}, \text{ en la que:}$$

d = Distancia de separación mínima expresada en metros.

k = Coeficiente igual a 0,9 para Aluminio.

f = Flecha máxima, este valor se determinó en el estudio mecánico de la red y lo anotaremos para el cálculo indicado; igual a 0,30 m. para conductor de Aluminio Reforzado con Acero No. 6 - AWG.; y 0,32 m. para conductor de Aluminio Trefilado, No. 4 AWG.

E = Tensión en Kilovoltios.

Reemplazando los valores tenemos:

1.- Para el caso de trabajar con conductor No. 6AWG, Aluminio Reforzado con Acero:

$$f = 30 \text{ cms.}$$

$$d = 0,9 \sqrt{0,30} + \frac{13,8}{150}$$

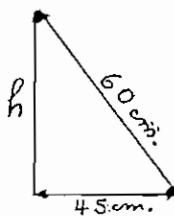
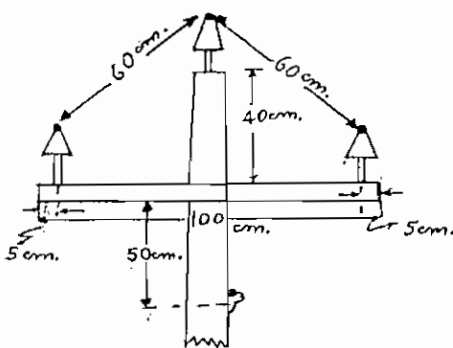
$$d = 0,9 \cdot 0,55 + 0,092$$

$$d = 0,495 + 0,092 = 0,587$$

$$d \approx 0,60 \text{ m.}$$

Tomando en cuenta que el estandard de longitudes de hierro perfilado es de 6 m., y que en la práctica son las más utilizadas en las estructuras para líneas primarias de distribución; siendo la distancia mínima entre conductores de 60 cms., y tomando en cuenta la divisibilidad de las varillas de crucetas en 5 o 6 partes, podemos adoptar una de las siguientes disposiciones de los conductores:

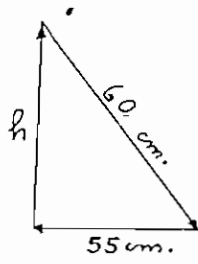
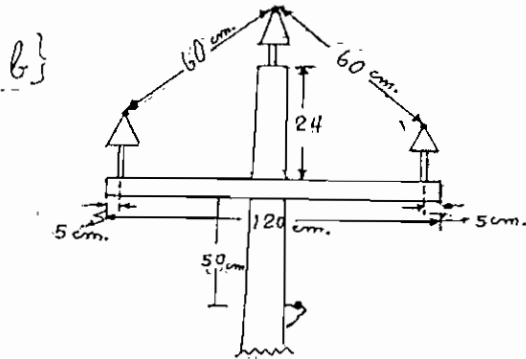
a).-



$$h = \sqrt{60^2 - 45^2} = \sqrt{3.600 - 2.025}$$

$$h = \sqrt{1.575} = 39,7$$

$$h = 40 \text{ cm.}$$



$$h = \sqrt{60^2 - 55^2} = \sqrt{3.600 - 3.025}$$

$$h = \sqrt{575} = 23,9$$

$$h = 24 \text{ cm.}$$

Con el fin de reducir a la menor altura del poste manteniendo la separación adecuada entre conductores, así como también, la altura de seguridad de los mismos con respecto al suelo y, entre línea y poste, se adoptará la dimensión de la cruzeta en 1,20 m; ya que, con las condiciones anteriormente mencionadas que se deben cumplir, no permiten reducir más su longitud. Esta dimensión (1,20 m.), a su vez facilita la disposición triangular de los conductores que por ser la más conveniente se lo ha normalizado en la práctica. Con esta disposición también se puede cumplir la distancia mínima del conductor de alta tensión más próximo a los edificios (2 metros mínimo), durante toda la extensión de recorrido que tendrá la red primaria en Manta, hecho que permite descartar otras disposiciones de los conductores de alta tensión en los soportes.

Cálculo de la Utilización del Conductor No. 6 AWG de Aluminio Reforzado con Acero.

Como se anotó en el Capítulo III, Pág. 4.9., este cálculo determinará la capacidad máxima de conducción de corriente del conductor en cuestión, aplicando los factores necesarios que intervienen en el cálculo de los KVA m.

$$R = 3,56 \Omega/M. \quad ; \quad X = 0,673 \Omega/M.; \quad \Delta V = 2\% = 276 \text{ Voltios.}$$

Para obtener la Reactancia debido a la separación de los conductores, se debe calcular la distancia equivalente de los mismos:

$$d_{eq} = \sqrt[3]{60 \times 60 \times 110} = \sqrt[3]{3.600 \times 110} = \sqrt[3]{396.000}$$

$d_{eq} = 74 \text{ cm} = 2' 5''$ Con este valor se registra en el Transmission and Distribution el valor correspondiente a X_d ; es de $0,119 \Omega / M$.

Con este valor podemos ya obtener el de la Reactancia total:

$$X = X_a + X_d = 0,673 + 0,119 = 0,792 \Omega / M$$

Si consideramos un factor de potencia de 0,85, en vista de que la carga será de alumbrado y fuerza, el valor de la impedancia será:

$$Z = 3,56 \times 0,85 + 0,792 \times 0,527$$

$$Z = 3,026 + 0,4174 = 3,4434 \Omega / M.$$

$$Z = 2,14 \Omega / Km$$

Tensión Nominal = 13,8 KV.; a la salida de la Subestación.

Pérdida de Tensión Adoptada = $\Delta V = 2\% = 276 \text{ Voltios}$, en el extremo del circuito más desfavorable .

I = Corriente.

$$I = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot KV.}$$

$$I = \frac{\text{KVA}}{1,73 \times 13,8} = \frac{\text{KVA}}{23,87} = 0,041886 \text{ KVA}$$

$$I = \underline{0,042 \text{ KVA}}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times Z = \sqrt{3} \times 0,042 \times \text{KVA} \times Z.$$

$$\text{KVA m} = \frac{\Delta V}{\sqrt{3} \times 0,042 \times Z \times 10^{-3}}$$

$$\text{KVA m} = \frac{276 \times 10^3}{1,73 \times 0,042 \times 2,14} = \frac{276 \times 10^3}{3,7 \times 0,042} = \frac{276 \times 10^3}{0,1554}$$

$$\underline{\text{KVA m} = 1.776.000}$$

Cálculo de los Circuitos Radiales de Alta Tensión con el Conductor No. 6.

AWG, de aluminio Reforzado con Acero.-

CIRCUITO PRINCIPAL A.- (Calle Independencia)

Longitud del Circuito = 1.545 m.

Potencia Conectada = 810 KVA.

$$\text{KVAm.} = 310 \times 45 + 400 \times 45 + 510 \times 195 + 710 \times 90 + 740 \times 90 + 890 \times 45 \text{ -----}$$
$$+ 1.050 \times 75 + 1.265 \times 75 + 1.355 \times 75 + 1.545 \times 75.$$

$$\text{KVAm} = 13.950 + 18.000 + 99.450 + 63.900 + 66.600 + 40.050 + 78.750 + 94.875$$
$$+ 101.626 + 115.875 = 693.075.$$

KVAm. = 693.075

Si el conductor No.6 AWG de aluminio reforzado con acero, tiene una capacidad de 1.776.000 KVA m., suponiendo un 2% (276 Voltios) de caída de tensión, un circuito principal (A), con este mismo conductor tendrá una capacidad en KVAm. de 693.075, que corresponde a una caída de tensión del siguiente valor:

$$\begin{array}{rcl}
 1.776.000 \text{ KVAm.} & \underline{\hspace{2cm}} & 2\% \\
 693.075 \text{ KVAm.} & \underline{\hspace{2cm}} & \times \quad = \frac{693.075 \times 2}{1.776.000} = \frac{1.386.150}{1.776.000} = 0,78\% = \Delta V\%
 \end{array}$$

Lo que significa que el conductor escogido satisface las necesidades

CIRCUITO PRINCIPAL B.- Calle

Longitud del Circuito = 1.815 m.

Potencia del Circuito = 775 KVA.

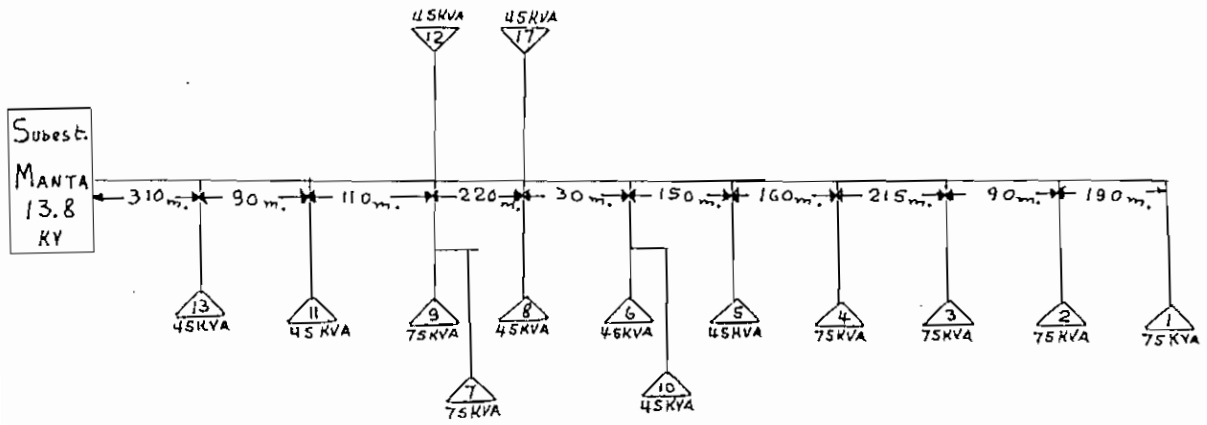
$$\begin{aligned}
 \text{KVAm.} &= 350 \times 90 + 530 \times 90 + 730 \times 45 + 855 \times 210 + 925 \times 30 + 975 \times 30 + \dots \\
 &+ 1.025 \times 30 + 1.075 \times 30 + 1.135 \times 30 + 1.245 \times 30 + 1.305 \times 30 + 1.445 \times 30 \\
 &+ 1.615 \times 30 + 1.815 \times 30
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{KVAm.} &= 31.500 + 47.700 + 32.850 + 179.550 + 27.750 + 29.250 + 30.750 \\
 &+ 32.250 + 35.550 + 37.350 + 39.150 + 43.350 + 48.450 + 54.450
 \end{aligned}$$

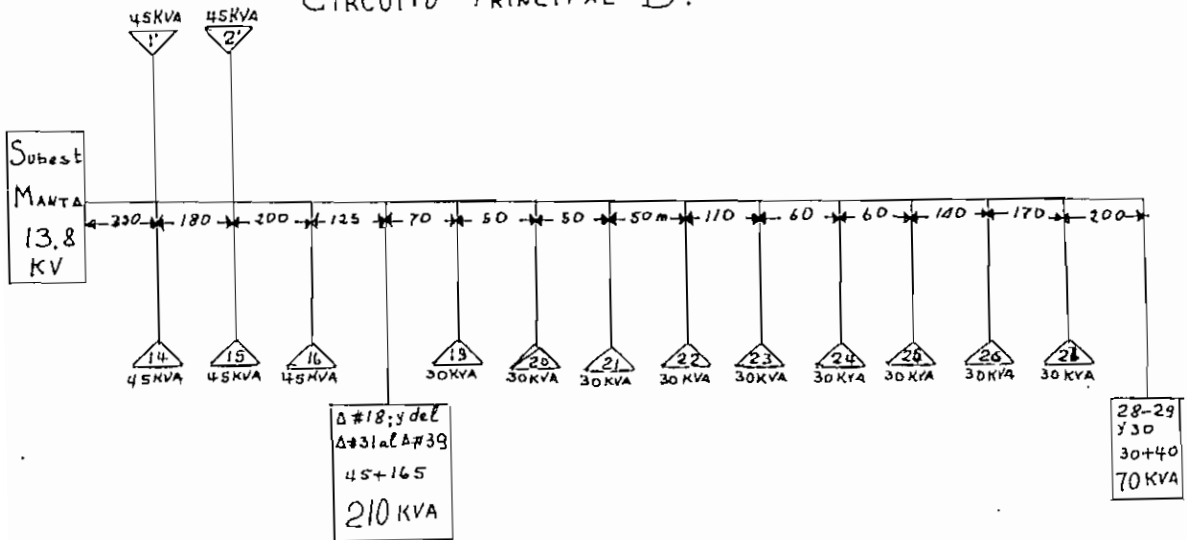
KVAm. = 669.900

Con el conductor No. 6 AWG. para una caída de tensión del 2%, se tuvo 1.776.000 KVAm., con el valor indicado se tendrá:

CIRCUITO PRINCIPAL A:



CIRCUITO PRINCIPAL B:



$$\Delta V\% = \frac{669.900 \times 2}{1.776.900} = \frac{1.339.800}{1.776.000} = 0,76\%$$

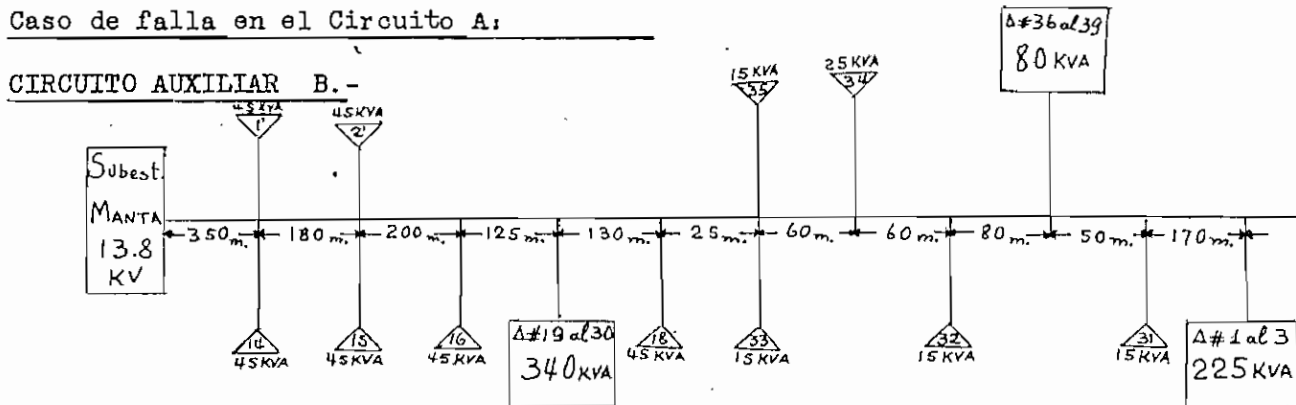
Lo que significa que el conductor escogido satisface las necesidades e im-
posiciones adoptadas.

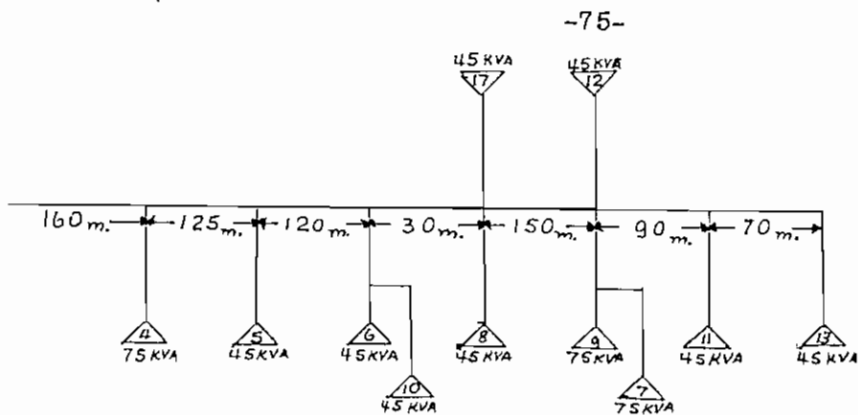
CIRCUITO PRINCIPAL AUXILIAR.-

En caso de una falla, cualquiera de los dos reclosers de los circuitos
principales antes mencionados (A, o B), desconectará a la parte correspon-
diente, dejando como es lógico sin servicio al sector o sectores donde tuvo
origen la falla. Como se ha previsto la interconexión por medio de un interrup-
tor en baño de aceite (Ver Plano No. A.T.), se cerrará el circuito, res-
taurando el servicio a la parte afectada por el disparo del recloser co-
rrespondiente.

En este caso también se tendrá que comprobar la capacidad de conduc-
ción de corriente que el circuito auxiliar tendrá que soportar en forma
temporal, o sea hasta que se haya realizado la reparación correspondiente
y restablecer el servicio en forma normal. Para la comprobación, se reali-
zarán los cálculos de los KVAm., que se acumularán en el circuito auxiliar;

Caso de falla en el Circuito A:





$$\begin{aligned} \text{KVAm.} &= 350 \times 90 + 530 \times 90 + 730 \times 45 + 855 \times 340 + 985 \times 45 + 1.010 \\ &\times 30 + 1.070 \times 25 + 1.130 \times 15 + 1.210 \times 80 + 1.260 \times 15 + 1.430 \\ &\times 225 + 1.590 \times 75 + 1.715 \times 45 + 1.385 \times 90 + 1.865 \times 90 + 2.015 \\ &\times 195 + 2.105 \times 45 + 2.175 \times 45. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{KVAm.} &= 31.500 + 47.700 + 32.850 + 290.700 + 44.325 + 30.300 + 26.750 \\ &+ 16.950 + 96.800 + 18.900 + 321.750 + 119.250 + 77.175 + 165.150 \\ &+ 167.850 + 392.925 + 94.725 + 97.875. \end{aligned}$$

$$\text{KVAm} = \underline{2.073.475.}$$

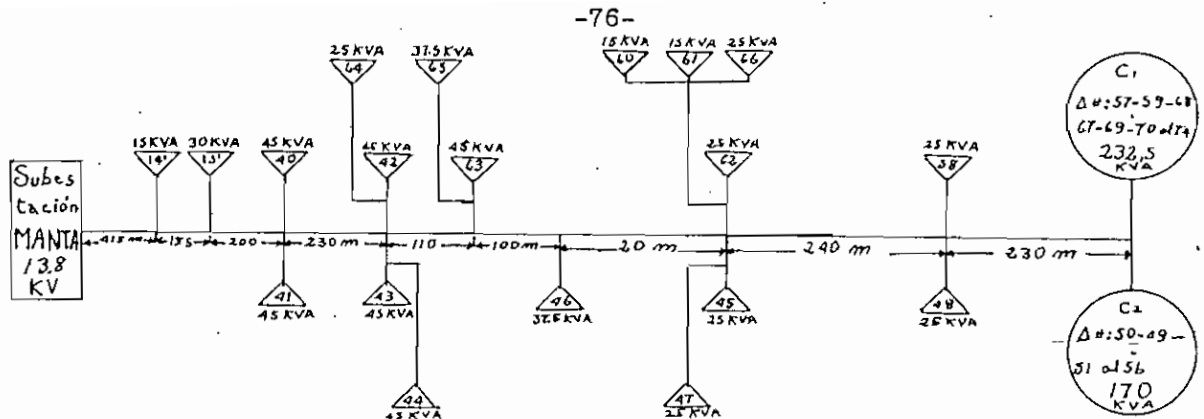
Con el conductor adoptado No. 6 AWG de Aluminio Reforzado con A_oero, se obtuvo para una caída de tensión máxima del 2%, 1.776.000 KVA m., con el valor calculado se obtendrá:

$$\Delta V\% = \frac{2.073.475 \times 2}{1.776.000} = 2.33\%$$

CIRCUITO PRINCIPAL C (Calle

Longitud del Circuito = 1.700 m.

Potencia Conectada = 997.5 KVA--



$$\text{KVA m} = 415 \times 15 + 570 \times 30 + 770 \times 90 + 1.000 \times 160 + 1.110 \times 82,5 + 1.210 \times 37,5 + 1.230 \times 130 + 1.470 \times 50 + 1.700 \times 402,5$$

$$\text{KVA m} = 6.225 + 17.100 + 69.300 + 160.000 + 91.575 + 45.375 + 159.900 + 73.500 + 684.250$$

$$\text{KVA m} = 1'307.225.$$

Con el conductor No. 6 AWG de Aluminio reforzado con acero, se obtuvo para una caída de tensión máxima del 2%, 1.776.000 KVAm., con el valor calculado se obtendrá:

$$\Delta V \% = \frac{1.307.225 \times 2}{1.776.000} = 1.47 \%$$

En vista de que la red primaria es la que indica el alcance de capacidad del sistema, es aconsejable tener en cuenta que, en caso de que la carga permanente tenga un crecimiento fuera del prescrito en el lapso considerado en el estudio del proyecto; prever una capacidad de conducción de energía para el incremento no previsto, y es así que, se adoptó el conductor No. 4 AWG de Aluminio Puro multifilar, con el objeto de dar a los alimentadores principales la elasticidad y capacidad necesaria al suscitarse el problema anotado, eliminando la fuerte pérdida de tensión que se produciría con el conductor inicialmente adoptado.

La práctica aconseja que, generalmente se usen para líneas primarias de distribución, conductores No. 6 al No. 4/O AWG de cobre y en aluminio sus equivalentes.

Por otra parte, en lo que respecta al presente estudio, analizaremos el aspecto económico:

El Conductor No. 6AWG de Al. reforzado con Acero Multifilar tiene un valor aproximado por metro de \$/ 1,10

El conductor No. 4AWG de Al. Puro Multifilar tiene un valor aproximado por metro de " 1,20

Como la longitud total aproximada que se requiere es de 15.000 metros, al utilizar el conductor No. 6 se obtendría una ventaja de apenas \$/ 1.500; en cambio con el conductor No. 4 conseguiremos casi un doble capacidad de conducción de energía que el anterior.

En el estudio mecánico se anotará que el conductor No. 4 AWG de Aluminio Puro Multifilar, cumple con los requisitos de seguridad y soportará los esfuerzos a que estará sometida la red de distribución de Manta.

2.- Cálculo de la Utilización del Conductor No. 4 AWG de Aluminio Trefilado -.

$$R = 2.24 \frac{\Omega}{M}; X = 0,6211 \frac{\Omega}{M}; \Delta V = 2\% = 276 \text{ Voltios.}$$

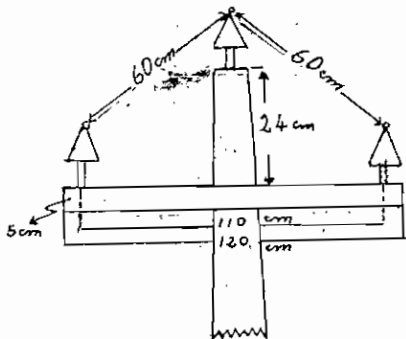
La disposición de este conductor, así como también la dimensión de la oruceta, será de igual forma que la adoptada para el conductor anteriormente analizado; por lo que podemos calcular la distancia de separación mínima entre conductores, y que viene dada por la fórmula.

$$d = K \cdot \sqrt{f} + \frac{E}{150}$$

$$d = 0,9 \sqrt{0,32} + \frac{13,8}{150} = 0,9 \times 0,56 + 0,092$$

$$d = 0,504 + 0,092 = 0,696$$

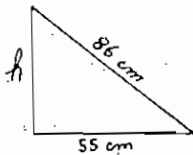
$$d = 0,60 \text{ m.} = 0,60 \text{ m.}$$



$$h = \sqrt{\frac{2 \cdot 2}{60 - 55}} = \sqrt{\frac{4}{5}} = \sqrt{3.600 - 3.025} = \sqrt{575}$$

$$h = \sqrt{575} = 24 \text{ cm.}$$

$$h = 24 \text{ cm.}$$



$$d_{eq} = \sqrt[3]{60 \times 60 \times 110} = \sqrt[3]{396.000}$$

$$d_{eq} = 74 \text{ cms.}$$

Con este valor se registra en el Transmission and Distribution, al correspondiente a X y que da $0,1333 \Omega/\text{M.}$

Con la cifra obtenida, ya podemos calcular la Reactancia Total:

$$X = X_a + X_d = 0,6211 + 0,1333 \Omega/\text{M.} = 0,7544 \Omega/\text{M.}$$

Como anteriormente se consideró que el valor del Factor de Potencia valdría 0,85, podremos calcular la impedancia, que:

$$Z = R \cos \phi + X \cdot \sin \phi$$

$$Z = 2,24 \times 0,85 + 0,7544 \times 0,527 = 1,904 + 0,3976$$

$$Z = 2,30 \Omega/\text{M.} = 1,4294 \Omega/\text{Km.}$$

$$Z = 1,43 \Omega/\text{Km.}$$

$$\Delta V \% - \frac{2.073.475 \times 2}{2.653.840} = 1.56 \%$$

CIRCUITO PRINCIPAL C. - Conductor a utilizarse No. 4 AWG.Al.

Capacidad del Circuito = 1.307.225 ; del Conductor = 2.653.840 KVA m.

$$\Delta V \% = \frac{1.307.225 \times 2}{2.653.840} = 0,99 \%$$

Cálculo de la utilización del Conductor No. 4 AWG. Aluminio para los Circuitos Principales del Sistema Primario de "CIMA".-

Como el sistema primario 2,4 KV., que alimentará a los sectores de reducida densidad de carga, es provisional, por las razones que se indicaron en la página 32 Cap. III; el valor de la separación mínima entre conductores y la distancia equivalente de los mismos, se ha tomado el que corresponde a la tensión de 13,8 KV, con el fin de que en el futuro, cuando se vaya transformando el sistema 2,4 a 13,8 KV, como tensión primaria de este sector de la ciudad, sólo sea necesario efectuar cambios secundarios y la operación resulte económica.

= En estas condiciones, la Impedancia del conductor valdrá:

$$Z = 1,43 \Omega / \text{Km.}$$

$$I = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}} = \frac{\text{KVA}}{1,73 \times 2,4} = \frac{\text{KVA}}{4,152}$$

$$I = 0,241 \text{KVA.}$$

Como el sector en análisis es de importancia secundaria, en la actualidad, se puede admitir una pérdida de tensión del orden del 3 al 3,5%

$$\Delta V = 3\% = 72 \text{ Voltios.}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I \times z = 1.73 \times 0,241 \times \text{KVA} \times Z$$

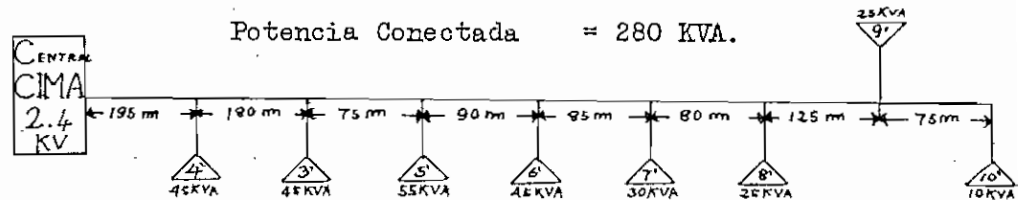
$$\text{KVA m} = \frac{\Delta V \times 10^3}{1.73 \times 0,241 \times 1,43} = \frac{72 \times 10^3}{2,74 \times 0,241} = \frac{72 \times 10^3}{0,596}$$

$$\text{KVA m} = \underline{120.805}$$

CIRCUITO PRINCIPAL A'.- (Calle)

Longitud del Circuito = 905 m.

Potencia Conectada = 280 KVA.



$$\text{KVAm.} = 195 \times 45 + 375 \times 45 + 450 \times 55 + 540 \times 45 + 625 \times 30 + 705 \times 25 + 830 \times 25 + 905 \times 10$$

$$\text{KVAm} = 8.775 + 16.875 + 24.750 + 24.300 + 18.750 + 17.625 + 20.750 + 9.050$$

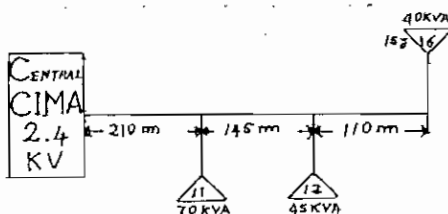
$$\text{KVAm} = 140.875.$$

Como la capacidad del conductor es de 120.805 KVA m., y del circuito principal su valor asciende a 140.875 KVA m.; el valor de $\Delta V = 3,5\%$., cifra aceptable por la calidad de consumidor que presentara la zona.

CIRCUITO PRINCIPAL B'.- (Calle

Longitud del Circuito = 460 m.

Potencia Conectada = 155 KVA.



$$\text{KVAm.} = 210 \times 70 + 355 \times 45 + 465 \times 40$$

$$\text{KVA } m = 14.700 + 15.975 + 18.600$$

$$\underline{\text{KVA } m = 49.275.}$$

I L U M I N A C I O N D E M A N T A

Siendo la iluminación de las ciudades una técnica profundizada y una ciencia que no puede circunscribirse a fórmulas y cálculos; porque, en gran parte se basa en la experiencia y observación práctica, ya que, la adecuada iluminación de calles, aparte de contribuir con la estética de la ciudad debe perseguir entre otros los siguientes objetivos:

- 1) Conseguir seguridad del tráfico nocturno, tanto de peatones como de vehículos;
- 2) Reprimir los sucesos delictivos;
- 3) Fomentar el progreso cívico;
- 4) Proporcionar bienestar para la población. Estando este estudio fuera de la profundización de esta parte de la Ingeniería Eléctrica, y no existiendo normas experimentales específicas en el país, para la selección de los diversos factores que se utilizan para obtener valores recomendables de nivel de iluminación, tomaremos aquellos que constan en publicaciones referentes a manuales de equipos de alumbrado público y datos comparativos.

Los niveles de iluminación necesarios dependen de la importancia del sector, y de la clasificación que a cada calle se le dé de acuerdo con sus características predominantes. Para Manta estos niveles estarán dados de acuerdo a la configuración misma de la ciudad; es decir, para calles residenciales y comerciales de primera categoría serán las que mejor nivel de

iluminación tengan; ya que, es en éstas donde el tráfico y la buena apariencia arquitectónica de la ciudad exige preferencia en iluminación. Además en estos sectores mencionados deberá ser tomada en cuenta la calle "24 de Mayo" y la prolongación de ésta hasta la altura del control de tránsito en la Carretera Manta-Quevedo, por ser esta una arteria principal y por la cual el tráfico de vehículos es mayor.

Es lógico que al proporcionar niveles razonables de iluminación, harán que el proyecto resulte técnico y económico.

Las lámparas para el alumbrado de las calles varían, en flujo luminoso, de 500 a 20.000 lúmenes (50 a 2.000 bujías). La I.E.S. (ILLUMINATING ENGINEERING SOCIETY), recomienda la lámpara de 2.500 lúmenes como la más pequeña que puede usarse económicamente en alumbrado público, pero por tener en existencia focos de 100 Watts que dan 1.400 lúmenes, se utilizarán para sectores secundarios con alumbrado incandescente.

La Densidad de Carga de Alumbrado Público es pequeña, variando de 65 Watts por 100 metros en distritos suburbanos, a 1.500 Watts por manzana en los sectores urbanos.

En el alumbrado de las "vías blancas" comerciales se alcanzan altas densidades de 650 a 1.650 Watts por 100 m.

Niveles Recomendables de Iluminación Para Calles y Avenidas.

Los valores tomados del "Manual del Ingeniero Electricista" indica los niveles de iluminación y alturas mínimas de montaje, según las recomendacio.

nes de I.E.S. Para la iluminación del sector principal de la ciudad, los valores adoptados son de 2 a 4 Lux; estos valores las normas americanas dan para calles donde el tráfico es "muy ligero". Para sectores en que la importancia del tráfico de vehículos y circulación de peatones decrece se tomará niveles de iluminación de orden de 1 a 2 Lux. Igualmente, las alturas de montaje, corresponderán del orden 6 a 7.5 metros.

Para el sector Comercial y Residencial del primera categoría se ha seleccionado luminarias de vapor de mercurio por las siguientes razones.- La lámpara de vapor de mercurio (nominalmente 5.000 lúmenes - 150 Watts) su rendimiento útil en lúmenes por Watt, es el doble que la de las lámparas incandescentes. La vida media de una lámpara de mercurio de 5.000 lúmenes es de 6.000 horas, comparada con 1.600 horas para una lámpara incandescente en serie y 1.000 horas para una lámpara de montaje ordinario en paralelo de la misma potencia luminosa.

Especificado el nivel de iluminación, se puede determinar la potencia luminosa de la lámpara y calcular la distribución de la iluminación en diferentes puntos de la calle, con el objeto de conocer el grado de uniformidad.

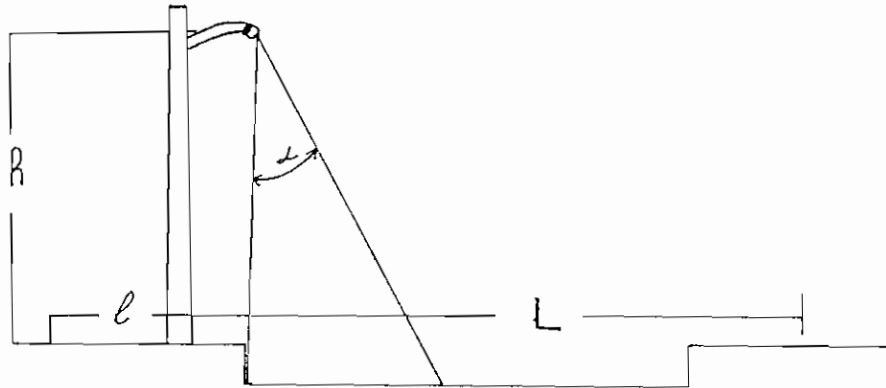
Alumbrado de Mercurio.- La distancia media entre postes es de 35 metros, la altura de montaje de la lámpara 7 metros, el ancho de la calle varía entre 10 y 14 metros.

ALUMBRADO DE MERCURIO.-Se ha previsto las siguientes dimensiones:

Ancho de la calle de 10 a 14 m.

Altura del Montaje = 7.0 m.

Distancia entre postes = 35 m.



Datos:

$L = 12 \text{ m.}$; $h = 7.50$; $\text{Lux} = 4$; $\alpha = 30^\circ$; $\text{Vans.} = 35 \text{ m.}$

Coefficiente de utilización : $\gamma_L = 0.45$; $\gamma_E = 0.08$

Con el objeto de obtener una Potencia luminosa de la Lámpara, a partir del nivel de iluminación (4 Lux); se determinará la potencia unitaria de la fuente a base del tipo de armadura escogido (tipo Manual) Para el caso en análisis, escogemos la armadura, que corresponderá al tipo HRF10 de "Phillips", cuyos factores de utilización para $L/h. = 1.6$ vale 0.45 y para $L/h = 0,26$, vale 0.08.

La superficie aproximada que iluminará cada lámpara será:

$$S = 12 \times 35 = 420 \text{ m}^2.$$

El flujo unitario que necesitamos sería de:

$$D = S \times \frac{\text{Lux}}{\%L} = 420 \times \frac{4}{0.45} = 3.733 \text{ Lúmenes.}$$

Debido al factor de mantenimiento que se considera, la absorción que se produce en el cristal de la armadura, la lámpara deberá tener 2.5 % más de potencia, por lo que:

$$3.733 \times 1.25 = 4.700 \text{ Lúmenes.}$$

De acuerdo al catálogo, para lámparas de mercurio, este flujo se consigue con la lámpara HPL de 125 Wátios, cuyo rendimiento es de 5.000 lúmenes.

Calculando ahora el valor de la iluminación en la acera contigua a la lámpara: en la acera situada al frente y por fin a una distancia de 17.50 m., que sería a la mitad del vano.

La Iluminación Media en la Acera Contigua:

$$Y = 0.08 \times \frac{4.000}{2} \times 35 = \frac{320}{70} = 4.57 \text{ Lux.}$$

Se ha tomado 4.000 lúmenes ya que se ha supuesto que el 80% es la cantidad de lúmenes útiles.

La Ley de los cuadrados inversos y del coseno servirán para calcular

el valor de la iluminación en la Acera situada al frente de la lámpara;

$$Y = \frac{I}{R^2} \cos^3 \alpha$$

$$I = 4.000/4\pi = 318 \text{ od.}$$

$$R^2 = h^2 + L^2 = 7^2 + 12^2 = 193$$

$$\cos \alpha = 7 / (193)^{1/2} = 7/14 = 0.5$$

$$Y = \frac{318}{193} \times 0.5 = 0.82 \text{ Lux.}$$

Y = 0.82 Lux, sería un valor medio calculado a base de la potencia promedio útil de la lámpara.

El valor real de iluminación del punto considerado, tomando como referencia la curva de distribución de la intensidad luminosa, para la armadura HRFIO con lámpara tipo HPL de 125 Watios será:

720 cd. indica la curva para un ángulo 60°; (cos α = 0.8), por lo que la Iluminación para el punto considerado valdría:

$$Y = 720 \times 0.82 / 318 = 1.85 \text{ Lux ; (Iluminación del punto).}$$

Nivel de Iluminación a la distancia de 17.50 m.

$$Y = 640 \times 7 / (7^2 + 17.5^2)^{3/2} = 0.672 \text{ Lux.}$$

A este valor real del punto situado a 17.5 m. de la lámpara, se añadirá otro valor igual, correspondiente a la lámpara contigua, luego el valor de la iluminación sería:

$$Y = 0.672 \times 2 = 1.344 \text{ Lux}$$

El grado de uniformidad de este punto sería:

$$U = 4.57 / 1.344 = 3.4 \quad ; \quad U = 4.57 = \text{al pie de la lámpara}$$

Tomando los valores medios se tendría:

$$Y = 318 \times 7 / \left(7^2 + \frac{2}{17.5} \right)^{3/2} = 0.33 \text{ Lux (nivel medio de la zona)}$$

$$Y = 0.33 \times 2 = 0.66 \text{ Lux (valor real)}$$

$$U = 4.57/0.66 = 6.9 \text{ como grado de uniformidad.}$$

Iluminación de Sectores con Alumbrado Incandescente.

Datos: $L = 12 \text{ mt.}$; $l = 2 \text{ metros}$
 $h = 6.5 \text{ mt.}$; $\theta = 0.42 \text{ y } 0.09$

Vano: $= 40 \text{ m.}$

El nivel requerido para los sectores más importantes = 2 Lux

$$Y = 40 \times 12 \times 2 / 0.42 = 2.280 \text{ Lúmenes.}$$

Si consideramos que la lámpara de potencia superior a 100 W., tiene un rendimiento de 15 lúmenes por Watio, la potencia de la lámpara será:

$$P = 2.280 / 15 = 150 \text{ Watios (2.250 Lúmenes)}$$

Iluminación de la Acera contigua:

$$Y = 2.250 \times 0.09 / 2 \times 40 = 2.53 \text{ Lux, como valor}$$

Medio de Iluminación . El valor de Iluminación a 20 metros lámpara -
será:

$$Y = 2.250 / 4 \left(6.50 / \left(\frac{6.50}{20} \right)^2 + \frac{2}{20} \right)^{3/2} = 0.128,$$

Como valor Medio

$$\text{El valor Real valdrá} = Y_r = 0.128 \times 2 = 0.256 \text{ Lux}$$

Grado de uniformidad sería:

$$Y = 2.53 / 0.256 = 9.9 \text{ como Vabr Medio de la Zona.}$$

Iluminación de sectores de segunda importancia con alumbrado incandescente.

Para este caso calcularemos el nivel de iluminación obtenido con lámparas incandescentes de 100 Watios, y a base de esto, contaremos si el valor de la iluminación es mayor que 1 Lux, nivel mínimo adoptado.

Los datos correspondientes a las magnitudes consideradas en el caso anterior; excepto el valor del flujo, que para una lámpara incandescente de 100 Watios con 14 Lúmenes por Watio, sería: $100 \times 14 = 1.400$ Lúmenes;

$$Y = 1.400 \times 0.4 / 480 = 1.16 \text{ Lux}$$

Iluminación de la acera contigua:

$$Y = 1.400 / 80 (0.09) = 1.58 \text{ Lux}$$

Iluminación a 20 Metros de la Lámpara:

$$Y = 1.400 / 4\pi \left(6.50 / \left(\frac{6.50}{20} \right)^2 + \frac{2}{20} \right)^{3/2} = 0.08 \text{ Lux}$$

El valor real valdrá: $0.08 \times 2 = 0.16$ Lux como valor medio.

El Grado de uniformidad estará dado por:

$$U = 1.58 / 0.16 = 9.9 \text{ como valor medio}$$

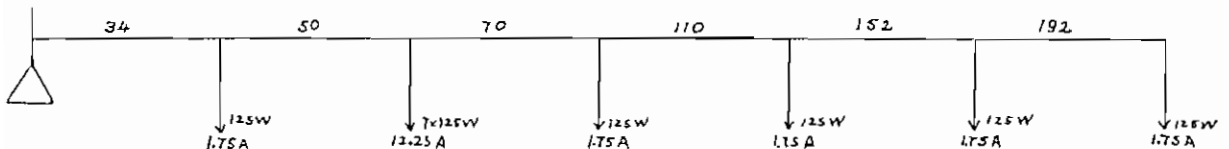
Todos los cálculos para la iluminación incandescente se han hecho a base de la armadura que se admitió por sus características lumínicas y su precio bajo.

Cálculo de las Pérdidas de Tensión.-

Para determinar las pérdidas de voltaje en las líneas de alimentación de las lámparas de alumbrado, analizaremos dos circuitos tipo, correspondientes a dos relés.

1.- Relé correspondiente al transformador No. 10

Circuito con mayor número de lámparas:



Pérdida de tensión en el hilo Piloto:

$$\Delta V = I.L.R.$$

I = Corriente de cada derivación.

R = Resistencia del conductor Ω/m ; para el No. 8 AWG de cobre (2.061×10^{-3}).

$$\Delta V = 2,061 \times 10^{-3} (34 \times 1,75 + 50 \times 12,25 + 70 \times 1,75 + 110 \times 1,75 + 152 \times 1,75 + 192 \times 1,75) =$$

$$\Delta V = 2,061 \times 10^{-3} \times 1.549 = 3,19 \quad \text{A este porcentaje de caída de tensión}$$

$\Delta V = 3,2$ Voltios (1,5%) del hilo piloto, tendríamos que

$$\Delta V \% = \frac{3,2 \times 100}{2 \times 10} = 1,5\% \quad \text{agregar el porcentaje de pérdida de voltaje en la otra fase de alimentación}$$

$\Delta V\% = 1,5 \%$

de la lámpara. Este porcentaje para las redes de baja valdrá 2% para cada fase.

Luego la pérdida de tensión efectiva vale:

$$1.5 \times 2 = \underline{3.5 \%}$$

Valor aceptable, ya que las lámparas de vapor de mercurio permiten hasta un 5% de variación de tensión.

Diseño y Control del Alumbrado.-

El sistema adoptado para el alumbrado de Manta, es el que se denomina "a tensión constante o paralelo", en el cual se utilizan bajos voltajes de alimentación; lo cual trae consigo costo reducido de lámparas, seguridad en el mantenimiento e independencia de funcionamiento de cada artefacto de iluminación. Este método se ha generalizado en el país, por lo que se contaría con personal de experiencia y, además, materiales comunes en el mercado.

El sistema de control práctico, es el llamado en "cascada", y que a continuación se dibuja para una mejor comprensión:

El control inicial lo efectúa un switch horario, que cierra los contactos de alimentación, al tiempo calibrado; luego se energiza la bobina del primer relé y cierra el switch incorporado, que a su vez alimenta al segundo relé, este proceso continúa hasta que se haya alimentado el último circuito de lámparas.

El switch horario, es un dispositivo de regulación temporal para conse-

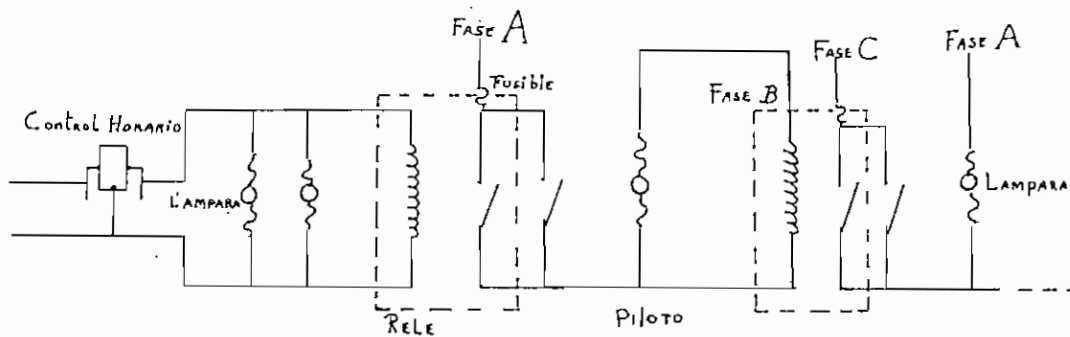
guir el accionamiento de los relés, que se encargan de cerrar y abrir los contactos de alimentación del circuito de control.

Este dispositivo se ha utilizado con bastante eficacia en el país, razón por la cual será el equipo de accionamiento del alumbrado escogido para Manta.

Por situación de emergencia, se añadirá un Switch adicional conectado en paralelo al switch del relé. Este elemento auxiliar funciona normalmente abierto y se lo utilizará cuando no pueda actuar el relé por cualquier razón.

Como una medida de protección de los relés y de las lámparas, se utilizarán fusibles cuya capacidad estarán de acuerdo a las características de los artefactos indicados.

Los voltajes entre fases serán los que alimenten a los circuitos de alumbrado público.



ESTUDIO MECANICO DE LA RED DE DISTRIBUCION

Los postes que se emplearán como apoyos de las líneas eléctricas aéreas, son de tipo, material y tamaño diferentes entre sí, según la importancia del sector y de los esfuerzos soportados por los conductores.

Se ha seleccionado postes de hormigón para el montaje de los circuitos principales primarios del sistema 13, 8 KV.; también para baja tensión, en los sectores Residencial y Comercial de Primera Categoría, por seguridad, duración, mejor aspecto y estar acorde al sitio de la ciudad. Para los sectores de menor importancia, se usarán postes de madera, de diferentes tamaños, de acuerdo al servicio a que esté destinado.

Por tener en existencia, postera riel, se la utilizará, preferencialmente en el sistema 2,4 KV.

El estudio de los diferentes estados mecánicos de la red, nos dará el índice de dimensionamiento de todos los elementos que constituyen las líneas de transporte de energía. Para proceder a este estudio, nos impondremos las magnitudes de algunos factores básicos que influyen en la operación mecánica de la red. Estos factores principales son: las presiones del viento, las variaciones de temperatura y propiedades atmosféricas típicas del lugar.

Las condiciones atmosféricas tomadas en cuenta para el cálculo de los esfuerzos de los conductores serán:

Temperatura Mínima 5° - Velocidad del Viento 90 Km. / h.

Temperatura Media 25° - Velocidad del Viento 40 Km. / h.

Temperatura Máxima 50° - Velocidad del Viento Ninguna.

Con la temperatura Mínima 5°C y Velocidad del Viento 90 Km/h. se produce la Tracción Máxima, y con la temperatura Máxima 50°C se producirá la Flecha Máxima, luego para estas condiciones se realizarán los cálculos.

Comportamiento con el cambio de Condiciones del Conductor # 4 AWG de Aluminio Trefilado - Desnudo

CLAVE	#	SECCION	TREFILADO	DIAMETRO	RESISTENCIA	PESO	TRAMO NORMAL	
(Alcan)	AEG	mm ²	# Diam.	delconduct.	A la Rotura	Del Conduct	Largo	Peso
			hilos mm.	mm.	Kg.	Kg./Km.	m.	Kg.
Rose	4	21,15	7 1961	5.89	415	57.7	3.850	220

Cálculo con las Condiciones:

a.- Temperatura Mínima 5°C = Velocidad del Viento v=90 Km/h.

La Presión del viento en función de la velocidad para superficies cilíndricas, según la fórmula de BUCK es:

$$\bar{\sigma} = 0.000471 \times \frac{V^2}{V} \text{ (gr/cm}^2\text{)}; \quad V = \text{(Km/h)} = 90 \text{ Km/h.}$$

$$\bar{\sigma} = 0.000471 \times \frac{90^2}{1} = 3.81$$

$$\bar{\sigma} = \underline{3.81 \text{ gr. /cm}^2.}$$

La carga del Viento en función de la Velocidad, viene dada por la fórmula:

$$W = 0.01 \times V^2 \times d \quad (\text{Kg} / \text{m}) ; \quad V^2 = \text{Presión del Viento} = 3.81 \text{ gr./cm}^2.$$

$$d = \text{Diámetro del Conductor} = 5.89 \text{ mm.}$$

$$W = 0.01 \times 3.81 \times 5.89 = 0.224$$

$$\underline{W = 0.224 \text{ Kg/m.}}$$

Además también se puede escribir la carga específica en función de la Velocidad, y será:

$$W' = \frac{W}{S} \quad (\text{Kg/m. mm}^2)$$

$$W = \text{Carga del Viento} = 0.224 \text{ Kg/m.}$$

$$S = \text{Sección del conductor mm}^2$$

$$= 21.15 \text{ mm}^2.$$

$$W' = \frac{0.224 \text{ Kg/m.}}{21.15 \text{ mm}^2} = 10.59 \times 10^{-3}$$

$$\underline{W' = 10.59 \times 10^{-3} \text{ Kg/m x mm}^2}$$

También, el Peso del Conductor G, se puede expresar referido a un metro de longitud y 1 mm² de sección:

$$g = \frac{G}{S} \quad (\text{Kg/m. x mm}^2)$$

$$G = \text{Peso del Conductor} = 57.7 \text{ Kg/Km}$$

$$S = \text{Sección del Conductor} = 21.15 \text{ mm}^2$$

$$g = \frac{57.7}{21.15} = 2.728$$

$$g = 2.728 \times 10^{-3} \text{ Kg. / m x mm}^2$$

=====

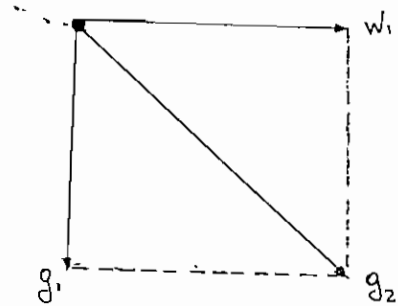
La resistencia a la Rotura del Conductor # 4 AWG de Aluminio es de

415 Kg.: luego:

La Carga de Rotura será:

$$C_r = \frac{415 \text{ Kg.}}{21.15 \text{ mm}^2} = 19.6$$

$$C_r = 19.6 \text{ Kg. / mm}^2$$



En líneas primarias de distribución se utiliza solamente un 40 % de la Carga de Rotura (CR), considerando las condiciones más desfavorables, por lo que el porcentaje designado corresponderá a los esfuerzos máximos de trabajo de los conductores.

$$C. r \text{ máx.} = \frac{7.84 \text{ Kg.}}{\text{mm}^2}$$

Debido a los esfuerzos específicos, como presión del viento sobre el conductor y el peso del conductor, se tiene una Sobrecarga (g_2), y que es la resultante de estos dos esfuerzos mencionados.

$$g_2 = \sqrt{\frac{g_1^2 + W_1^2}{2.728 \times 10^{-6} + 10.59 \times 10^{-6}}} = 10^{-3} \sqrt{7.441 + 112.148} = 119.589$$

$$g_2 = 10,9 \times 10^{-3} \text{ Kg/m} \times \text{mm}^2$$

El esfuerzo específico de Tracción (P_2), con el cambio de condiciones, vendrá dado por la siguiente fórmula:

$$P_1 - \frac{a^2 \cdot g t_2^2 \cdot E}{24 p_1} = P_2 - \frac{a^2 \cdot g t_1^2 \cdot E}{24 P_2} - \alpha E (t_1 - t_2)$$

que es la llamada "Ecuación de Cambio de Estado de la Línea Aérea" y representa la dependencia entre temperatura, peso y coeficiente de tracción de una línea.

a = Vano = 40 metros.

gt₁ = Peso del conductor = 2,728 x 10⁻³ Kg/mm²

gt₂ = Peso del conductor más sobrecargas 10,9 Kg/mm² x 10⁻³

p₁ = Esfuerzo en las condiciones máximas de trabajo 7,84 Kg/mm²

p₂ = Esfuerzos Especifico de tracción con el cambio de Condiciones = ?

t₁ = Temperatura inicial 5° C.

t₂ = Temperatura en las condiciones 50°C

α = Coeficiente de dilatación colórica para Aluminio 2,3 x 10⁻⁵

E = Módulo de elasticidad para el Aluminio 6.200 Kg/mm²

Reemplazando los valores en la fórmula tenemos:

$$7.84 - \frac{40^2 \times (10.9 \times 10^{-3})^2 \times 6.2 \times 10^3}{24 \times 7.84^2} = p_2 - \frac{40^2 \times (2.728 \times 10^{-3})^2 \times 6.2 \times 10^3}{24 p_2} - 23 \times 10^{-6} \times 6.2 \times 10^3 (5 - 50)$$

$$7.84 - \frac{40^2 \times 120.10 \times 10^{-6} \times 6.2 \times 10^3}{24 \times 7.84} = p_2 - \frac{40^2 \times 7.44 \times 10^{-6} \times 6.2 \times 10^3}{24 p_2} - 23 \times 10^{-6} \times 6.2 \times 10^3 (5 - 50)$$

$$\frac{X 10^3}{24 \times p_2} - 23 \times 10^{-6} \times 6.2 \times 10^3 (5 - 50)$$

$$7.84 - \frac{1191.59}{1475.17} = p^2 - \frac{73.80}{24} + 6,417$$

$$7.84 - 0.8077 - 6,417 = p^2 - \frac{3.075}{p^2}$$

$$\frac{0.616 p^2 + 3.075}{p^2}$$

Con el valor de $p^2 = 1.7 \text{ Kg/mm}^2$ resuelve la ecuación, por lo que el valor de la flecha máxima será:

$$f = \frac{1}{8} \cdot \frac{a \cdot g \cdot p^2}{p^3}$$

$$f_{50^\circ} = \frac{40^2 \times 2.728 \times 10^{-3}}{8 \times 1.7} = \frac{4.3648}{13.6} = \frac{4.3648}{13.6} = 0.32 \text{ mts.}$$

$$f_{50^\circ\text{C}} = \underline{32 \text{ cms.}}$$

El valor de la flecha mínima a 5°C valdrá:

$$f_{5^\circ} = \frac{40^2 \times 2,728 \times 10^{-3}}{8 \times 7,84} = \frac{1,6 \times 2,728}{62,72} = \frac{4,36}{62,72} = 0,069 \text{ m.}$$

$$\underline{f_{5^\circ} = 7 \text{ cm.}}$$

Cálculo de la tracción del conductor a otras temperaturas:

$$7.84 - 0,81 = p^2 - \frac{3,075}{p^2} - 1,43 (t. - t_0) \times 10^{-1}$$

Temperatura 40°C

Temperatura 40° C.

$$7,03 = p_2 - \frac{3,075}{p_2^2} - 1,43 \times 10^1 \quad (10-50)$$

Para el valor de $p = 2$ Kg.

$$7,03 = p_2 - \frac{3,075}{p_2^2} + 1,43 \times 4 ;$$

se resuelve la ecuación.

El valor de la flecha será:

$$7,03 - 5,72 = p^2 - \frac{3,075}{p^2}$$

$$f = \frac{1,6 \times 2,728}{8 \times 2} = \frac{4,36}{16} = 0,27 \text{ m.}$$

$$1,31 p_2^2 + 3,075 = p_2^3$$

$$40^\circ \quad 8 \times 2 \quad 16$$

$$f = 27 \text{ cm.}$$

$$40^\circ \quad \underline{\hspace{2cm}}$$

Temperatura 30° C.

$$7,03 = p_2 - \frac{3,075}{p_2^2} + 1,43 \times 3$$

El valor de la flecha será:

$$2,74 p_2^2 + 3,075 = p_2^3$$

$$f_{30^\circ} = \frac{4,36}{8, \times 3} = 0,18 \text{ m.}$$

Para el valor de 3 vuelve la ecuación:

Temperatura de 25°C. - El valor de esta temperatura se ha considerado para el montaje de la línea.

$$7,03 = p_2 - \frac{3,075}{p_2^2} + 1,43 \times 2,5$$

El valor de la flecha será:

$$f_{25} = \frac{4,36}{8 \times 3,7} = 0,15 \text{ m.}$$

$$3,46 p_2^2 + 3,075 = p_2^3$$

$$f_{25^\circ} = 15 \text{ cms.}$$

El valor de $p = 3,7$ resuelve la ecuación.

Determinación de la Altura de los Postes.

Alta Tensión

Para determinar la altura de los postes, se puede utilizar la fórmula:

$$H = A + f + f + S + h$$

A = Distancia desde la punta a la Cruceña = 20 cms.

f = Flecha máxima del conductor = 32 cms.

S = Altura de seguridad desde el suelo = 9.50 m.

h = Profundidad de empotramiento y que la práctica europea, da el valor de:

$h = \frac{H}{10} + 0.50 \text{ m.};$ es decir una profundidad equivalente a la décima parte del alto total más 50 centímetros.

La altura de seguridad (S) desde el suelo se ha previsto la distancia de 9.50 m. por la razón de que los postes de alta tensión se utilizarán también para llevar conductores de baja tensión. La longitud adoptada de S quedará justificada de la siguiente manera:

Separación de seguridad entre Alta y Baja tensión = 200 cms.

Distancia que ocuparán los conductores de Baja serán = 100 cms.

Altura de seguridad entre el último conductor de baja tensión y el suelo = 650 cms.

Valor total de S. = 950 cms.

Por lo que H tendrá el valor de :

$$H = 20 + 32 + 950 + \frac{H}{10} + 50 = 1.052 + \frac{H}{10}$$

$$9H = 10.520 ; H = \frac{10.520}{9} = 11.68 \text{ m.}$$

$$H = 11.68 \text{ m.}$$

$$h = 1.168 + 0.50 = 1.666 \text{ m.}$$

Los valores prácticos que adoptaremos son:

Altura del Poste de Alta Tensión = 11.50 m.

Profundidad de Empotramiento = 1.70 m.

Baja Tensión

La determinación de la altura del poste de baja tensión lo haremos partiendo de la Altura de seguridad del último conductor de baja al suelo y que adoptaremos el valor de 6.30 m. 6.30 mts.
La altura de rack que tiene aproximadamente 1.00 mt.
La profundidad de empotramiento, que aproximadamente valdrá 1.40 mt.
Altura de la punta del poste al rack, con un valor de 0.30 mt.
Longitud total del poste de Baja Tensión 9.00 mt.

Dimensionamiento de los Postes.

El dimensionamiento de un poste, deberá ser tal que resista a los esfuerzos como: a) Peso propio del poste, incluso, aisladores, conductores, etc. b) El esfuerzo causado por el viento que actúa sobre el poste y accesorios mencionados; c) Carga de tracción máxima en los conductores al sitio mismo que son sujetados; d) Esfuerzo proveniente de la resistencia de los fundamentos que pueden subdividirse en : 1) Fuerza que provoca una compresión vertical, 2) Esfuerzos que provocaban un momento de flexión y 3) Esfuerzos que provocan un momento de torsión.

Es importante averiguar cuáles son los esfuerzos que actúan simul-

taneamente sobre los postes, y sobre esta determinación debe hacerse el dimensionamiento del poste. Ejecutar el cálculo para cuando la línea está en perfecto estado, y además cuando ha ocurrido una rotura de los conductores.

Postes de Suspensión o Alineación

Destinados a soportar los conductores y más accesorios, y sobre las cuales actúa el peso propio del poste, de los aisladores, etc.; el empuje del viento sobre los conductores de un vano y sobre el poste mismo, en sentido perpendicular al rumbo de la línea. La carga de tracción proveniente de los conductores es igual a cero, porque las cargas de los dos vanos vecinos se anulan; siendo esta clase de postes colocados en línea recta, no se tiene que tomar en cuenta una rotura de los conductores practicamente.

Poste Alta Tensión y Baja Tensión

Características admitidas para el cálculo

Long. ϕ de la Poste Punta	d_0	ϕ en el Empotramiento.	d_2	ϕ en la Base	d_1	Conicidad del Poste
--------------------------------	-------	-----------------------------	-------	-------------------	-------	---------------------

11.5m. 13cms. 27,7 cm. 30.0cms. 12.5 cms. x m.

Vano = 40 mts. ; Profundidad Empotramiento E = 1.70m.

Superficie del Poste expuesta al Viento:

$$W = \frac{d_0 + d_2}{2 \times 100} (A - E)$$

$$W = \frac{13 + 277}{2 \times 100} (11,5 - 1,7) = \frac{40,7}{2 \times 100} (9,80)$$

$$W = 2,06 \text{ m}^2$$

La presión del Viento sobre la superficie ($W = 2,06 \text{ m}^2$), aplicando el valor de 120 Kg/m^2 (Valor Reglamentario), dado por la obra-Cálculo de Redes de Distribución de Zapoetti), con un coeficiente de reducción de 0,6, por tratarse de superficies cilíndricas, tendremos:

$$F = C. 9. W.$$

$$F_n = W \times 120 \times 0,6 = 2,06 \times 120 \times 0,6 = 150 \text{ Kg.}$$

$$F_n = 150 \text{ Kg.}$$

Como la fuerza del viento actúa en el Centro de gravedad del área del poste expuesta el viento, tenemos:

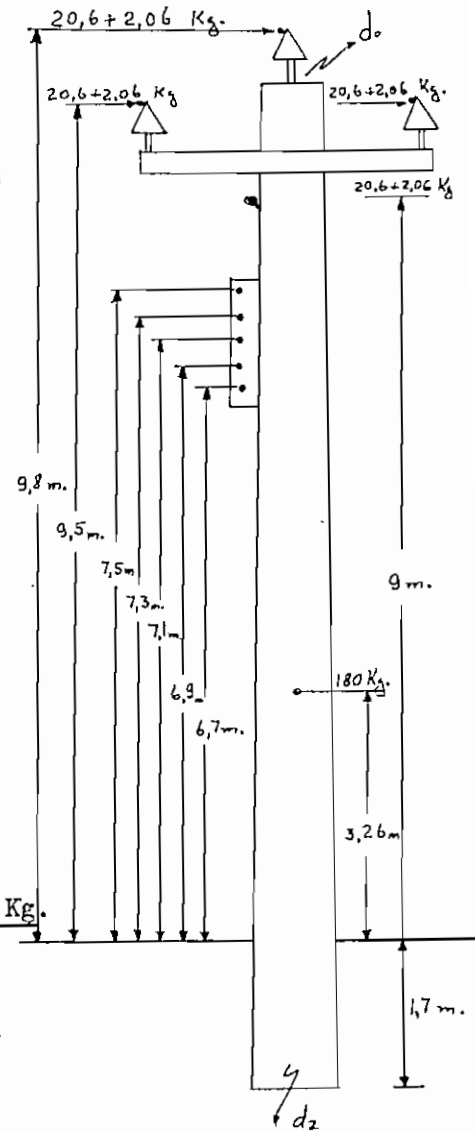
$$\text{Centro de gravedad } Z = \frac{A - E}{3} \cdot \frac{d_2 + 2d_0}{d_2 + d_0}$$

$$Z = \frac{9,8}{3} \cdot \frac{27,7 + 26}{27,7 + 13} = 4,31 \text{ m.}$$

$$Z = 4,31 \text{ m.}$$

El momento que actúa en el poste sería:

$$M_i = 150 \times 4,31 = 646,5 \text{ m.} \quad M_l = 646,5$$



La presión del Viento sobre cada conductor número 4 AWG de Aluminio sería:

$$F_G = 40 \times 0.00589 \times 125 \times 0.7 = \underline{20.6 \text{ Kg.}}$$

La presión del Viento sobre cruceta y aisladores admitiríamos 10% de los conductores.

El momento con respecto a Conductores, aisladores y cruceta sería:

$$M_2 = 22.66 \times 9.80 + 2 (22.66 \times 9.50) + 22.66 \times 9 = 222.1 + 215.3 \\ \times 2 + 203.94$$

$$M_2 = 222.1 + 430.6 + 203.4 = 856.1 \text{ Kg. m.}$$

$$\underline{M_2 = 856,1 \text{ Kg.m.}}$$

El momento Flector Total valdrá:

$$M = M_1 + M_2 = 646,5 + 856 = \underline{M_o = 1.502,5}$$

El momento calculado se refiere solo para Alta Tensión, y como en estos postes también se llevará Baja Tensión, consideraremos los conductores de la red secundaria y los esfuerzos producidos por la acción del viento.

Consideraremos el caso más desfavorable:

3 Conductores # 1/0 AWG de Cobre; Diámetro 8.25 mm. Seo. 53,48 mm²

1 Conductor # 1 AWG de Cobre; Diámetro 7.35 mm. Seo. 42.41 mm²

1 Conductor # 8 AWG de Cobre; Diámetro 3.26 mm. Seo. 8.36 mm²

La presión del Viento en los conductores mencionados será:

$$F_{01/0} = 40 \times 3 \times 0.00825 \times 120 \times 0.6 = 71,28 \text{ Kg.}$$

$$F_{01} = 40 \times 0.00735 \times 1.20 \times 0.6 = 21,17 \text{ Kg.}$$

$$F_{02} = 40 \times 0.00326 \times 120 \times 0.6 = 9.4 \text{ Kg.}$$

El Momento de estos conductores sería:

$$\begin{aligned} M_3 &= (71,3 \times 7,3) + (21,17 \times 6,9) + (9,41 \times 6,7) \\ &= 520,3 + 146,1 + 62,9 = 729,3 \\ &= M_3 = 729,3 \text{ Kg. m.} \end{aligned}$$

El Momento Flector Total para este tipo de postes es:

$$M = 1.502,5 + 729,3 = 2.231,8$$

$$M = 2.231,8 \text{ Kg. m.}$$

Como se puede apreciar, el Momento para los diferentes postes sería:

$$\text{Poste de Alta Tensión} = 1.502,5 \text{ Kg. m.}$$

$$\text{Poste de Alta y Baja Tensión} = 2.231,8 \text{ kgm.}$$

$$\text{Poste de Baja Tensión} = 729,3 \text{ Kg. m.}$$

Selección del Material para los Postes

Como se explica en la iniciación de este estudio, se ha recogido postes de hormigón o centrifugado, de riel y de madera; a continuación se darán las características de cada tipo.

Postes de Hormigón.

Estos postes se seleccionaron para utilizarlos en la parte central de la ciudad; para llevar alta y baja tensión,

Las características son:

(Fuente: ETECO):

Longitud	Peso Total	Ø en la Punta	Ø en la Base	Carga de Rotura en la Punta.
9 m	650 Kg.	13 cm.	30 cm.	500 Kg.
11.5 m.	760 Kg.	13 cm.	30 cm.	500 Kg.

Postes de Tangente.

El Momento Flector Calculado fué:

Postes de Alta Tensión = 1.502,5 kg. m.

Postes de Alta y Baja Tensión = 2.231,8 Kg. m.

Postes de Baja Tensión: 729,3 Kg. m.

El Momento Resistente para los Postes de Hormigón Centrifugados son:

Postes de Alta Tensión = 500, x 11.5 = 5.750 Kg. m.

Postes de Alta y Baja Tensión = 500 x 11.5 = 5.750 Kg. m.

Postes de Baja Tensión = 500 x 9 = 4.500 Kg. m.

Los coeficientes de seguridad respectivamente serán:

$$\text{Poste de Alta Tensión} = \frac{5.750}{1.502,5} = 3,82$$

$$\text{Postes de Alta y Baja Tensión} = \frac{5.750}{2231,8} = 2,57$$

$$\text{Poste de Baja Tensión} = \frac{4.500}{729,3} = 6,2$$

POSTES DE MADERA

En el país no se registra datos sobre los esfuerzos límites de trabajo que necesitan las diversas maderas utilizadas como postes. En la obra "Redes Eléctricas de Zopetti" recomiendan que en las maderas empleadas y con grados medios de humedad, las cargas en el límite de elasticidad puedan considerarse de 220 Kg/cm² por extensión, y de 160 Kg/cm² por compresión. Además indica que en los cálculos de los apoyos de las líneas, el coeficiente máximo de trabajo será de 150 Kg/cm².

Para el proyecto indicaremos que el valor a seleccionarse obedece a indicaciones prácticas y es de 500 Kg/cm²; para postes cuyas dimensiones aproximadas mencionamos a continuación:

<u>Longitud</u>	<u>Ø en la Punta</u>	<u>Ø en la Base</u>	<u>Carga de Rotura en la Punta Kg.</u>	<u>Ø en el Empto.</u>
9 m.	20 cm.	30 cm.	500	29

Baja tensión.-

Vano 40 met; profundidad de empotramiento = 1,50 m.; admitiendo una flecha de los conductores de baja de 30 cms., tenemos:

$$\text{Superficie expuesta al viento} = W = \frac{20 + 29}{2} \times (9 - 1,8)$$

$$W = \frac{49}{2} \times 7,2 = \frac{24,5}{100} \times 7,2 = 1,76 \text{ m}^2$$

En la materia "Resistencia de Materiales" por el Ing. Begman da valores para el cálculo de postes en condiciones ecuatorianas:

$$\text{Viento} = 90 \text{ Km/h.}$$

Presión del viento sobre la superficie $F = C.9 W.$

$$C = 0.7 \quad 9 = 39 \quad W = 1,62$$

$$F = 0,7 \times 39 \times 1,76 = 23,4 \times 1,76 = 41,2$$

Como la fuerza del viento actúa en el centro de gravedad del área del poste expuesta al viento, tenemos:

$$Z = \frac{A - E}{3} \cdot \frac{d2 + 2d}{d2 + d} = \frac{7,2}{3} \cdot \frac{29 + 40}{29 + 20} = 2,4 \times 69 = 2,4 \times 1,4 = 3,36$$

$$Z = 3.36 \text{ m.}$$

El momento actual del poste sería:

$$37,9 \times 3,36 = \underline{127,34 \text{ Kg.m.}}$$

Como se obtuvo el valor de 729,3 Kg. m. como momento de los conductores 3 # 1/0, 1 # 1 y 1 #8; aisladores y crucetas, el momento total será:

$$127,34 + 729,3 = \underline{856,64 \text{ kg.m.}}$$

Es de anotar que el valor de 856,64 Kg.m. se refiere a las peores condiciones, especialmente a lo que se refiere al peso de los tres conductores # 1/0 ya que para éstos sería aconsejable postes de hormigón de baja, por corresponder a lugares céntricos de la ciudad, y en algunos casos también se encuentra "alta tensión". En el resto de la ciudad existirán en vez de los conductores mencionados 3 #2, 3 #4 o 3 #6, por lo que el momento resultante de los conductores será inferior al calculado y lógicamente, se utilizará postes de madera.

Utilizando postes de madera para la baja tensión se tendría como momento el valor siguiente:

$$5,00 \times 9 = 4.500 \text{ kg. m.}$$

El coeficiente de seguridad en el peor de los casos sería:

$$= \frac{4.500}{856,64} = \underline{5,3}$$

Los reglamentos mencionan que el coeficiente de seguridad no debe ser inferior a 1,5 del momento de trabajo calculado, y en nuestro caso hemos rebasado este valor.

POSTES DE RIEL

Por tener en existencia esta posteria, se la utilizará para llevar la tensión primaria existente 2,4 KV.

En algunos casos llevaremos tanto alta como baja tensión por tanto, admitiremos que el momento máximo sea del valor calculado de 2.231,8 Kg. m.

Las dimensiones de este tipo de posteria riel son las siguientes:

<u>Altura</u>	<u>Ø en la Punta</u>	<u>Ø en la Base</u>	<u>Carga de Rutina en la Punta</u>	<u>Peso cada metro</u>
11,5 m.	15 cm.	15 cm.	1.000	160 libras

El momento total de cada poste indicado sería:

$$11,5 \times 1000 = 11.500$$

El factor de seguridad será:

$$\frac{11.500}{2.2318} = \underline{5,15}$$

POSTES DE ANGULO.-

Estos postes destinados a soportar los siguientes esfuerzos: Presión del viento sobre el poste; presión del viento sobre los conductores en la dirección de la bisectriz del ángulo que forman las dos alineaciones de la postera; y, la resultante debida a la máxima tracción de los conductores y de los vanos contiguos.

Antes de proceder al dimensionamiento de estos soportes, indicaremos los desplazamientos o cambios de direcciones que existan en el proyecto, con el criterio de dar uniformidad y estandarización al cable que contrarrestará al esfuerzo mencionado.

Haremos constar a continuación los factores que intervienen en los postes de cambio de dirección y los valores adoptados:

Angulo	2 cos $\frac{\alpha}{2}$	Estos valores fueron escogidos del Libro "Redes de Distribución" de Zappotti y para cada desplazamiento entre ángulos se tomó el valor máximo.
90° a 119°	1,00	
120° a 149°	0,846	
150° a 179°	a 0,518	

POSTE DE ALTA TENSION.-

Consideramos que este poste sea de análogas dimensiones, por el de sustentación y que en éste se produce un cambio de dirección de la línea cuyos ramales contiguos formen un ángulo determinado. Además, adoptaremos los valores de tensiones de trabajo máxima que se pueden producir en los conductores No. 4 AWG de Aluminio, y

que asciende a 7,84 Kg/mm² y que llega al valor de:

$$21,15 \times 7,84 = 165,8 \text{ Kg.}$$

La fuerza resultante en la dirección de la bisectriz del ángulo formado, de acuerdo al cuadro anotado sería:

Para ángulos que varían de	90° a 119°	F1 =	165,8 x 1,00 =	165
" " " " "	120° a 149°	F'1 =	165,8 x 0,846 =	140
" " " " "	150° a 179°	F" =	165,8 x 0,400 =	66,32

Para contrarrestar los esfuerzos calculados, se colocará en el poste un cable de acero conforme a la figura en la cual aparece.

Se admite que la acción del viento tendrá lugar en la dirección de la bisectriz del ángulo, que es la condición más desfavorable, por lo cual se sumarán las presiones del viento sobre los conductores, aisladores y oruceta, con la que produce la fuerza (F1), obteniendo así el esfuerzo total sobre la cabeza del aislador correspondiente.

Las presiones respectivas son:

$$165,00 + 22,66 = 187,66 \text{ Kg.}$$

$$140,00 + 22,66 = 162,66 \text{ Kg.}$$

$$66,32 + 22,66 = 88,98 \text{ Kg.}$$

Para hallar el valor de F2 o fuerza que con-

trarrrestará a los ya calculados, tomaremos momentos con respecto al puesto de empotramiento, y tendremos:

$$F2 \times 9.40 = 187,66 \times 9.80 + 2 (187,66 \times 9.50) + 187,66 \times 9 = 1839 + 3566 + 1689$$

$$F2 = \frac{1.839 + 3.566 + 1.689}{9.4} = \frac{7.094}{9.4} = 7.55 \text{ Kg.}$$

F2 = 755 Kg. Para ángulo de 90 a 119 °

$$F2 \times 9.40 = 162.66 \times 9.80 + (162.66 \times 9.50)^2 + 162.66 \times 9 = 1.594 + 3078 + 1.464$$

$$F2 = \frac{1.594 + 3.188 + 1.464}{9.4} = \frac{6.136}{9.4} = 653 \text{ Kg.}$$

F2 = 653 Kg. Para ángulo que varían 120 a 149 °

$$F2'' + \frac{872 + 1.690 + 801}{9.4} = \frac{3.363}{9.4} = 358 \text{ Kg.}$$

F2'' = 358 Kg. Para ángulos entre 150° a 179°

POSTES DE BAJA TENSION:

Adoptando valores de tensiones de trabajo máximo, que se pueden producir en los conductores secundarios la cifra de 8 Kg/mm².

La fuerza de los conductores será:

$$\# 1/0 \quad 8 \times 53.48 = 427,8 \text{ Kg.}$$

$$\# 1 \quad 8 \times 42,21 = 339.3 \text{ Kg.}$$

$$\# 8 \quad 8 \times 8.36 = 66.9 \text{ Kg.}$$

La fuerza resultante en la dirección de la bisectriz del ángulo sería:

Para ángulos que varían de 90° a 119°

$$427.8 \times 1.00 = \underline{427.8 \text{ Kg.}} ; 339.3 \times 1.00 = \underline{339.3 \text{ Kg.}} ; 66.9 \times 1.00 \\ = \underline{66.9 \text{ Kg.}}$$

Para ángulos que varían de 120° a 149°

$$427.8 \times 0.846 = \underline{362 \text{ Kg.}} ; 339.3 \times 0.846 = \underline{286,8 \text{ Kg.}} ; 66,9 \times 0.846 \\ = \underline{56,6 \text{ Kg.}}$$

Para ángulos que varían de 150° a 179°

$$427.8 \times 0.4 = \underline{171 \text{ Kg.}} ; 339.3 \times 0.4 = \underline{135.72 \text{ Kg.}} ; 66.9 \times 0.4 = \underline{26.8 \text{ Kg.}}$$

El esfuerzo total sobre el aislador correspondiente sería:

Para ángulos que varían de 90° a 119°

$$427.8 + 28.6 = \underline{456.4 \text{ Kg.}} ; 339.3 + 25.7 = \underline{365 \text{ Kg.}} ; 66.9 + 11.4 \\ = \underline{78.3 \text{ Kg.}}$$

Para ángulos que varían de 120° a 149°

$$362 + 28.6 = \underline{390.6 \text{ Kg.}} ; 286,8 + 25.7 = \underline{312.5 \text{ Kg.}} ; 56,6 + 11.4 \\ = \underline{68 \text{ Kg.}}$$

Para ángulos que varían de 150° a 179°

$$171. + 28.6 = 199.6 \text{ Kg.} ; 135.7 + 25.7 = 161.4 \text{ Kg.} ; 26.8 + 11.4 \\ = 38.2 \text{ Kg.}$$

Para hallar la fuerza que contrarrestará (F2) a los esfuerzos

ya calculados, tomaremos momentos con respecto al punto de empotramiento:

Para ángulos que varían de 90° a 119°

$$F2 \times 6.70 = (456,4 \times 7.3) \cdot 3 + 365 \times 6.9 + 78,3 \times 6.7 = \\ 9.995,1 + 2.518,5 + 524,6$$

$$F2 = \frac{13.038,2}{6.7} = 1.946 \text{ Kg.}$$

Para ángulos que varían de 120° a 149°

$$F2 \times 6.70 = (390.6 \times 7.3) \cdot 3 + 312 \times 6.9 + 68 \times 6.7 = 8.553 + 2.153 \\ + 456$$

$$F2 = \frac{11.162}{6.7} = 1.666 \text{ Kg.}$$

Para ángulos que varían de 150° a 179°

$$F2 \times 6.70 = (199.6 \times 7.3) \cdot 3 + 161.4 \times 6.9 + 38.2 \times 6.7 \\ = 4.371 + 1.114 + 256$$

$$F2 = \frac{5.741}{6.7} = 857 \text{ Kg.}$$

Con los valores obtenidos de:

Postes ángulo de 90° a 119°	F2 = 1.949 Kg.
Postes ángulo de 120° a 149°	F2 = 1.666 Kg.
Postes ángulo de 150° a 179°	F2 = 857 Kg.

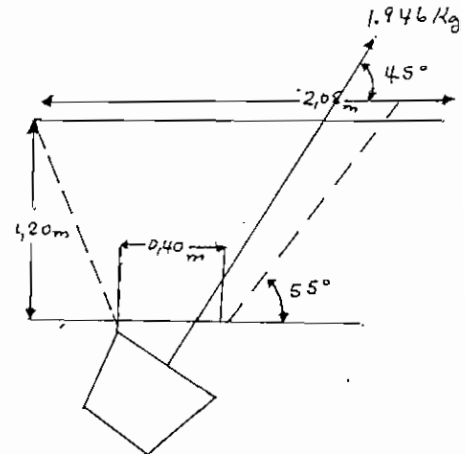
Estas fuerzas calculadas; deberán soportar el tensor. El material que cubriría los valores necesitados es el acero galvanizado "Martin Siemen de 3/8" cuya carga de rotura es de 3.150 Kg.

COMPROBACION DE LA TRACCION ADMISIBLE POR EL BLOQUE DE ANULAJE

Para el anclaje de los tensores se ha previsto bloques de hormigón, con un-A varilla en forma de gancho, ésta será de hierro.

Basándonos en las indicaciones del libro "Redes Eléctricas" de Zoppetti; comprobaremos la tracción admisible en el anclaje diseñado.

Según las consideraciones que hace el mencionado texto, recomienda para el cálculo del esfuerzo admisible del anclaje, tomar en cuenta el peso del tronco de pirámide, con un ángulo natural de las tierras de 55° , actuando sobre la cara superior del bloque.



Para el ejemplo que analizamos, se ha considerado el esfuerzo del tronco de pirámide, sería igual a:

$$T_v = 1.946 \text{ sen.} 45^\circ = 1.946 \times 0.707 = \underline{1.376 \text{ Kg.}}$$

El peso del tronco de pirámide de tierra sería:

$$P_t = 1.20/6 (2.08 (2 \times 2.08 + 0.40) + 0.40 (2 \times 0.40 + 2.08) 1.5$$

1.5 densidad de la tierra.

$$P_t = 3.2 \text{ Toneladas} = \underline{3.200 \text{ Kg.}}$$

Por el resultado obtenido, vemos que el anclaje puede soportar hasta 3.200 Kg. de tracción vertical, lo cual nos da una seguridad suficiente que permitiría en el futuro un funcionamiento adecuado.

SISTEMAS DE PROTECCION.-

Las dos causas que principalmente pueden producir averías o destruir los elementos de una instalación eléctrica (generadores, transformadores, receptores, cables, aparatos, etc.) y dar lugar a efectos aún más deplorables, como electrocuciones o incendios, son: un exceso de intensidad de corriente en relación a la prevista como normal, que origine temperaturas excesivas o el desarrollo de exagerados esfuerzos mecánicos, y una elevación anormal de la tensión, capaz de perforar los aislamientos. Trataremos de esta última causa al hablar de las sobretensiones y empezaremos por estudiar el modo de limitar las sobrecorrientes.

Los aparatos de protección de cada circuito principal o a la salida del alimentador, pueden ser: Reconnectores automáticos, Disyuntores o simples Fusibles desconectadores; que en definitiva prestarían el mismo papel de protección, pero con ciertas diferencias.

Los Reconnectores Automáticos (Reclosers), son dispositivos cuya funcionamiento podría ser comparable a un cortacircuito con fusibles de acciones repetidas, teniendo intervalos de tiempo entre cada interrupción y reposición. Cuando se presenta una falla, el primer fusible salta y se intercala el segundo; si la falla persiste, vuelve a repetirse la operación hasta que el último fusible se haya fundido, pero la similitud establecida sólo llegaría hasta este punto, ya que no vuelven a su colocación automáticamente, después de haber saltado todos los fusibles, pues dicha reposición habría que hacerle manualmente.

El Reconector Automático (Recloser), se abre durante una falla y

vuelve a cerrarse después de un período de tiempo; dentro del período de estas sucesiones de conexión y desconexión, la falla puede despejarse, y el recloser vuelve a su posición normal. El ciclo de operaciones de un recloser puede ser normalmente de 3 o 4 ; por lo cual si una falla es de carácter permanente, después de la 3 o 4 operación, el recloser se abrirá definitivamente.

La utilización de Reconectores automáticos para la protección de feeders primarios de distribución ha sido una práctica muy aceptada, especialmente si estos alimentadores han tenido una cierta magnitud de carga considerable; en lo que respecta a nuestro estudio, se justifica plenamente la utilización de este dispositivo de protección para los circuitos principales (A,B,C, del sistema 13,8/7,96 KV), ya que la potencia de cada uno de éstos es aproximadamente de 800 KVA.

Los Disyuntores serían aplicables en circuitos de potencias considerables, donde puedan presentarse grandes corrientes de cortocircuito, ya que este dispositivo se construye para altas capacidades de interrupción. El disyuntor automático, es un elemento de protección, que cuando se produce una falla, éste bloquea un circuito, dejándolo sin alimentación hasta el despeje de la falla y la posterior reposición manual del disyuntor. Este aparato no se utilizará para la protección de la red primaria de Manta, por cuanto, el accionamiento de bloqueo del servicio hasta que el operador vuelva a conectarlo, sin saber o comprobar si la falla todavía persiste, y por el tiempo que se perdería en la operación indicada, representando este período una pérdida económica a la Empresa y molestia a los consumidores. Este dispositivo de protección tiene una más amplia aplicación en la protección de centrales y subes-

taciones.

La utilización de fusibles descontactadores (Cotouts), se ha generalizado para protección de circuitos con carga ligera, más propiamente para derivaciones en que, el bloqueo del servicio en caso de fallas momentáneas o permanentes, no pesaran mayormente la economía de la Empresa, seguridad pública, etc.

Por aspectos económicos, se adoptará este tipo de protección en tramos de los circuitos primarios de distribución de Manta, con el objeto de protección y seccionamiento de la línea; estos aparatos jugarán un papel importante en el mantenimiento de la red primaria y que se los utilizará para cada grupo de transformadores. La dificultad que presentarán estos dispositivos para protección y seccionamiento a la vez, es que no se los podrá accionar bajo carga, sino una vez suspendido el servicio.

La protección de los transformadores contra cortocircuitos, se los hará por medio del tipo de fusibles mencionados anteriormente, en el lado primario, y de fusibles ordinarios en el lado secundario.

El fusible primario no se seleccionará para proteger al transformador contra sobre-cargas, porque esta protección no sería satisfactoria, por la diferencia en la forma de la curva corriente-tiempo del fusible y del transformador de distribución. Las formas de las dos curvas son tales que si se usa un fusible suficientemente pequeño para dar al transformador una protección completa contra sobrecargas, se pierde la mayor parte de la capacidad de sobrecarga de inmenso valor práctico. Un fusible pequeño se quemará antes de usarse la sobrecarga y se funde tam-

bién innecesariamente con sobrecorrientes momentáneas que no deberían afectar al sistema.

Para la protección del sistema de alumbrado público se ha previsto fusibles y es aconsejable que también se proteja con fusibles a todos y cada uno de los artefactos, con el objeto de prevenir destrucción o suspensión total del servicio. La protección indicada será contra cortocircuitos.

En redes de distribución similares a la que se ha proyectado para Manta, en que la potencia y tensión no son muy altas, son más de temer los efectos de las sobretensiones de origen atmosférico, tanto más cuanto la escasez de su presupuesto no consiente el gasto de dispositivos de protección contra sobre tensiones, que por diferentes causas pueden dar lugar a producirse. Por lo que, para la protección del sistema de distribución de Manta, contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas se ha previsto la instalación de pararrayos.

En el sistema de Alta Tensión con neutro, es conveniente la conexión del neutro a tierra, con el objeto de tener una baja impedancia del neutro y tierra, cuando se producen fallas de fase a tierra, lo cual permite obtener corrientes de cortocircuito suficientes para accionar los dispositivos de protección. También es conveniente la conexión a tierra para evitar sobretensiones entre neutro y tierra, cuando se producen fallas o descargas atmosféricas.

Cálculo de la Corriente de Cortocircuito.

Cuando se establece una central y una distribución eléctrica, es

preciso instalar aparatos de protección que corten automáticamente la corriente en la primera o en determinados puntos de la segunda, si su intensidad pasa de un cierto límite y, sobre todo, en caso de producirse un cortocircuito; por consiguiente, necesitamos conocer el valor que alcanzará esta intensidad en el caso de producirse un accidente con el fin de determinar la potencia de los referidos dispositivos.

La intensidad de un cortocircuito es muy distinta según el sitio en que éste se produzca; si tiene lugar en un punto muy alejado de la central, aquella intensidad viene limitada por la impedancia de los generadores, transformadores y porción de línea comprendida entre la central y dicho punto, mientras que si se origina en los conductores inmediatamente unidos a los generadores, la corriente solo está limitada por la resistencia interior y reactancia de dispersión de éstos y por la reacción del inducido. La intensidad a prever para el aparato de protección es, pues, muy distinta según el lugar en donde éste se instale y tanto más reducida cuanto más alejado de la central esté situado.

Las corrientes de cortocircuito a calcularse en el sistema de alimentación para la red de distribución de Manta, se referirán a las corrientes de falla trifásicas equilibradas.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito sólo se tomarán en cuenta el valor de las reactancias, ya que, éstas tienen mayor influencia y son mucho mayores que las resistencias, aproximándose al valor de las impedancias, teniendo por esta razón un pequeño error el resultado de los cálculos, dando como consecuencia que el valor de la corriente de cortocircuito algo mayor; y por esto, ofreciendo mayor seguridad al especificar las capacidades de los equipos de interrupción, ya que vendrán

sobredimensionados en una magnitud conveniente. Además, los cálculos que a continuación se realizan, solamente la reactancia es considerado puesto que la resistencia no reduce la falla en un valor considerable. Hay excepciones pero ésta requiere cálculos más complicados y no serán tomados en cuenta en este estudio, ya que el sistema no se considera ni de gran extensión por una configuración complicada de la red.

Conductores de los Circuitos Principales: A; B; C = # 4 AWG. AL.

Reactancia = $0,469 \Omega/\text{Km}$. para un espaciamento de 74 cms. entre conductores como distancia equivalente.

Longitud total del Circuito Principal A = 1,75 Km.

Longitud de la Subestación del Circuito Principal A al punto d, lugar de seccionamiento con fusible = 1. Km.

Longitud Total del Circuito Principal B = 1,75 Km.

Longitud de la Subestación del Circuito Principal B al punto e, lugar de seccionamiento con fusible = 1 Km.

Longitud total del Circuito Principal C = 1,75 Km.

Longitud de la Subestación del Circuito Principal C al punto f, lugar de seccionamiento con fusible = 1 e km.

Reducción de todas las Reactancias a una Potencia Base de cada Parte del Sistema.

KVA base = 4.500 KVA.

KVbase=13,8 KV.

Generador G ₁ :	$X_1 = \frac{4.500}{2.250} \times 0,1 = 0,2$	Pu. Reactancia Equivalente de los 2 generadores en Paralelo:
Generador G ₂ :	$X_2 = \frac{4.500}{2.250} \times 0,1 = 0,2$	Pu. $X_{1,2} = \frac{1}{\frac{1+1}{x_1, x_2}} = \frac{1}{5+5} = 0,1 \text{ PU.}$
Transformador:	$X_t = 0,06 \text{ PU.}$	$X_{1,2} = 0,1 \text{ PU.}$

$$\text{Línea: Buque - Subestación : } X_l = \frac{1,035 \times 4.500 \times 10^3}{13.800^2} = 0,025 \text{ PU.}$$

Corriente de Falla en la Subestación valdrá:

$$I_{ccpu} = \frac{1}{0,1 + 0,06 + 0,025} = \frac{1}{0,085} = 5,55 \text{ PU}$$

$$I_{cc} = 5,55 \times \frac{4.500}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{24.975}{23,87} = 1.046 \text{ Amp.}$$

El valor de 1.046 Amperios será siempre que los dos Generadores del buquen estén en funcionamiento.

Cuando solo trabaje uno de los Generadores, la corriente de Falla valdrá:

$$I_{cc} \text{ PU} = \frac{1}{0,2 + 0,06 + 0,025} = \frac{1}{0,285} = 3,5$$

$$I_{cc} = 3,5 \times \frac{4.500}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{15750}{23,87} = 660 \text{ Amperios}$$

Las Reactancias en los Puntos de Seccionamiento y en los Extremos de cada Circuito principal serán:

Desde la Subestación del Circuito Principal A, al punto de seccionamiento d, valdrá $X_{a-d} = 0,469$; en unidades PU. valdrá:

$$X_{a-d} = \frac{0,469 \times 4.500 \times 10^3}{13.800^2} = 0,011 \text{ PU.}$$

Desde la Subestación del Circuito Principal A, al extremo del circuito valdrá:

$$X_a = 0,752 \text{ ; en unidades PU valdrá: } X_a = \frac{0,752 \times 4.500 \times 10^3}{13.800^2} = 0,017 \text{ PU.}$$

Desde la Subestación del Circuito Principal B, al punto de Seccionamiento e, valdrá:

$$X_{b-e} = 0,469 \quad ; \text{ en unidades PU valdrá } X_{b-e} = 0,011 \quad \text{PU.}$$

Desde la Subestación del Circuito Principal B, al extremo del circuito, aproximadamente valdrá:

$$X_b = 0,752 \quad ; \text{ en unidades PU, valdrá: } X_b = 0,017 \quad \text{PU.}$$

Desde la Subestación del Circuito Principal C, al punto de seccionamiento f, valdrá $X_{c-f} = 0,469$; en unidades PU valdrá $X_{c-f} = 0,011$ PU.

Desde la Subestación del Circuito Principal C, al extremo del circuito, aproximadamente valdrá:

$$X_c = 0,752 \quad ; \text{ en unidades PU, valdrá: } X_c = 0,017 \quad \text{PU.}$$

Las Corrientes de Falla; tanto en los puntos de Seccionamiento como en los extremos de los Circuitos Principales, son:

Caso en que estén en servicio los 2 generadores.

Circuito Principal A, en el punto d.

$$I_{co} \text{ PU} = \frac{1}{0,18 + 0,011} = \frac{1}{0,191} = 5,23 \text{ PU}$$

$$I_{cc} = 5,23 \times \frac{4.500}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{23.535}{23,87} = 986 \text{ Amp.}$$

Extremo del Circuito A.

$$I_{co} \text{ PU} = \frac{1}{0,18 + 0,17} = \frac{1}{0,197} = 5,07 \text{ PU}$$

$$I_{cc} = 5,07 \times \frac{4.500}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{22.815}{23,87} = 951 \text{ Amp.}$$

Como se ha supuesto que tanto los puntos de Seccionamiento de los Circuitos principales B y C., o sea e y f. respectivamente, se encuentran a la misma distancia que el punto d del Circuito Principal A, la reactancia tendrá el mismo valor y por lo tanto, los valores de las corrientes de fallas valdrán.

Circuito Principal B, punto de Seccionamiento e, Icc = 986 Amp.
 " " C " " " f, Icc = 986 "

También para las longitudes de los extremos de los circuitos se han supuesto iguales que el Circuito Principal A, por lo que las Corrientes de falla valdrán:

Extremo del Circuito B Icc = 951 Amp.
 " " " C Icc = 951 "

Caso en que esté en servicio solamente el 1 Generador.

Circuito Principal A, en el punto d.

$$I_{cc}^{pu} = \frac{1}{0,28 + 0,011} = \frac{1}{0,291} = 3,4$$

$$I_{cc} = 3,4 \frac{4.500}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{15.300}{23,87} = 640 \text{ Amp.}$$

En el Extremo del Circuito Principal A será:

$$I_{cc}^{pu} = \frac{1}{0,28+0,017} = \frac{1}{0,297} = 3,36 \text{ PU}$$

$$I_{cc} = \frac{3,36 \times 4.500}{\sqrt{3} \times 13,8} = \frac{15.120}{23,87} = 633 \text{ Amp}$$

Igual forma que el caso anterior, las corrientes en los Circuitos Principales, cuando funcione un Solo Generador serán:

Circuito Principal B, punto e I cc = 640 Amperios

Extremo del Circuito Principal B. I cc = 633 "

Circuito Principal C, punto f I cc = 640 "

Extremo del Circuito Principal C I cc = 633 "

El valor de las Intensidades Nominales en cada Circuito Principal y puntos de seccionamiento son:

Subestación - Circuito A I = 40 Amp.

Punto d I = 20 "

Subestación - Circuito B I = 80 "

Punto e I = 30 "

Subestación - Circuito C I = 50 "

Punto f I = 20 "

Coordinación de Aparatos de Protección.-

Los aparatos de protección de sobrecorriente montados en serie pueden ofrecer una coordinación de protección contra fallas en el circuito alimentador. Estos aparatos en serie deben ser de tales características, que ellos no operen bajo condiciones de carga normal, y en caso de condiciones anormales de sobrecorriente, el tiempo de retardo debe ser diferente para cada uno de ellos, decreciendo progresivamente hacia el lado más alejado de la fuente, de manera tal que, con la misma corriente a través de ellos, haga operar al aparato que esté más cerca

de ella; es decir, para coordinar los aparatos de protección, los tiempos suficientes permitidos en la operación, deben ser escogidos de manera que la secuencia deseada se realice.

En el proyecto en estudio, se ha seleccionado la coordinación de aparatos de protección: Reconectador automático y fusible, con el objeto de proteger a cada uno de los circuitos principales de alimentación.

En la subestación de seccionamiento habrá un recloser para cada circuito principal, que deberá tener el más alto valor de corriente normal, debido a que todas las cargas de ese alimentador pasarán por él.

En el punto de seccionamiento de cada uno de los circuitos principales se intercalará fusibles, de capacidad del valor de la corriente normal que pase por él.

En el punto de seccionamiento de cada uno de los circuitos principales, se intercalará fusibles, de capacidad del valor de la corriente normal que pase por él.

Si vamos a coordinar el fusible con el Reconectador, esto es, si queremos proteger el Fusible de fallas temporales y hacer que el Fusible se funda en fallas permanentes, debemos escoger la curva rápida del Reconectador, de manera que se desconecte la línea antes de que se funda el Fusible. Esto significa que la curva rápida del Reconectador debe estar bajo la mínima curva de fusión del fusible. Las curvas retardadas deben ser seleccionadas para proveer un período de tiempo suficiente para que el fusible se funda. En otras palabras, la curva retardada debe estar sobre la curva total de despeje del Fusible.

Este es el principio de tiempo doble y para este propósito que las

curvas del Reconectador existente.

Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección protegida por el Fusible, el mínimo tiempo de fusión del Fusible debe ser por lo menos 1,5 veces el promedio del tiempo de disipación de la operación rápida del Reconectador, asumiendo una secuencia de operación de 2 rápidas y 2 lentas. La magnitud del factor de multiplicación obtenido experimentalmente, varía con el número de operaciones rápidas, entrando en consideración la tolerancia de la manufactura y la temperatura acumulada que surge en el Fusible durante las operaciones rápidas. Para una secuencia de operación de una rápida y 3 lentas, el factor se reduce a 1,3, debido a la temperatura acumulada.

Para todos los valores de corrientes de falla posible en la sección protegida por el Fusible, el máximo tiempo de disipación del Fusible, no debe ser mayor que el tiempo promedio de disipación del Recloser en una operación de tiempo retardado, cuando se están utilizando 2 o más operaciones de tiempo retardado.

Como regla podemos adoptar el siguiente criterio; para máximos valores de corriente de falla en la localización del Recloser, el mínimo tiempo de fusión de un Fusible, debe ser por lo menos el de un factor específico multiplicado por el tiempo promedio de despeje en la operación lenta de un Reconectador.

En la lista de materiales se dará las especificaciones de estos aparatos de protección.

C A P I T U L O V I I

Descripción General de los Principales Materiales para el proyecto

"Sistema de Distribución Manta".-

Los factores básicos que determinan las cualidades requeridas por los materiales y equipos de una Red de Distribución, pueden resumirse en los siguientes:

- 1.- Potencias Necesarias
- 2.- Tensiones de servicio
- 3.- Sistema de Protección (eléctricas y mecánicas)
- 4.- Altura de funcionamiento sobre nivel del mar.
- 5.- Características del medio ambiente.

Todos éstos fueron analizados anteriormente y restaría solo ir describiendo los principales materiales.

Conductores:

Aluminio.-

El sistema de distribución primaria se ha previsto conductores de aluminio desnudo, cableado, 7 hilos, de 61 % de conductibilidad, de 415 Kg. de resistencia a la rotura, y de 21,15 mm² de área de sección. La casa "Alcan" suministra los datos de instalación relativos a la flecha y tracción; así como también las normas de seguridad recomendadas en el manejo de los carretes, tendido de los conductores; terminales, ataduras, derivaciones, etc.

Cobre.-

Los conductores para las redes de baja tensión, serán de

obre desnudo, cableado, 7 hilos, de 97,3% de conductividad y 40 Kg/mm² de carga mínima de rotura.

Aisladores:

Los aisladores para las líneas activas de alta tensión, serán de porcelana barnizada para uso a la intemperie, de propiedades eléctricas y mecánicas sujetas a las que indican las normas NEMA - Clase - 55 - 4.

Los aisladores de retenida serán de las mismas características que el 54-4 de las normas NEMA, se los utilizará en los tensores.

Los aisladores tipo rollo para baja tensión, se sujetarán a las normas de NEMA - Clase - 53 - 2.

Seccionadores.- Serán de características semejantes al "Fusible Desconectador tipo Switch, para uso a la intemperie de 13,8 KV de tensión de servicio, 200 amperios de capacidad nominal y por lo menos 2.000 amperios de capacidad de interrupción. Se suministrarán con accesorios para montaje en cruceta.

Portafusibles.-

Los portafusibles desconectores serán con soportes de porcelana, para funcionamiento a la intemperie de 13,8 KV y 100 amperios de corriente nominal; estarán provistos con dispositivos para alojamiento del fusible y bornes terminales para conductores, debiendo tener accesorios para montaje en cruceta.

Seccionador en Aceite.-

El seccionador en aceite será tripolar de accionamiento manual, para 13,8 KV, 100 Amperios nominales y una capacidad de interrupción de por lo menos 2.000 amperios.

Reconectador Automático.-

Los conectadores automáticos estarán previstos para soportar corrientes de interrupción de por lo menos 2.000 amperios, serán para 13,8 KV de tensión nominal. Las corrientes de trabajo y la de disparo se especificará en la lista de materiales. La secuencia de operación será: 2 operaciones rápidas y 2 lentas y los reconectadores deberán suministrarse con los accesorios completos para montaje en un solo poste.

Pararrayos.-

Los pararrayos serán de distribución, del tipo válvula, de 60 ciclos por segundo, para funcionamiento al nivel del mar, con accesorios de montaje en crueta. En cuanto a las características de tensión se describirán para cada caso en la lista de materiales.

Transformadores.-

Los transformadores trifásicos serán del tipo convencional, autorefrigerados en aceite, para funcionamiento a la intemperie y a la altura del nivel del mar; con sobre elevación de temperatura, de 55°C sobre 30°C de temperatura ambiental. El lado primario debe estar conectado en delta y el secundario en estrella con neutro sacado al exterior. Las tensiones de servicio serán: 13.800/210/121 voltios.

Los transformadores monofásicos deben cumplir las mismas condiciones anteriores en lo que sea posible y además deben estar previstos para las tensiones 7.960/240/120 voltios.

El resto de características de los transformadores trifásicos y monofásicos, se detallan en la lista de materiales.

Pernos.-

Serán de hierro galvanizado y las dimensiones se sujetarán a las especificaciones de la lista de materiales.

LISTA Y ESPECIFICACION DE LOS MATERIALES PARA LAS REDES ELECTRICAS
DE DISTRIBUCION PARA LA CIUDAD DE "MANTA".-

RED DE ALTA TENSION

<u>Renglón</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>
1	24.800	Metros de conductor de Aluminio, desnudo, cableado, 7 hilos, No. 4 AWG, deberá satisfacer las Normas ASTM B 262.
2	1.500	Metros de conductor de Aluminio, desnudo, sólido, suave, No. 6 AWG., para ataduras.
3	222	Metros de conductor de Aluminio, similar renglón, 1 , pero No. 4 AWG, sólido, duro.
4	1.020	Metros de cable de acero galvanizado, 7 hilos, de 3/8" de diámetro, tipo corriente, para tensores.
5	350	Gonector de Aluminio, de ranuras paralelas, con ajuste de un solo perno, para unir cable desde No. 6 AWG a No. 1/0 AWG, similar a Reynolds, Cat. No. LC-51C.
6	2.025	Aislador de porcelana, tipo Pin, para 13.8 Kv. de tensión de servicio; diámetro libre de agujero roscado para perno de rosca de plomo de 1" de diámetro, según IEEE, NEMA, Clase 55-4.
7	102	Aislador de porcelana, tipo Suspensión, para una tensión de servicio de 13.8 Kv, de acuerdo con las normas NEMA, Clase 52-2.

- | | | |
|----|-------|--|
| 8 | 132 | Aislador de porcelana tipo Retenida, para tensores, según EEI, NEMA, Clase 54-4, |
| 9 | 1.264 | Perno de hierro galvanizado de 3/4" de diámetro, con rosca de plomo de 1" de diámetro en la cabeza del perno, de 17 cms. de longitud, para sujeción de aislador Pin, para montaje en cruceta metálica, con tuerca y arandela. |
| 10 | 126 | Perno de hierro galvanizado, similar a renglón 9 pero de 25 cms. de longitud, para montaje de aislador Pin en cruceta de hierro U., con tuerca y arandelas. |
| 11 | 484 | Perno tacho de hierro galvanizado de 3/4" de diámetro y 50 cms. de longitud, con rosca de plomo - de 1" de diámetro en la cabeza del perno, para sujeción de aislador Pin en la punta del poste, con dos orificios de 5/8" de diámetro, para sujeción a poste de madera. |
| 12 | 968 | Perno de varilla de hierro de 1/2" de diámetro y de 25 cms. de longitud, con tuerca y arandela, para sujeción de perno tacho. |
| 13 | 102 | Pieza de hierro platina de 2-1/2" x 3/16" y de 50 cms. de longitud, con pernos de 5/8" de diámetro y de 1" de longitud, para sujeción de aislador de suspensión. |

- 14 85 Abrazadera de hierro pletina de 1-1/2" x 3/16" y 83 cms. de longitud, de una sola sujeción, para soporte de aislador de suspensión, con sus respectivos pernos para sujeción a poste.
- 15 17 Abrazadera de hierro pletina, similar a renglón 14, pero de doble sujeción, con arandelas, pernos y tuernas.
- 16 566 Cruceta de hierro ángulo de 2-1/2" x 2-1/2" x 1/4" y de 1.2 metros de longitud, con abrazadera de varilla de hierro de 5/8" de diámetro.
- 17 63 Cruceta de hierro "U" de 3" x 2" x 2" x 1/4" y de 1.2 metros de longitud, con abrazadera de varilla de hierro de 5/8" de diámetro.
- 18 105 Metros de tubo de hierro galvanizado de 1-1/2" de diámetro.
- 19 660 Metros de hierro riel de 70 libras/yarda, para anclaje de tensores.
- 20 175 Metros de varilla de hierro de 3/8" de diámetro.
- 21 10 Metros cúbicos de hormigón simple, para fundamento de tensores.
- 22 132 Templadora de acero galvanizado, para soportar una carga de rotura de 2.500 kilogramos, aproximadamente, de acuerdo a las especificaciones ASTM.
- 23 35 Abrazadera de varilla de hierro de 3/8" de diámetro y de 17 cms. de longitud, para sujeción de tensor farol, con tuercas y arandelas.
- 24 18 Metros de hierro ángulo de 4" x 4" x 1/4".

25	102	Grampa de ranuras paralelas, con ajuste de dos pernos, para efectuar empalme de cable de renglones, 1 o 2, similar a Line Material, Cat. No. DK2A1.
26	102	Grampa de fijación de cable en aislador de suspensión, similar a Reynolds, cat. No. DE-46.
27	142	Empalme recto de Aluminio para empalmar cable de renglones 1 o 2, tipo de compresión, similar a Reynolds. Cat. No. 1373.2.
28	35	Grampa de platina de hierro de 1-1/2" x 3/16", con cuatro pernos de 3/8" de diámetro y de 2" de longitud, con tuercas y arandelas; para sujeción del brazo del tensor farol a cable del mismo.
29	35	Metros de tubo de hierro de 2" de diámetro.
30	3.700	mts. Cinta de Aluminio (Flat Armer Wire) de 0,03" x 0,025", para conductores de Aluminio hasta No. 1 ATG.
31	6	Lote de lubricante para juntas (Joint Compound - 155-10).
32	324	Poste de hormigón de 11,5 m. de longitud de 15 cms. de diámetro en la punta y de 30 cms. de diámetro en la base, de 500 kg. de resistencia a la rotura en la punta.
33	273	Poste de madera incoorrupible de 10,5 m. de longitud, de 16 cms. de diámetro en la punta y aproximadamente 28 cm. de diámetro en la base.
34	100	Poste riel resistente, de 11,5 m. de longitud, para utilizar preferentemente en el sistema primario 2, 4 KV

41	18	Transformador trifásico, similar a renglón 40, pero de 45 KVA.
42	10	Transformador trifásico, similar a renglón 40, pero de 30 KVA.
43	3	Transformador monofásico, similar, a renglón 40, pero de 37,5 KVA.
44	22	Transformador monofásico, similar, renglón 40, pero de 25 KVA.
45	15	Transformador monofásico, similar a renglón 40, pero de 15 KVA.
46	142	Portafusible en caja de porcelana para 15 KV., 100 amperios, con su soporte para el montaje, similar al tipo de Line Material, Catálogo No. FOLC4.
47	18	Tirafusible de 8 amperios, para alta tensión, tipo "H" según curvas de fusión aprobadas por NEMA.
48	76	Idem, renglón 45, pero para 5 amperios.
49	30	Idem. renglón 45, pero para 3 amperios
50	3	Idem renglón 45, pero para 7 amperios
51	15	Idem renglón 45, pero para 2 amperios.
52	216	Portafusible con manilla descontactable, para baja tensión, de 200 amperios, 600 voltios, completo con todos los accesorios para montaje en hierro ángulo, similar a Pfisterer, Cat. No. 392.
53	18	Tirafusible similar a Pfisterer, de 200 amperios, para baja tensión y apropiada para montarse en portafusible de renglón 52.

54	57	Tirafusible, similar a renglón 53, pero de 160 amperios.
55	104	Tirafusible, similar a renglón 53, pero de 100 amperios.
56	580	Metros de conductor de cobre, cableado, No. 1/0 AWG, aislamiento de PVC, para 600 voltios, para instalación a la intemperie.
57	4.000	Metros de conductor de cobre, cableado, desnudo, suave, No. 2 AWG, para puesta a tierra.
58	400	Metros de conductor de cobre, desnudo, sólido, duro, No. 6 AWG.
59	864	Conector universal para unir cobre con aluminio, similar a Line Material, Cat. No. DK6D2.
60	144	Cruceta de hierro U de 4" x 2" x 1/4" y de 1.6 metros de longitud, con sus respectivas abrazaderas para sujeción a poste.
61	72	Cruceta de hierro ángulo de 1-1/2" x 1/4" y de 1.6 metros de longitud, con sus respectivas abrazaderas para sujeción a poste.
62	288	Perno de varilla de hierro de 5/8" de diámetro y de 35 cms. de longitud, con tuercas y arandelas.
63	432	Perno de hierro galvanizado de 1/2" de diámetro y de 1" de longitud.
64	216	Metros de hierro ángulo de 1-1/2" x 1/4".
65	216	Protector de sobretensión, tipo válvula, modelo de distribución, para 13,8 Kv. de tensión de servicio,

sistema con neutro puesto a tierra, completo, con soportes para el montaje, similar al tipo E5 de Line Material, Cat. No. AV1A15, para trabajar al nivel del mar.

- | | | |
|----|-----|--|
| 66 | 864 | Escalones de platina de hierro de 3/8" x 1", con pernos para el montaje, de fabricación nacional. |
| 67 | 216 | Terminal plano para unir cable No. 1/0 AWG de renglón 56 con terminal de baja tensión del transformador. |
| 68 | 72 | Terminal plano para unir cable No. 2 AWG de renglón 57 con el neutro del transformador. |
| 69 | 68 | Poste de alta tensión de hormigón, similar, renglón 32, para la torre de transformación. |
| 70 | 80 | Poste de alta tensión de madera, similar a renglón 33, para torre de transformación. |
| 71 | 2 | Reconectador automático trifásico para intemperie, 13,8 KV, 50 Amperios de corriente nominal; 100 Amperios corriente mínima de disparo y 2.000 Amperios de capacidad de interrupción, secuencia de operación 2 A 2 B, con accesorios de montaje en cruceta; similar a KHA650 B22. Line Material. |
| 72 | 1 | Idem. renglón 71, pero para 70 amperios de corriente nominal, 140 Amperios de corriente mínima de disparo, similar a KHA670 B22, Cat. Line Material. |

72a. 1 Idem renglón 71, pero para 50 amperios de corriente nominal, 100 amperios de corriente mínima de disparo, similar a KHA6-B22, Cat. Line Material, para 2.4 KV.

RED DE BAJA TENSION

73 16.000 Metros de conductor de cobre, desnudo, cableado, semiduro, No. 1/0 AWG.

74 5.500 Metros de conductor de cobre, similar a renglón 73 pero No. 1AWG.

75 35.000 Metros de conductor de cobre, similar a renglón 73, pero No. 2 AWG.

76 11.400 Metros de conductor de cobre, similar a renglón 73, pero No. 3 AWG.

77 60.000 Metros de conductor de cobre, similar a renglón 73, pero No. 4 AWG.

78 20.000 Metros de conductor de cobre, similar a renglón 73, pero No. 5 AWG.

79 35.000 Metros de conductor de cobre, similar a renglón 73, pero No. 6 AWG.

80 6.000 Metros de conductor de cobre, desnudo, sólido, suave, No. 9 AWG, para ataduras.

81 3.000 Metros de cable de acero galvanizado, 7 hilos, de 3/8" de diámetro, tipo corriente, para tensores.

- 82 496 Conector tipo perno hendido, para unir cable desde No. 6 AWG. a No. 1/0 AWG., similar al tipo KS de Burndy, Cat. No. 60, con ajuste de un solo perno.
- 83 1.164 Bastidor metálico (rack) galvanizado, tipo servicio B medio para 5 líneas, con espaciamento de 8" entre centros similar a Line Material, Cat. No. DR7R4.
- 84 5.820 Aislador de porcelana procesada en seco, tipo rollo, de 3-1/8" de diámetro y de 3" de longitud, para montarse en bastidor de renglón 83, similar a Electrocerámica de México, Cat. No. P-1323.
- 85 2.288 Banda de acero de una sola sujeción, paara sujeción de bastidor a poste, similar a Line Material, Catálogo No. DG4B7.
- 86 20 Banda de acero, similar a renglón 85, pero de doble sujeción, similar al tipo DG5B7 de Line Material
- 87 408 Metros de tubo de hierro galvanizado de 1-1/2" de diámetro.
- 88 1.480 Metros de hierro riel de 70 libras/yarda, para utilizarse en anclaje de tensores.
- 89 136 Metros de varilla de hierro de 3/8" de diámetro.
- 90 30 Metros cúbicos de hormigón simple para fundamento de tensores.
- 91 58 Empalme recto de cobre, de doble manguito, para empalmar cable No. 1/0 AWG., similar a Joslyn, Catálogo No. 12.

92	123	Empalme recto de cobre, similar a renglón 91, pero para empalmar cable No. 2 AWG.
93	34	Empalme recto de cobre, similar a renglón 91 pero para empalmar cable No. 3 AWG.
94	218	Empalme recto de cobre, similar a renglón 91, pero para empalmar cable No. 4 AWG.
95	72	Empalme recto de cobre, similar a renglón 91, pero para empalmar cable No. 5 AWG.
96	136	Abrazadera de varilla de hierro de 3/8" de diámetro y de 17 cms. de longitud, para sujeción de tensor farol, con tuercas y arandelas.
97	136	Grampa de platina de hierro de 1-1/2" x 3/16" con 4 pernos de 3/8" de diámetro y 2" de longitud, con tuercas y arandelas, para sujeción del brazo del tensor farol a cable del mismo.
98	136	Metros de tubo de hierro de 2" de diámetro.
99	226	Poste de hormigón de 9 m. de longitud, 13 cms. de diámetro en la base, 30 cms. de diámetro en la punta y 500 Kg. de carga de rotura en la punta.
100	1.038	Poste de madera incorruptible de 9 m. de longitud, de aproximadamente 16 cms. en la base y 30 cms. en la punta.
101	64.000	Metros de conductor de cobre desnudo, cableado, semiduro, No. 8 AWG.
102	7.200	Metros de conductor de cobre, No. 14 AWG, aislamiento termoplástico tipo TW para 600 voltios. El espe-

- pesor del aislamiento será de 47 milésimos de pulgada y apropiado para montaje a la intemperie.
- 103 380 Portafusible de porcelana tipo polea, 210 voltios, 10 amperios, para montarse en las acometidas de las lámparas, con tirafusible de 5 amperios.
- 104 190 Luminaria completa, similar al tipo ERF-10 de Philips, con lámpara de vapor de mercurio de color y factor de potencia corregidos, tipo HFL de 125 vatios, con su respectivo sistema de arranque, capacitar y accesorios de montaje.
- 105 938 Luminaria con pantalla de hierro tol, con bombillo incandescente para 150 vatios, 220 voltios, tipo claro, base medium.
- 106 680 Luminaria, similar a renglón 405, pero de 100 vatios.
- 107 1.808 Brazo de tubo de hierro galvanizado de 1-1/2" de diámetro y 1.5 metros de longitud, con su respectivo sistema de sujeción a poste, de fabricación nacional.
- 108 47 Relé de contacto unipolar, para 210 voltios, 60 ciclos/segundo, con contactos de caga para 30 amperios y 210 voltios, similar al tipo WSB-MB-AF de Line Material.
- 109 47 Swiche de contacto unipolar tipo cuchilla, con fusible de protección para 250 voltios, 30 amperios, pa-

ra usarse como emergencia en el encendido del alumbrado público.

- 110 70 Bastidor metálico (rack) galvanizado, de 2 líneas, tipo servicio medio, similar a Line Material, Catálogo No. DR7R1.
- 111 140 Aislador de porcelana tipo rollo, similar al del renglón 211.
- 112 140 Banda de acero de una sola sujeción para sujeción de bastidor de renglón 410 al poste, similar a Line Material, Catálogo No. DG4D7.
- 113 426 Conector de cobre tipo perno hendido, para unir cable hasta No. 3 AWG, similar al tipo KS22 de Burndy.
- 114 3 Interruptor horario para control de alumbrado público, para 120 voltios, 60 ciclos, con contactos de carga para 30 amperios, 240 voltios, montaje a la intemperie, con sus accesorios para montaje, similar a Line Material, Catálogo No. WTAT65010.
- 115 130 Empalme recto de cobre, de doble manguito, para empalmar cable de renglón 401, similar a Joslyn, Catálogo No. 12.
- 116 70 Poste para alumbrado público, de madera incorruptible, de 9 m. de longitud, aproximadamente 16 cms. en la punta y 30 cms. en la base.

N O T A : - No existirán postes ornamentales para alumbrado, ya que para la iluminación del rompe-olas, muelle y parque, estará a cargo de la Cía. SIMAR.

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

- | | |
|---|---|
| Electricidad Gráfica | Ing. Jesús Garduño Fernández. |
| Electrotecnia | José Morillo y Farfán. |
| Centrales y Redes Eléctricas. | Dr. T H. Buehhold. |
| Sistemas de Distribución. (Ig.F.T.M.) | Ingenieros Westinghouse Electric Corporation. |
| Catálogo de Productos Eléctricos de Aluminio | A L C A N |
| Conductores Eléctricos | Reynolds. Metals Company |
| Manual del Ingeniero Electricista. | A.E. Knowlton. |
| Redes Eléctricas | G. Zoppetti. |
| Catálogo de Aparatos y Equipos | Line Material. |
| Revista de la Cámara de Comercio e Industrias de Manta, 1963. | |