

Proyecto Red de Distribución de Esmeraldas

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
EN LA ESPECIALIZACION DE ELECTROTECNIA DE LA ESCUE-
LA POLITECNICA NACIONAL.

GERARDO RUIZ R.

Quito, Abril de 1.963

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Certifico que esta tesis fue personalmente
por el Sr. Gerardo Ruiz bajo mi dirección -

[Handwritten signature]

Quito, Abril de 1.963

Índice General

Introducción.

CAPITULO I

Página

Generalidades.- Características del Buque-Planta.	1
Estudios para la ubicación del buque.	3

CAPITULO II

Estudio de las necesidades de energía eléctrica de la ciudad de Esmeraldas.	5
Conclusiones.	10
Determinación de las demandas de energía.	12
Demanda doméstica.	12
Sector Comercial.	12
Sector residencial.	13
Determinación de la demanda futura.	14
Cálculo de la demanda diversificada, futura.	16
Sector comercial.	17
Sector residencial.	18
Vivienda Popular.	19

CAPITULO III

Red de baja tensión.- Consideraciones Generales.	21
Cálculo de la red de distribución.	21
Ubicación de las cargas.	23
Diseño eléctrico de las redes de baja tensión.- Naturaleza de la corriente y tensión.	24

Sistema de distribución	25
Sistemas monofásicos, bifilar y trifilar.	25
Sistema trifásico, en estrella a cuatro conductores.	29
Diferencia en secciones de conductores con el sistema monofásico trifilar.	29
Influencia del sistema de distribución primario.	32
Cálculo de la sección de conductores y capacidad de transformadores.	35
Justificación del uso del material de los conductores para las redes de baja tensión.	36
Calibre de conductores y transformadores para la red radial monofásica trifilar.	39
Cálculo de la utilización de los conductores.	40
Cálculo de la utilización del conductor N°2 AWG, de cobre semiduro cableado.	41
Cálculo de los KVA. metros, para obtener el 4% de caída de tensión.	41
Conductor de cobre semiduro cableado N°4 AWG.	43
Cálculo de los KVA. metros.	43
Conductor de cobre cableado semiduro N° 6 AWG.	43
Justificación del empleo del sistema radial en la distribución secundaria.	48
Red banqueada.	51
Potencia necesaria en transformadores.	54
Capacidad del banco y número de transformadores.	55
Disposición de los secundarios de los transformadores enlazados y sistema de protección.	56
Diseño y cálculo de la red banqueada. Selección -- del calibre de los conductores.	59
Cálculo de la impedancia de los conductores. Conductor de cobre N° 2 AWG.	59

Procedimiento de cálculo seguido para la determinación de la capacidad de los transformadores y la distribución de los mismos.	60
Transformadores y elementos de protección.	65
Transformadores monofásicos.	66
Transformadores trifásicos.	67
Elementos de protección.	67
Protección de transformadores monofásicos.-Pararra yo.	68
Fusible de alta tensión.	69
Fusibles de baja tensión.	70
Protección de transformadores trifásicos.	71

CAPITULO IV

Red de alta tensión.- Consideraciones Generales.	73
Protección de los alimentadores con reconectores automáticos.	75'
Seccionadores.	76
Selección del voltaje primario.	77
Selección del tipo de conductor para las líneas de alimentación primaria.	80
Cálculo de la sección de los conductores.	83
Comprobación de las caídas de tensión.	87
Separación entre conductores.	87
Cálculo de la impedancia.	89
Impedancia de los conductores de cobre N°2 y N°4 - AWG.	89
Conexión del neutro primario a tierra.	92

CAPITULO V

	Página
Alumbrado Público.	93
Altura de montaje de las lámparas.	94
Tipo de lámparas.	94
Cálculos de iluminación.	95
Alumbrado de mercurio.	95
Cálculo de la iluminación para los sectores con alumbrado incandescente.	98
Iluminación incandescente en los sectores de segunda importancia.	99
Diseño de los circuitos.	100
Control del alumbrado público.	101
Célula fotoeléctrica.	102
Relés.	102
Switch adicional.	103
Fusibles.	103
Selección del voltaje de los circuitos de alumbrado.	103
Cálculo de las caídas de tensión.	105

CAPITULO VI

Diseño mecánico de las redes.- Consideraciones Generales.	108
Esfuerzo máximo de trabajo de los conductores.	109
Tramo: Buque - Playa.	110
Comprobación de la tracción máxima.	112
Tramo: La Playa - Iniciación de la calle Sucre.	116
Estudio mecánico de las líneas.	116
Líneas primarias.	123
Determinación de la altura de los soportes.	124

Cálculo mecánico de los postes.	126
Selección del material para los postes.	129
Cálculo de la sección de los postes de madera.	130
Cálculo del momento de flexión máxima.	131
Postes de ángulo.	134
Postes de tangente.	135
Poste de anclaje intermedio.	136
Cálculo del tensor para el anclaje intermedio.	136
Poste de ángulo de 90°, para alta y baja tensión.	136
Tensor para poste de baja.	137
Tensor para poste de alta.	138
Postes terminales para alta y baja tensión.	138
Poste terminal de baja.	139
Comprobación de la tracción admisible por el bloque de anclaje.	139
Selección de los postes para alta y baja tensión.	140
Postes de alta tensión.	141
Postes para líneas de baja tensión.	141
Postes de madera para baja tensión.	143
Comprobación de la carga unitaria de trabajo a que está sometido el suelo.	144
Cálculo de las crucetas para las líneas de alta tensión.	144

CAPITULO VII

Listas de materiales y especificaciones técnicas.	147
Consideraciones generales.- Tensión de servicio.- Potencias necesarias.- Corrientes de cortocircuito.- Altura de funcionamiento sobre el nivel del mar.- Características del medio ambiente.- Grados de seguridad requeridos.	148

Cálculo de las corrientes de cortocircuito.	149
Corriente de falla máxima.	149
Corriente de falla de una fase a tierra.	150
Especificaciones generales de los principales materiales para el sistema de distribución de la ciudad de Esmeraldas.	152
Lista de materiales y especificaciones para la red de distribución de la ciudad de Esmeraldas.	155

CAPITULO VIII

Estudio Económico.	156
Explicación de los cuadros elaborados para el estudio económico.	157
Costos de producción.	158
Costo de las redes de distribución.	158
Gastos de operación.	159
Costos de generación.	161
Detalle de los costos.	162
Costo de generación por combustible.	163
Incidencia del costo por KWH.	163
Arreglos para la construcción.	164
Financiación del Proyecto.	165

LISTA DE PLANOS DEL PROYECTO "RED DE DISTRIBUCION - ESMERALDAS

Plano

Nº	Descripción
1	Distribución de Cargas - Red Banqueada.
2	Diagrama Eléctrico - Red Primaria.
3	Red de Alta Tensión - Primera Parte.
4	Red de Alta Tensión - Segunda Parte.
5	Red de Baja Tensión y Alumbrado Público - Primera Parte
6	Red de Baja Tensión y Alumbrado Público - Segunda Parte
7	Alumbrado - Parque Principal.
8	Red Banqueada y Alumbrado Público.
9	Postes de Angulo y Derivación Alta Tensión.
10	Perfil Longitudinal y Línea de Alta Tensión- Sector -- Panecillo. X
11	Estaciones de Transformación.
12	Poste para Recloser y Poste de Anclaje.
13	Poste de Tangente y Poste de Seccionamiento- Alta Tensión
14	Postes de Alta Tensión y Baja Tensión, con Tensores.
15	Postes de Baja Tensión con Alumbrado y Poste de Tangente de Alta Tensión Monofásico.
16	Estructura Especial de Madera para Línea de Alta Tensión en el tramo Buque-Las Palmas. X

LISTA DE CUADROS DEL PROYECTO "RED DE DISTRIBUCION-ESMERALDAS"

Guadro

N°	Descripción
1	Cuadro Demostrativo de los Cálculos para las Redes Monofásicas 120/240 Voltios.
2	Transferencia de Cargas.
3	Cálculo de Admitancias.
4	Cálculo de las Caídas de Tensión-Red Primaria 13,8 KV.
5	Tipo de Lámparas y Capacidad de Relés utilizados en el Alumbrado Público.
6	Temperatura, Tracción y Flecha para Montaje de las Líneas en el tramo "Buque - La Playa".
7	Cuadro de Curvas de Carga.
8	Cuadro de la Curva de Carga de la Planta.
9	Cuadro Demostrativo del Crecimiento de la Potencia.
10	Cuadro Demostrativo del Crecimiento del Consumo de Energía.

I N T R O D U C C I O N

OBJETO Y UTILIDAD DEL PROYECTO

UBICACION Y CARACTERISTICAS GENERALES DE LA CIUDAD DE ESMERALDAS.-

La ciudad de Esmeraldas, capital de la provincia - del mismo nombre, se encuentra situada al Nor-Oeste del Ecuador, en la margen izquierda de la desembocadura del río Esmeraldas.

Mantiene comunicación con las principales ciudades del centro y sur de la República por medio de una vía terrestre y con los puertos importantes del país, por medio de vía marítima.

Esmeraldas es uno de los puertos principales del país, dedicado a la exportación de banano, palo de balsa, etc. La población urbana según el último censo de 1.962, alcanzó a 33.000 habitantes; lo cual demuestra el fuerte crecimiento de la población en los últimos años.

Por fin indicaremos que la provincia en general tiene muy buenas perspectivas de un mejor desarrollo económico a base de la agricultura, que es la principal fuente de producción y las posibilidades latentes de industrialización.

La ciudad de Esmeraldas se encuentra hoy servida por una fuente de abastecimiento de energía eléctrica y un sistema de Redes de Distribución, inadecuado para los requerimientos de la población.

Por esta razón y ante la necesidad impostergable de la renovación del sistema actual, se ha hecho indispensable la elaboración de un nuevo proyecto de Redes de Distribución que permita atender en forma adecuada las demandas constantes de energía eléctrica en los consumos residenciales e industriales.

Por otra parte, cabe hacer notar que la ciudad de Esmeraldas ha tenido en los últimos tiempos un incremento -- considerable de la población y las perspectivas del establecimiento de industrias son notables; en vista de esto, la -- provisión de un nuevo sistema de abastecimiento y de distribución de energía que se anticipe a las necesidades futuras se impone.

MAPA DEL ECUADOR.

UBICACION DE LA PROVINCIA
DE ESMERALDAS

Nº 10

ESMERALDAS
COLOMBIA
TULCAN
ISABRA

QUITO

LATACUNEA

AMBATO

GUARANDA
RIOBAMBA

BABAHYO

GUAYABUIL

AZOGUE

CUSNEA

NACHALA

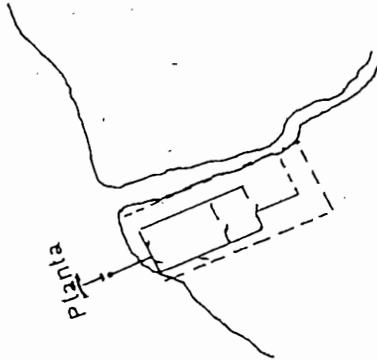
LOJA

PACIFICO OCEANO

PERU

Planta

Ubicacion de la planta flotante



C A P I T U L O I
G E N E R A L I D A D E S

CARACTERISTICAS DEL "BUQUE PLANTA".- Desde la creación del "Instituto Ecuatoriano de Electrificación", uno de los pasos efectivos de este organismo ha sido la planeación del abastecimiento de energía eléctrica, por medio de las plantas flotantes donadas al país, por el Gobierno de los Estados Unidos.

Dichas unidades flotantes denominadas APD, son de las siguientes características:

El barco donde viene instalada la central turbo eléctrica, tiene las dimensiones siguientes:

Eslora	306 pies
Manga	36 "
Calado	10-12 "
Desplazamiento	1600 ton.

Turbina:

Presión de trabajo caldera: 435 lbs/Pulg²
Temperatura de trabajo 750° F.
Temperatura agua de alimentación: 220° F.
Calor específico combustible: 18500 Btu/lbra.
Capacidad tanques: 750000 lbs.
Razón consumo Planta: 10.5 lbs. vapor/Hr./Kw
Eficiencia de la caldera: 85%
Consumo de combustible: 0.8 lbs./Kw-Hora
Consumo de combustible: 0.372 lbs./Kw-Hr.

Generador:

Tipo:	ATB- 2 polos
KVA	4600
Kw	4600
Factor de Potencia	1000
Velocidad	5600 RPM
Voltaje	2700 Volts.
Fases	3
Frecuencia	93.3 ciclos
Conexión	estrella
Voltaje de excitación	120 V.

El generador es directamente conectado a la turbina por medio de un acople sólido.

Datos Generales:

Cada unidad consta de: dos calderas navales comunicables, dos turbogeneradores de voltaje y frecuencia variable, dos motores propulsores trifásicos de 6000 HP-2700 volt.- 400 RPM.- 93.3 ciclos, los cuales vienen con el eje de acoplamiento a la hélice inutilizado, por exigencia del Gobierno de los Estados Unidos con el objeto de que los barcos no tengan autopropulsión y sean utilizados como buques de guerra. Para ser utilizadas por el Ecuador como plantas eléctricas, las unidades han sido reactivadas completamente, tanto la parte mecánica como eléctrica y se ha añadido un equipo adicional constituido por un transformador de 4500 KVA trifásico de 1735/13800 volt. y un disyuntor automático necesario para la elevación de voltaje y protección del transformador.

Para adaptarse a nuestras condiciones de servicio, los turbogeneradores funcionarán con las siguientes características:

Generador:

3600	RPM
1735	Volt.
1800	Kw
0.8	cos ϕ
60	ciclos

Transformador:

Clase OA/FA trifásico 60 ciclos
Voltaje de trabajo: 7960/13800 Y /7960-1735
Potencia 4500 KVA
Conexión Δ/Y con metro afuera

ESTUDIOS PARA LA UBICACION DEL BUQUE: Para el abastecimiento de energía a la ciudad de Esmeraldas una unidad APD estará ubicada cerca de la población, en el Océano Pacífico. Para la elección del punto más adecuado del fondeo del buque se han hecho estudios previos tendientes a proporcionar la mayor seguridad para el funcionamiento de las plantas.

En primer lugar, se estudió la posibilidad de situar el barco en la desembocadura del río Esmeraldas, junto al centro de mayor consumo de energía; ésta ubicación muy conveniente técnicamente, significa una menor longitud de las líneas de abastecimiento y sobre todo favorecía a una mejor distribución, pero no fué posible por las siguientes razones:

I.- El río no tenía la profundidad suficiente para la entrada del barco y el fondeo del mismo.

II.- En épocas de crecida el río arrastra una gran palizada, que

podría estropear la estructura del barco y sobre todo, el agua es bastante turbia y con gran cantidad de basura, que obstruiría las entradas de agua para la refrigeración de los condensadores y mas elementos de las turbinas.

III.- Se estudió la posibilidad de un dragado para el acceso del buque a un sitio donde el río tenía profundidad suficiente, pero se encontró que este lugar era estrecho y podía obstaculizar el tránsito de pequeños barcos que transportan banano desde Quinindé y otros lugares de producción, situados a lo largo del río.

Descartada esta primera posibilidad considerada como ideal, se hicieron algunos sondajes en las orillas del mar, en lugares factibles para el fondeo del buque, sacando como resultado que el lugar más apropiado era el extremo de la "Punta Coquitos".

Esta ubicación presenta las siguientes ventajas:

- I.- El mar en este sitio es bastante tranquilo, el agua es limpia y tiene la profundidad necesaria.
- II.- Se aprovecha la punta que en tiempo de marea baja queda descubierta, para la plantación de postes y el tendido de líneas aéreas que son mucho más económicas que el transporte de la energía por cables submarinos.

C A P I T U L O I I

ESTUDIO DE LAS NECESIDADES DE ENERGIA ELECTRICA DE LA CIUDAD DE ESMERALDAS

Resumen del Estado actual del Servicio.- Actualmente la ciudad de Esmeraldas soporta un grave déficit de energía eléctrica, existen muchas restricciones y racionamientos, las interrupciones del servicio son frecuentes y el alumbrado público casi no existe, con excepción de la Avda. Bolívar, que está iluminada por las luces de los teatros y rótulos que se sirven de Plantas Particulares pequeñas.

Las redes de Distribución se encuentran en pésimo estado, la insuficiencia de calibres, la mala disposición de los circuitos y su mala aislación hacen que aproximadamente el 30% de la energía se pierda.

Los grupos generadores a diésel que actualmente dispone la ciudad son de poca capacidad y se encuentran bastante deteriorados por sus años de servicio y malas condiciones de operación.

En Esmeraldas, en general el deseo de disponer de luz y fuerza es vehemente, la población ha crecido notablemente y las posibilidades de establecer industrias son bastantes. Por las razones antes expuestas, la provisión de una fuente de energía que cubra las necesidades actuales y se anticipe a las demandas futuras, resulta impostergable.

Datos estadísticos del estado actual del Servicio Eléctrico.- Esmeraldas ha venido sirviéndose por cuatro grupos diésel eléctricos de propiedad municipal, que generan una

potencia total de 486.8 KVA equivalentes a 438.12 Kw, si se supone un factor de potencia igual a 0.9, en vista de que casi la totalidad de la carga es de alumbrado.

Aparte de las plantas municipales, existen otras 30 plantas particulares pequeñas con una potencia total de 300 Kw, que sirven a las pequeñas industrias, clínicas, hospitales, bancos, etc.

De estos 300 Kw particulares, aproximadamente 200 se emplean para mover pequeños motores de las fábricas de hielo, talleres de mecánica, carpinterías, etc., y los equipos del Telégrafo y Radio Internacional, los 100 restantes, se venden al público para alumbrado y utensilios domésticos. Si computamos hasta el año 1.961 la disponibilidad de energía en wattios por habitante, de servicio público, tenemos las siguientes cifras:

Plantas Municipales	438.12 Kw
Plantas Particulares.	100.00 "
Total Servicio Público.	<u>538.12 Kw</u>

Según datos del Servicio Cooperativo, la población en el año 1.961 es:

$$\text{Año 1.961} - \text{W/hab} = \frac{538.12}{26642} = 20.2$$

Esta cifra revela la condición deficitaria de disponibilidad de energía de la población de Esmeraldas, esto se confirma aún más, si comparamos con las cifras que tienen las ciudades de: Quito 60 W/hab; Guayaquil 70 W/hab., y Latacunga 140 W/hab.

Para el año 1.962 la cifra de 20.2 W/hab variaría un tanto si hacemos las siguientes consideraciones: La Planta "5 de Agosto" de 77 Kw, en el mes de Marzo ha salido fuera de servicio por daños graves ocasionados por su prolongado servicio.

Ultimamente el Municipio de Esmeraldas ha hecho la adquisición de un grupo usado de 250 KVA a la Empresa Eléctrica^{sa} Quito.

Los kilowatios disponibles en 1.962, serían:

Plantas Municipales	576.72 Kw
Plantas Particulares	<u>100.00 "</u>
Total:	676.72 Kw

La población para 1.962 es de 27361 habitantes, tomando como base la población de 1.961 y una tasa de crecimiento del 2.7% anual, cifra indicada por el mismo Servicio Cooperativo.

$$1.962 - W/hab = \frac{676.72}{27631} = 24.5$$

Cifra que no demuestra una situación satisfactoria y que no sería estable ya que los primeros grupos instalados irían saliendo periódicamente de servicio en corto plazo.

Consumo Industrial.- Este aspecto ha estado completamente desatendido ya que los 200 Kw considerados como industriales darían una cifra para 1.961 de $\frac{200}{26642} = 7.5$ W/hab.

Comparando con Manta, ciudad de iguales características, con $\frac{1800}{33000} \times 10^3 = 54.5$ W/hab se demuestra el

claro retraso en la utilización de energía eléctrica para la industria.

Después de haber analizado brevemente la repartición de la energía eléctrica en los consumos doméstico e industrial y haber determinado las cifras índice, para dar una idea completa del estado actual del servicio eléctrico, conviene dar algunos detalles sobre todos los elementos de producción y distribución de la energía:

Plantas en Servicio en el año de 1.962:

Planta Cementerio . . . Dissel . . .	281 KVA
Planta Luis Tello . . . " . . .	76 KVA
Planta Bartolomé Ruiz . . . " . . .	33,8 KVA
Planta Nueva " . . .	<u>250 KVA</u>
Total	640,8 KVA

Transformadores:

6 Transformadores monofásicos de 75 KVA-440/2300 (Instalados en la Planta del Cementerio)

En las Calles: 15 transformadores trifásicos de
2300/220/127 Volt con un total de 310 KVA.

2 Transformadores monofásicos de 1330/127 Volt.
con un total de 15 KVA.

Nota: En estos datos no están incluidos los transformadores últimamente adquiridos para la nueva Planta, en vista de que hasta la fecha de recopilación de estos datos, estaban en negociación.

En transformadores habría una potencia instalada de 325 KVA, cifra que no corresponde a los KVA de generación 486.8 hasta 1.961, esto es debido a que algunas de las plantas generan a baja tensión y la distribución se hace directamente desde las plantas.

Postes:

60 postes de hierro riel de 7 mts.

65 postes de hormigón armado de 7 mts.

150 postes de madera de 7 a 8 mts.

Aisladores:

336 aisladores de 2300 volt.

566 aisladores de baja tensión

Conductores:

1164	mts.	de	alambre	de	cobre	Nº	3/0
5530	"	"	"	"	"	"	2/0
400	"	"	"	"	"	"	1/0
16180	"	"	"	"	"	"	4
6660	"	"	"	"	"	"	6
14710	"	"	"	"	"	"	8
4050	"	"	"	"	"	"	10
3160	"	"	"	"	"	"	12

Medidores:

650 de 10 Amp. 120 volt.

De todo este material referente a redes podría utilizarse un 75% de conductores y el hierro riel para tensores, el resto de material con el nuevo sistema a 13800 Volt quedaría inutilizado y tal vez el Municipio

podría destinarlo para la electrificación de las parroquias rurales.

Nota: No incluyen estos datos las últimas adquisiciones de cables y postes hechas para la nueva Planta.

Personal de Mantenimiento de las Plantas Eléctricas y Redes:

Mantenimiento de Plantas:

	SUELDO
1 Jefe Supervisor	\$ 2.500,00
1 Primer Mecánico	1.350,00
1 " "	1.350,00
1 " "	1.350,00
1 Auxiliar	700,00
1 "	700,00
1 "	700,00
1 "	700,00
1 Guardian	600,00

M a n t e n i m i e n t o de Redes;

1 Inspector	2.000,00
1 Sub-inspector	1.300,00
1 Secretario (Oficina)	800,00
1 Recorredor de líneas	800,00
1 Ayudante de recorredor	700,00
1 " " "	700,00
1 " " "	700,00

Horas de trabajo de las Plantas y consumos de Combustible:

Planta Cementerio.- 13 1/2 horas.- 235 galones de petróleo y 2 1/2 galones de aceite.

Planta 5 de Agosto.- 5 1/2 horas.- 35 glnes petróleo y 1 galón aceite.

Planta Bartolomé Ruiz.- 6 horas.- 20 galones de petróleo y
1/2 galón de aceite.

Planta Luis Tello.- 13 1/2 horas.- 58 glnes de petróleo y
1/2 glnes de aceite.

Tarifas:

15 Kw/h base \$ 1,00; restantes \$ 0,70

focos de 100 W \$ 24,00 mensuales.

Recaudación Mensual \$ 48.000,00

Nota: 40 Kw no se cobran.

CONCLUSIONES:

De todos los datos enumerados anteriormente podemos deducir lo siguiente: La capacidad de las plantas es insuficiente para los requerimientos de la población. El número de transformadores es reducido, y la longitud y capacidad de las redes es insuficiente. La altura de los postes no es la recomendable. El número de medidores (650) para una población que tiene aproximadamente 3500 casas es ínfimo. En lo que se refiere a las recaudaciones haremos un análisis más detallado, para ver claramente las condiciones económicas con que operan las plantas:

Gastos anuales en Combustible y Personal:

Consumo diario:

Petróleo	Aceite	Gasto diario
348 glnes.	4.5 glnes	\$ 1.062,30

Precio del galón de petróleo \$ 2,60; aceite \$ 35,00

Gasto anual en combustible: \$ 1.062,30 x 360 = \$ 382.428,00

Gasto anual en Sueldos: "16.950 x 12 = \$ 203.400,00

Gastos totales anuales en combustible y perso- \$ 585.828,00

Recaudación anual \$ 48.000,00 x 12 = \$ 576.000,00.

Déficit anual.

Egresos	\$ 585.828,00
Ingresos	" 576.000,00
	<hr/>
	\$ 9.828,00
	<hr/>

El déficit de \$ 9.828,00 anuales sólo contempla los costos de combustible y personal y no está incluido amortización del equipo constituido por plantas, redes, vehículos, etc., ni los intereses de capitales, ni fondos para reparaciones, o sea que tomando en cuenta todos estos rubros el déficit sería mucho mayor.

DETERMINACION DE LAS DEMANDAS DE ENERGIA.

DEMANDA DOMESTICA.- Para determinar el valor de las cargas, - para el cálculo de la red y la capacidad de los transformadores, se efectuó un censo de las cargas instaladas en manzanas típicas de la ciudad.

En primer lugar se hizo una división de la ciudad en tres --- grandes sectores:

Comercial

Residencial

Vivienda Popular.

En cada uno de estos sectores se censó la carga instalada en las manzanas de mayor y menor demanda, a fin de tener una idea de la magnitud de la carga.

SECTOR COMERCIAL.- Este sector limitado por las calles: Maldonado, Olmedo, Montalvo y Delgadillo, es la parte principal de la ciudad, consta en su mayoría de: almacenes, bares, teatros, edificios de oficinas, etc.

En este sector, la manzana de mayor carga está comprendida entre las calles: Maldonado, Bolívar, Piedrahita y Cafizares, - tiene un número aproximado de 20 casas y las calles que limitan la manzana tienen longitudes que van de 70 a 90 mts., lo que indica, que cada casa tiene un frente aproximado de 15 a 20 mts.

Un detalle de esta manzana con sus cargas instaladas y la división de los lotes, se indica en el diagrama N° 1, incluido al final de este texto.

Del diagrama antes mencionado, vemos que la carga total insta

lada es de 33,04 KW. , y el número de casas 20, lo que nos da ría una potencia por casa de 1,652 KW.

La manzana de menor carga en el sector comercial, está comprendida entre las calles: Sucre, Olmedo, Quito y Calderón, la carga total conectada avanza a 13,9 KW., y el número de casas es de 20, esto quiere decir que tiene una carga media de aproximadamente 0,7 KW. por casa.

Las calles que limitan esta manzana tienen longitudes de 70 a 90 mts., que nos darían un frente medio de 15 a 18 mts.

SECTOR RESIDENCIAL.- Este sector lo constituye el barrio denominado "Las Palmas", situado al occidente de la ciudad frente al Pacífico, las viviendas son confortables y es residencia de gente de posibilidades.

La manzana de mayor carga en este sector, se encuentra entre las calles: Malecón, 1ra. Avenida, 9na. Transversal y 10 ma.- Transversal; tiene 10 casas construídas que tienen servicio eléctrico, la carga conectada total es de 15,45 KW. La carga media alcanzaría a 1,545 KW., estas casas tienen un frente de 20 mts. aproximadamente.

En este sector las cargas son más o menos homogéneas y así, la carga de la manzana de menor carga tiene 13,4 KW. y, 11 casas, lo que daría un valor medio de 1,22 KW/casa, el frente medio de cada casa alcanza a 20 mts.

SECTOR DE VIVIENDA POPULAR.- Este sector abarca la mayor parte de la ciudad, todas las viviendas son de obreros, estibadores y empleados.

En este sector la manzana de mayor carga dió los siguientes re

sultados:

Carga Conectada	7,00 KW.
N° de viviendas	16,00 KW.
Carga Media	0,437 KW/casa.
Frente medio	15 a 18 mts.

Nota: En esta manzana la calle Olmedo pertenece al sector comercial, por lo tanto no se ha tomado en cuenta la carga de esta calle ni el número de casas.

La manzana de menor consumo en este sector tiene las siguientes características:

Carga Conectada	7,00 KW.
N° de casas	21
Carga Media	0,333 KW/casa.
Frente Medio	15 a 18 mts.

DETERMINACION DE LA DEMANDA FUTURA.- Para determinar la demanda futura podemos basarnos en los resultados obtenidos haciendo las siguientes consideraciones:

1°) No resulta lógico asignar como carga única al promedio de las potencias máximas y mínima ya que, los abonados con mayor carga tendrían un déficit de disponibilidad de energía y los abonados de menor carga tendrían exceso.

Para obviar este problema, resulta procedente escalonar las demandas por lo menos de tres valores, para obtener resultados más aproximados.

En consecuencia tendríamos que asignar tres valores de carga en cada sector, los mismos que serían:

a) Promedio de la carga máxima.

b) Valor intermedio entre las cargas máxima y mínima.

c) Promedio de la carga mínima.

Habiendo establecido esta diferencia, las cargas se asignarán de acuerdo con la categoría del consumidor, clase de vivienda, standard de vida etc.

2º) El cálculo de la red se hará para servir eficientemente - 10 años, por lo tanto se proyectará tomando en consideración un porcentaje de crecimiento de la carga.

La asignación de este porcentaje resulta bastante incierto, ya que, la única manera exacta de determinarlo sería basándose - en estadísticas, pero de esto no se dispone ni un solo dato, - debido a que el servicio eléctrico de Esmeraldas ha sido muy irregular y también por falta de preocupación de la empresa - que no dispone de personal técnico capacitado.

La única manera de obviar este problema sería asimilando datos de otras ciudades de características semejantes, pero desafortunadamente, las condiciones son un poco diferentes por -- las siguientes razones:

a) Las estadísticas existentes de otras ciudades incluyen -- crecimientos acumulados de demandas domésticas e industria-- les y en nuestro caso es de interés sólo las cargas domésticas, ya que la parte industrial la consideraremos aparte.

b) Los datos de crecimiento de otras poblaciones son bastante elevados, debido a que casi todos han partido de una situación anterior deficiente y se dá los casos que de un año para otro ha habido crecimientos de hasta 100%.

En el caso de Esmeraldas, como se trata de un proyecto total mente nuevo, empieza cubriendo todas las necesidades actua--

les y los únicos crecimientos previsibles serían el aumento de la población consumidora y el mejoramiento del standard de vida. Para el caso de extensión de la ciudad por nuevas urbanizaciones, se tendría que instalar transformadores propios, de acuerdo con las necesidades, teniendo seguro que la red de alta tensión tiene la capacidad suficiente para cubrir estas demandas. Basándonos en las consideraciones anteriores, tendríamos que - para el consumo netamente doméstico podemos asignar un crecimiento acumulativo del 8% anual, porcentaje bastante satisfactorio que asegura un buen servicio, según indican estadísticas de otros países Latinoamericanos (Chile).

3°) Para determinar las potencias de cálculo se tomarán los -- respectivos valores de demanda y diversificación, de acuerdo -- con la clase de consumidor.

4°) Para incluir la carga de alumbrado público en los cálculos de las redes, se añadirá a las cargas individuales diversificadas los valores de 3, 4 y 5 watos por metro de frente de los lotes hacia la calle.

Estas cifras son valores medios que se utiliza para alumbrado de calles, en ciudades de la categoría de Esmeraldas.

CALCULO DE LA DEMANDA DIVERSIFICADA FUTURA.-

$$P = \left(\frac{c \times d}{D} + a \times 1 \right) 2,16$$

P= Demanda diversificada al cabo de 10 años.

c= Carga conectada actual.

d= Factor de demanda.

D= Factor de diversidad.

a= Watos por metro de frente (alumbrado público)

1= Longitud en metros de frente del lote.

2,16= Factor de multiplicación que corresponde a un crecimiento de carga del 8% en 10 años.

SECTOR COMERCIAL.-

Valores de carga conectada:

- a) Valor máximo: 1,652 KW/casa.
- b) Valor Medio: 1,18 KW/casa.
- c) Valor mínimo: 0,7 KW/casa.

Para facilitar los cálculos reduciremos estas potencias a KVA, suponiendo que en este sector la energía se consume a un factor de potencia de 0,85, en vista de que la carga está constituida por alumbrado y pequeños motores eléctricos.

Carga Conectada en KVA.-

- a) 1,94 KVA
- b) 1,35 KVA
- c) 0,823 KVA.

Cargas diversificadas futuras:

$$Pa = \left(\frac{1,94 \times d}{D} + 0,005 \times 20 \right) 2,16$$

Para este sector tomaremos como 0,7 el factor de demanda:

En cuanto al factor de diversidad debido a la no coincidencia de las demandas máximas, tomamos el valor 2,4 sugerido por el Ing. Garduño F. en su manual de "Electricidad Gráfica".

$$Pa = \left(\frac{1,94 \times 0,7}{2,4} + 0,005 \times 20 \right) 2,16$$

$$Pa = (0,566 + 0,100) 2,16 = 1,44 \text{ KVA.}$$

Por seguridad tomaremos para el cálculo el valor de 1,5 KVA/lote.

$$P_b = \sqrt{\left(\frac{1,35 \times 0,7}{2,38} + 0,004 \times 15 \right) 2,16} \times 1,05$$

$$P_b = 0,984 \times 1,05 ; \text{ similar a } 1 \text{ KVA/Lote.}$$

$$\underline{P_b = 1 \text{ KVA/Lote}}$$

$$P_c = \sqrt{\left(\frac{0,823 \times 0,7}{2,38} + 0,004 \times 15 \right) 2,16} \times 1,05$$

$$P_c = 0,653 \times 1,05 = 0,6856;$$

Tomaremos para el cálculo 0,7 KVA/Lote.

$$\underline{P_c = 0,7 \text{ KVA/Lote.}}$$

SECTOR RESIDENCIAL.-

$$a) \frac{1,28 \text{ KW}}{0,85} = 1,5 \text{ KVA.}$$

$$b) \frac{1,22 \text{ KW}}{0,85} = 1,44 \text{ KVA.}$$

Factor de Demanda = 0,7

Factor de Diversidad = 3

Como los valores máximo y mínimo de las cargas son -
practicamente iguales, consideraremos el valor de 1,5 KVA. pa-
ra el cálculo de la Demanda Diversificada Futura.

$$P = \sqrt{\left(\frac{1,5 \times 0,7}{3} + 0,003 \times 20 \right) 2,16} \times 1,05$$

$$P = 0,8856 \times 1,05 = 0,9298 \text{ KVA/Lote.}$$

$$P = \underline{0,93 \text{ KVA/Lote.}}$$

VIVIENDA POPULAR.-

Potencia instalada en la manzana de mayor carga: ---

0,69 KVA.

Factor de Potencia = 0,9

$$\text{Carga en KVA} = \frac{0,69 \text{ KW}}{0,9} = 0,76 \text{ KVA.}$$

Potencia instalada en la manzana de menor carga: --
0,358 KW.

$$\text{Factor de Potencia} = 0,9$$

$$\text{Carga en KVA} = \frac{0,358 \text{ KW}}{0,9} = 0,39 \text{ KVA.}$$

Para el valor intermedio tomamos: 0,45 KVA.

Cargas instaladas en KVA:

a) 0,76 KVA

b) 0,45 KVA

c) 0,39 KVA

Cargas Diversificadas Futuras:

$$\text{Factor de Demanda} = 0,8$$

Factor de Diversidad = 2,2 y 2 (Valores sugeridos -
en el Manual del Ing. Electricista, Tomo II, de Knowl-
ton).

$$P_a = \sqrt{ \left(\frac{0,76 \times 0,8}{2,2} + 0,003 \times 15 \right) 2,16 } 1,05$$

$$P_a = \sqrt{ (0,270 + 0,045) 2,16 } 1,05$$

$$\underline{P_a = 0,7 \text{ KVA/Lote.} \quad \checkmark}$$

$$P_b = \sqrt{ \left(\frac{0,45 \times 0,8}{2} + 0,003 \times 15 \right) 2,16 } 1,05$$

$$P_b = \sqrt{ (0,180 + 0,045) 2,16 } 1,05$$

$$\underline{P_b = 0,5 \text{ KVA/Lote} \quad \checkmark}$$

$$P_c = \sqrt{ \left(\frac{0,39 \times 0,8}{2} + 0,003 \times 15 \right) 2,16 } 1,05$$

$$P_c = \sqrt{ (0,156 + 0,045) 2,16 } 1,05$$

$$\underline{P_c = 0,45 \text{ KVA/Lote} \quad \checkmark}$$

Como este sector es el más amplio, aparte de las cargas calculadas, tomaremos valores de: 0,6 y 0,4 KVA/Lote, para establecer una escala más adecuada, ya que, dada la variedad de categorías de vivienda es más apropiado establecer estas diferencias.

DIAGRAMA No. 1

PIEDRAHITA

BOLIVAR	1.740w	800w	600w	1.500w	1.500w	1.500w	2.400w	MALDONADO
	1.000 w	33,04 K.W. 20 CASAS 1,652 Kw/ CASA					1.500 w	
	3.300 w						200 w	
	3.000w						3.000w	
	2.000 w							
	2.500 w							
3.500w	700 w	800 w	500 w	1.000 w				

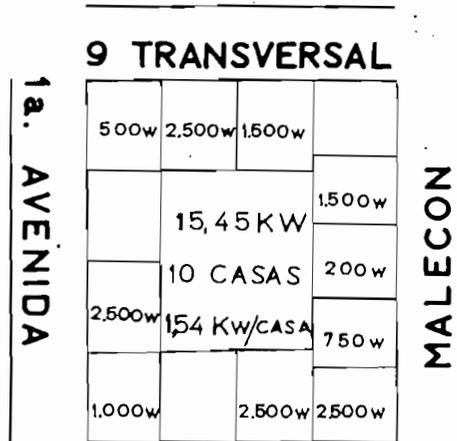
MANUELA CAÑIZARES

QUITO

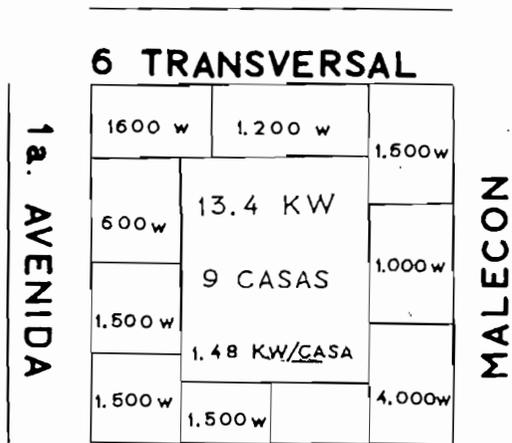
OLMEDO	200 w	800 w	2.500 w	800 w	SUCRE	
	800 w	13,9 K. W. 20 CASAS 0.695 Kw/CASA				500 w
	800 w					500 w
	800 w					1.000 w
	800 w					800 w
	100 w					100 w
800w	100 w	500 w	500w	500 w	1.000w	

CALDERON

DIAGRAMA No.2

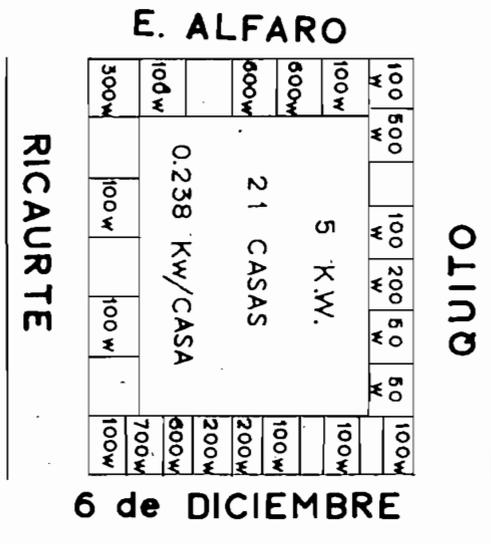
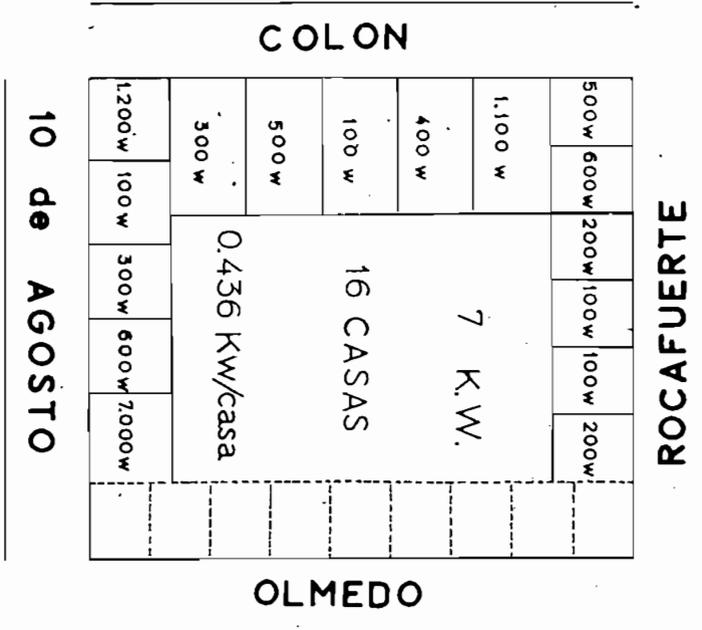


10 TRANSVERSAL



7 TRANSVERSAL

ESQUEMA No. 3



CAPITULO III

RED DE BAJA TENSION

CONSIDERACIONES GENERALES.-

Una red, para proporcionar un servicio eficiente y continuo a los consumidores, debe ser proyectada - considerando las necesidades presentes y futuras de los mismos, paralelamente a la tendencia de asegurar la calidad y continuidad del servicio, se debe observar la economía en el equipo y materiales de las redes, con el objeto de reducir los costos - de distribución, que en definitiva pesan sobre los clientes e impiden una mejor explotación del sistema.

En lo que se refiere al diseño de las redes, hay que proyectarlas dotándolas de suficiente elasticidad, para que con mínimos cambios puedan hacerse ampliaciones progresivas, a fin de atender nuevas demandas y aliviar crecimientos imprevistos.

Por otra parte, dado el elevado costo de la generación térmica, hay que procurar que el consumo de la red (pérdidas) sea el mínimo posible.

CALCULO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION.-

El cálculo de una red de distribución de energía eléctrica es un problema bastante complejo y su dificultad es-- triba, antes que en la falta de leyes fundamentales perfecta-- mente definidas de la Electrotecnia, en la imposibilidad de fi-- jar previamente las condiciones reales en que la red va a fun-- cionar. Hay muchas suposiciones en las cuales se basa cada pro

yectista para el diseño de una Red, unas, bastante aproxima-
das a la realidad por la experiencia que se ha tenido de e-
llas; pero la mayoría son indudablemente estimativas y se
confían al criterio y apreciación del autor del proyecto.

En vista de las razones mencionadas podemos con-
cluir, en que si un mismo estudio lo realizan bajo las mis-
mas condiciones diversas personas, aún de igual capacidad -
técnica, seguramente habrá tantas soluciones como proyectos
elaborados, ya que existen muchos factores variables como:
ubicación exacta de los consumidores con sus demandas máximas,
factores de utilización, incrementos futuros de aparatos e-
léctricos, variación de los factores de potencia, etc., etc.,
que convierten en un problema de adivinación el proyecto de
una Red.

Sin embargo existen conceptos básicos y medios --
prácticos que simplifican el problema, permitiendo acercarse
a las condiciones reales en que funcionará la Red, así -
por ejemplo, se pueden establecer semejanzas con redes ins-
taladas de características similares, o se diseña la Red de
tándole de suficiente elasticidad a fin de que conociendo -
posteriormente las condiciones reales de funcionamiento, se
hagan las modificaciones adecuadas, tales como: cambiar la
ubicación de transformadores, variar la potencia y el núme-
ro de los mismos, cambiar secciones de conductores, etc. --
Las modificaciones indicadas son factibles en mejores condi-
ciones en las redes aéreas.

Con la observación meditada de las consideracio--

nes anteriores, se tratará de aplicar el procedimiento más razonable y práctico para el cálculo de las redes.

Teniendo como base el análisis de las cargas que fué tratado en detalle en el Capítulo II, se procederá para el cálculo de conductores y potencia de transformadores, en la siguiente forma:

UBICACION DE LAS CARGAS.-

Para tener uniformidad en la distribución de las cargas, el amanzanamiento de la ciudad se ha dividido en lotes con frentes que varían de 15 a 20 metros, de acuerdo al número de casas que existen por manzana; en cada lote se han ubicado las cargas diversificadas futuras, cuyos valores para los diferentes sectores fueron calculados en el Capítulo II.

Posteriormente a la localización de las cargas se ha hecho la distribución de los postes, tomando en consideración los siguientes puntos:

1.- El espaciamiento de los postes debe ser lo más uniforme, ya que en cada poste se montará una luminaria y si hay diferencia notable en los vanos, no se puede lograr uniformidad en la iluminación de las calles.

Las distancias adoptadas entre postes varían entre 35 y 40 metros, ya que esta disposición reduce las longitudes de las acometidas, no se obtienen flechas mayores que afectan la estética de las calles y se obtiene un alumbrado público adecuado.

2.- Otro de los factores determinantes para la ubicación de los postes, son las facilidades que presenta el terreno, evitando la localización de los mismos en las esquinas, - lo cual constituye un obstáculo mayor para los peatones y para la visibilidad de los conductores de vehículos.

Por último, y una vez que se ha hecho la distribución de los postes, se procederá a la concentración de las cargas en los mismos, de acuerdo al número de acometidas que se harán desde cada uno de ellos. Esta consideración se hace en vista de que por seguridad las acometidas se efectuarán desde los postes y no desde el medio vano, lo cual constituye un peligro inminente de cortocircuitos en redes de conductores desnudos y es además antiestético.

DISEÑO ELECTRICO DE LAS REDES DE BAJA TENSION.-

a) NATURALEZA DE LA CORRIENTE Y LA TENSION.-

Con respecto a la naturaleza de la corriente, ésta podría ser: Continua o Alterna y en ^{este} último caso, monofásica o trifásica; para el presente estudio o sea, para el servicio de la ciudad de Esmeraldas, la corriente alterna vendrá impuesta ya sea por la fuente de generación que alimentará a Esmeraldas, o por las características de las instalaciones ya existentes que corresponden a receptores de Corriente Alterna.

Con respecto a la Tensión, igualmente, estaría pre-fijada por las condiciones locales y el tipo de instalaciones ya establecidas, que corresponden a la utilización de voltajes standares, de 120 Voltios para alumbrado y pequeños utensilios domésticos y 210 - 220 Voltios sistema trifásico, para utensi

lios de mayor potencia y motores de inducción.

SISTEMA DE DISTRIBUCION.-

Las redes de distribución de Corriente Alterna en baja tensión, pueden hacerse monofásicas bifilares o trifilares y trifásicas y 4 conductores.

En lo que respecta a las primeras, las monofásicas trifilares son más convenientes y económicas porque permiten disponer de dos tensiones y, en lo que se refiere a peso de conductor se puede obtener una economía hasta del 68,7% de la bifilar, si se emplea para el neutro una sección equivalente a la mitad de la correspondiente a una fase.

La red trifásica a 4 hilos tiene una ligera ventaja sobre la monofásica trifilar, en lo que respecta al peso de conductores y además, es adecuada para servicio en áreas donde hay consumos de alumbrado y fuerza.

Después de haber hecho algunas consideraciones generales acerca de las características y ventajas de los diferentes sistemas, se analizarán a continuación individualmente cada tipo de distribución y se establecerán algunas comparaciones a fin de encontrar la conveniencia de uno u otro sistema para justificar su aplicación.

SISTEMAS MONOFASICOS BIFILAR Y TRIFILAR.-

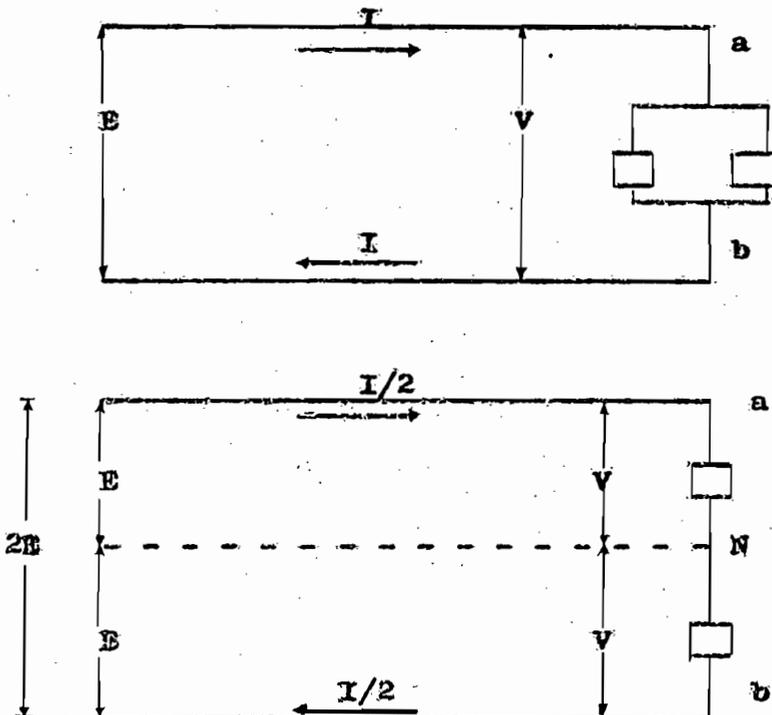
La distribución a tres hilos tiene como primera ventaja una apreciable economía en sección de conductores y por lo tanto en el peso de los mismos.

Para demostrar la diferencia que se tiene en los pesos de los conductores necesarios examinaremos dos sistemas, uno con dos conductores y otro con tres, haciendo la suposición

ción que en los dos casos las cargas se encuentran al final de los circuitos, el tipo de carga es el mismo o sea de igual magnitud y con el mismo factor de potencia.

Si llamamos V la tensión de trabajo de los receptores, esta 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 $\Delta V = E - V$; se expresa en tanto por ciento de V , esta será la caída de tensión máxima para la distribución bifilar y para cada alimentación entre fase y neutro de la trifilar, en consecuencia, para este último sistema cuando funciona equilibrado la caída de tensión admisible será:

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



003023

En la instalación bifilar cuando los receptores fun

cionen normalmente los alimentadores estarán recorridos por una corriente I y para la trifilar por la corriente $I/2$ ya que las dos cargas practicamente se conectan en serie y tienen un voltaje de alimentación igual a $2V$.

Si llamamos R_1 la resistencia del alimentador bifilar y s_1 su sección correspondiente, para el alimentador -- trifilar tendríamos los valores correspondientes R_2 y s_2 .

Calculamos las caídas de tensión en ambos casos :

$$(1) \quad \Delta V = 2 R_1 I = 2 \frac{\rho l}{s_1} I \quad ; \quad s_1 = \frac{2 \rho l}{\Delta V} I.$$

$$(2) \quad 2 \Delta V = 2 R_2 I/2 = \frac{\rho l}{s_2} I \quad ; \quad s_2 = \frac{\rho l}{2 \Delta V} I.$$

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

$$\frac{s_1}{s_2} = \frac{\frac{2 \rho l}{\Delta V} I}{\frac{\rho l}{2 \Delta V} I} = \frac{4}{1}$$

$$s_2 = \frac{s_1}{4}.$$

Es decir, que para la misma caída de tensión la sección de cada alimentador en el sistema trifilar se reduce a la cuarta parte; pero en la práctica y como siempre se producen desequilibrios, es una buena norma de seguridad para disminuir la caída de tensión en el conductor neutro, adoptar un calibre para éste equivalente a los dos tercios de la sección de una fase, esto se consigue aproximadamente utilizando un calibre dos números más de la galga AWG.

Ejemplo: Si se utiliza conductores N° 4 AWG. en --

las fases, para el neutro habría que utilizar un conductor N° 6 AWG.

$$\text{N}^\circ 4 \text{AWG} \quad s_1 = 21,15 \text{ mm}^2$$

$$\text{N}^\circ 6 \text{AWG} \quad s_2 = 13,30 \text{ mm}^2$$

$$\frac{s_2}{s_1} = \frac{13,30}{21,15} \approx \frac{2}{3}$$

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

$$\text{Bifilar} \quad S_{T1} = 2 s_1$$

$$\text{Trifilar} \quad S_{T2} = 2 s_2 + \frac{2 s_2}{3} = \frac{8 s_2}{3}$$

Como $s_2 = \frac{s_1}{4}$; se tiene:

$$S_{T2} = \frac{8 s_1}{12}$$

Y dividiendo S_{T2} para S_{T1} :

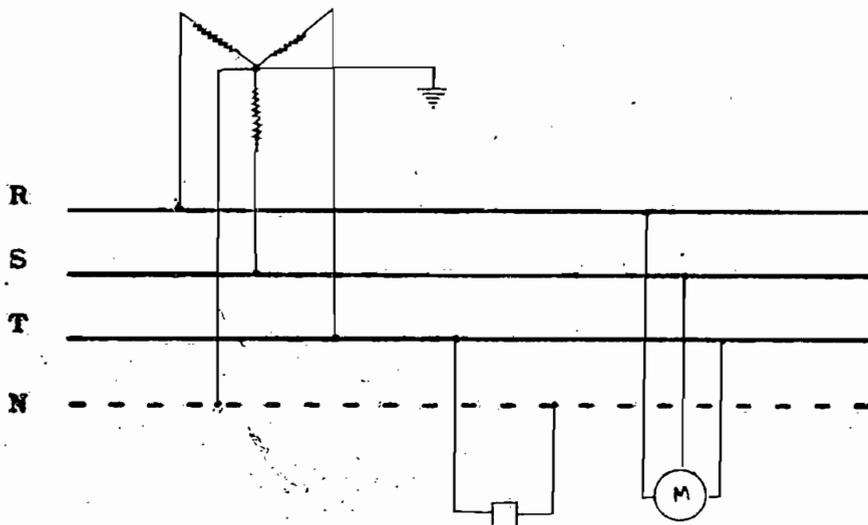
$$\frac{S_{T2}}{S_{T1}} = \frac{\frac{8 s_1}{12}}{2 s_1} = \frac{8 s_1}{24 s_1} = \frac{1}{3} = 0,33$$

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

Otra de las ventajas que podemos anotar en el sistema trifilar, es la facilidad de disponer dos tensiones, una el doble que la otra, lo cual es importante para consumos de alumbrado y fuerza, ya que, se pueden alimentar motores a la tensión doble, los cuales son de menor tamaño y más baratos que los que se podrían alimentar con el sistema bifilar; en el que se dispone de una tensión menor entre fases.

SISTEMA TRIFASICO EN ESTRELLA A 4 CONDUCTORES.-

Es el más conveniente entre todos los sistemas de distribución trifásica.



Este tipo de distribución es el más apropiado donde existen consumos de alumbrado y fuerza motriz, o donde la densidad de carga es de alguna importancia, puesto que permite la utilización de dos tensiones: la tensión simple entre fase y neutro, utilizada para alimentación de instalaciones de alumbrado (120 Voltios) y las tensiones compuestas para alimentación de motores trifásicos (208 - 220 Voltios).

DIFERENCIA EN SECCIONES DE CONDUCTORES CON EL SISTEMA MONOFA SICO TRIFILAR.-

Añalizando la distribución monofásica trifilar ha**bi**amos encontrado que la corriente que circula por los ali**men**tadores 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 en estrella, tenemos que para una --

misma carga la corriente fluye por cada alimentador en el sistema estrella es igual a 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 en el sistema monofásico trifilar.

Computando las secciones totales necesarias en cada sistema, se obtiene que:

Como quedó demostrado al analizar el sistema trifilar:

$$S_{T2} = \frac{8 S_2}{3}$$

siendo S_2 , la sección del conductor activo; y si llamamos S_3 la sección del conductor activo del sistema trifásico en estrella a 4 hilos, tenemos:

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

En un sistema trifásico en estrella a 4 conductores, cuando este sirve a sectores en que la carga predominante es monofásica y, si el área servida por este sistema es de alguna importancia, es conveniente utilizar para el conductor neutro una sección equivalente a un número más

que el correspondiente a la sección de cada fase en la galga AWG, con el objeto de reducir la pérdida de voltaje; por ejemplo:

Sección de Fase	Nº 2 AWG
Sección del Neutro	Nº 3 AWG

Esta práctica queda más justificada si la red trifásica de baja tensión es interconectada; por que, es conveniente en este tipo de red, que no se produzcan mayores desequilibrios en las tensiones.

El 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 (3), será:

$$S_N = \frac{4}{5} S_3 \quad ; \text{ o sea,}$$

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

Reemplazando el valor de S_3 en función de S_2 ;

$$S_3 = \frac{2}{3} S_2,$$

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

Dividiendo S_{T3} para S_{T2} :

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

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

Lo que nos dice que con el sistema trifásico a 4 hilos y, 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 de conductores que en definitiva equivale al peso de los mismos, de un 5%.

Por los resultados de las consideraciones que se han hecho hasta aquí, el sistema trifásico resultaría más conveniente; pero esto es bastante relativo, ya que existen otros factores que intervienen en el costo total de una red y que los analizaremos brevemente para poder tener más elementos de juicio y poder decidir por uno u otro sistema.

INFLUENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO.-

Según estadísticas que se publican en la revista de las Naciones Unidas, "Rural Electrification", volumen V, el costo de construcción de líneas monofásicas es de US\$1.700 por milla comparado con US\$2.850 para líneas trifásicas. La instalación de un transformador monofásico cuesta US\$265, - comparado con US\$400 para transformador trifásico.

Por otra parte, la misma revista indica los precios medios de motores, cuyos datos indicamos a continuación:

Motor HP	Trifásico	Monofásico
1	US\$ 94,77	US\$ 106,11
	" "142,56	" " 236,52
	" "171,72	" " 394,47
	" "285,12	" " 736,29

Como conclusión final, podemos decir que es relativo la conveniencia de uno u otro sistema y depende únicamente de las características y magnitud de la carga que se desea servir.

Para el caso concreto del presente proyecto, o sea la distribución para la ciudad de Esmeraldas, se ha estudiado

do detenidamente las características de los consumos en toda el área urbana y después de un análisis prolijo, se ha encontrado la ventaja de utilizar el sistema trifásico a 4 hilos en la parte principal de la ciudad y el sistema monofásico trifilar en el resto de la población, por las siguientes razones:

a) Distribución en Baja Tensión Trifásica a 4 Hilos.- (Banqueada)

Este sistema se ha utilizado en la parte central de la ciudad, abarcando un sector de 29 manzanas, con una densidad promedio de 17 KVA/Manzana.

La carga en este sector es predominantemente de alumbrado, existiendo también alguna cantidad de motores trifásicos pequeños, utilizados en talleres de carpintería, mecánicos, bombas hidráulicas, molinos, etc. y, es posible -- que en el futuro se incrementen las pequeñas industrias; y siendo el sector más importante de la ciudad, se utilicen -- también cocinas eléctricas trifásicas.

b) Economía en peso de conductores.

c) Posibilidad de utilizar dos tensiones.

Por las razones indicadas se ha previsto en este sector, una red interconectada trifásica a 4 conductores.

Red Radial Monofásica Trifilar.-

Esta red se ha previsto para el servicio del resto de la población, en donde la densidad de carga es menor y -- la carga, casi en su totalidad, es de alumbrado y pequeños -- utensilios domésticos.

Además, existe una diferencia de alguna importancia en costos de la red de distribución primaria que alimenta a este sistema, ya que siendo las líneas de alta tensión -- con tres fases y neutro, 13,8/7,96 KV, es posible utilizar la tensión de 7,96 KV. entre fase y neutro, para las ramificaciones de alimentación a los transformadores monofásicos, esto trae consigo las siguientes ventajas:

- a) Utilizar transformadores de menor tensión, que son más económicos.
- b) Economía en los accesorios de protección de los transformadores. Como la alimentación del transformador se hace entre fase y neutro de la alta tensión, los accesorios de protección de los transformadores, se reducen a un solo pararrayo y un portafusible de alta, utilizados en la fase activa.

En caso de ser transformadores trifásicos, serían necesarios 3 pararrayos y 3 portafusibles de alta.

- c) Siendo las líneas de alta tensión una fase y neutro, se requiere un solo aislador de alta para la fase, y el neutro puede montarse en un porta-neutro que no necesita ser aislado, ya que el sistema de alta está con el neutro puesto a tierra; este hecho trae la ventaja de utilizar postes de menor altura y suprimir crucetas.
- d) Menor peso de conductores. Por razones mecánicas no es conveniente utilizar secciones pequeñas de conductores, aunque electricamente fueran las justificadas; por lo tanto tenemos que para las ramificaciones de la línea troncal que alimentan los transformadores monofásicos y trifásicos, se -

consigo un aumento del costo en conductores, ya que, si prolongamos los circuitos y tenemos como límite una caída de tensión prefijada, tendremos que aumentar la sección del conductor y, por consiguiente, su peso; por otro lado, tenemos que al aumentar la capacidad del transformador, el costo por KVA disminuye.

Para llegar a la solución más económica, tendríamos - que estudiar una cantidad de variaciones, entre potencia de transformadores y calibres de conductores, con las complicaciones posteriores de que, cuando se tienen las líneas pesadas y transformadores grandes, se encarecen las estructuras de soporte y el costo de instalación; por lo tanto, tenemos un sinúmero de variables que complican el problema y lo hacen largo y anojoso, que para fines prácticos se podrían evitar estos cálculos y atenerse a resultados de experiencias - que ya se han probado y han dado soluciones satisfactorias.

Antes de entrar al cálculo de conductores y a la - selección de transformadores, es indispensable escoger el material de los conductores y justificar el uso.

JUSTIFICACION DEL USO DEL MATERIAL DE LOS CONDUCTORES PARA - LAS REDES DE BAJA TENSION.-

Comparando las propiedades del obre y el aluminio, que son los únicos apropiados para redes de baja tensión tenemos:

	Cobre	Aluminio
Resistencia a 20° C.	18	28,7
Conductibilidad en %	97	61
Peso Específico gr./cm ³	8,9	2,7

	Cobre	Aluminio
Resistencia a la Tracción en Kg/mm ²	42	17
Precio por Kg. en US\$	1,21	0,65

Para tener una idea más clara, haremos la comparación entre dos conductores, uno de cobre y otro de aluminio, equivalentes electricamente; por ejemplo:

	Cobre N° 2AWG	Aluminio 1/0 AWG
Peso en Kg. por Km.	305	146,1
Precio por Km., en US\$	370	95

O sea, que se tendría un ahorro de aproximadamente del 75% en costo; pero el aluminio tiene una serie de inconvenientes, de los cuales podemos anotar:

- a) Los conductores de aluminio son muy delicados para el manejo, con lo cual se complica y se encarece la construcción.
- b) Los conductores de aluminio requieren de algunos accesorios y herramientas especiales para empalmes, terminales, etc. que significan costos adicionales.
- c) Las conexiones son más difíciles y requieren de sustancias y procedimientos especiales para la capa de óxido que inevitablemente se forma sobre el conductor.
- d) I por fin, para el caso que estamos estudiando, o sea, el reemplazo de una red en la que se tienen acometidas e instalaciones ya establecidas y previstas para conductores de cobre, resultaría muy honeroso reemplazarlas o utilizar conectores y terminales para cobre-aluminio, que son bastante costosos.

En definitiva, sería necesario efectuar un estudio muy detallado y minucioso para evaluar todos los costos adicionales que significan las instalaciones de aluminio en ba-

ja tensión y poder definir su conveniencia, este aspecto es tá fuera del alcance de este estudio.

En vista de los inconvenientes que tienen los con ductores de aluminio y por la standarización que los conduc tores de cobre han alcanzado en el país, justificaremos el uso de los últimos ya que, es una ventaja importante, el -- disponer en el mercado de equipó y materiales para instala- ciones con conductores de cobre.

Otra razón que se agregaría a la anterior es que, de la red actual, que es de conductores de cobre, se podría utilizar una buena cantidad de materiales y por tanto es -- ventajoso la igualdad en el tipo de conductores.

En la actualidad y por la buena experiencia que - se ha tenido, se utiliza conductores de cobre desnudo, con lo cual se tiene una notable economía con respecto a los -- conductores aislados, cuyo uso no prestaría mayores venta- jas, dado el ambiente húmedo y salino en el que van a fun- cionar el cual, ocasionaría el pronto deterioro de la capa aislante protectora; y si se prevee un aislamiento especial, aumentaría considerablemente el precio de las redes.

Además y dado el perfeccionamiento que se ha lo- grado en la instalación de redes con conductores desnudos, se consigue un buen aislamiento y las posibilidades de corto circuitos se producen solo en forma accidental.

Por la imposibilidad de disponer de datos y experien- cias acerca de los conductores de aluminio para redes de ba ja tensión, nos hemos limitado hacer una justificación poco

detallada del uso del material de los conductores, en instalaciones de baja tensión, sin embargo, es de insistir en la importancia de hacer un estudio más profundo de carácter técnico y económico sobre la conveniencia de la utilización del aluminio en sistemas de baja tensión, ya que esto sería un aspecto innovador en el país, que podría traer mejores economías a las empresas encargadas de la distribución de la electricidad, por lo tanto, dichas entidades serían las llamadas en hacer investigaciones más prolijas sobre este aspecto.

CALIBRES DE CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES PARA LA RED RADIAL MONOFASICA TRIFILAR.-

Para redes monofásicas trifilares de 240/120 Voltios en el "Manual del Ingeniero Electricista" II Tomo de Knowlton, se indica la economía que se obtiene para redes de este tipo, utilizando conductores de cobre en secciones de 20 a 35 mm².

En lo que respecta a la capacidad de los transformadores en el libro "Distribution Systems" de Westinghouse, indica que los transformadores monofásicos "predominantemente" usados en áreas residenciales son de potencias que varían entre 10 y 25 KVA.

Indudablemente que transformadores de mayor potencia son más económicos, ya que se reduce su costo por KVA, pero es menos aventurado proveer transformadores pequeños; que en caso de quemarse, el costo de reposición es menor y sobretodo proporcionan una mayor elasticidad a las redes, -

lo cual es sumamente ventajoso para servir cargas imprevistas que se presentan continuamente y para hacer modificaciones adecuadas para el buen funcionamiento de la red.

Pero, como practicamente ya nos hemos impuesto el calibre de conductores, al aceptar que las secciones de 20 a 35 mm² son más convenientes economicamente, la potencia de los transformadores vendrá necesariamente supeditada a la máxima utilización de los conductores de los calibres mencionados; sin embargo, para casos especiales, en que la densidad de carga o la conveniencia de extender los circuitos se imponga, tendremos que salirnos de los límites fijados para las secciones de conductores y potencia de transformadores.

De igual manera, tendríamos que eludir los límites impuestos si es que se trata de servir grupos de cargas que estén un tanto aisladas y cuya magnitud sea de poca importancia.

CALCULO DE LA UTILIZACION DE LOS CONDUCTORES.-

Esto tiene por objeto conocer las capacidades máximas de conducción de los cables, a fin de poder aprovecharlos completamente.

Por mayor facilidad para el diseño de las redes nos concretaremos a calcular el número de KVA-Metros, a que alcanza cada conductor para cubrir una cierta caída de tensión.

La caída de tensión que permitiremos, es el 4%; este valor es aceptable para redes con poca densidad de carga, ya que, inclusive las normas de algunos países aceptan hasta el 5%.

El voltaje que utilizaremos es de 120/240 Voltios, que es el standard americano en baja tensión para transformadores monofásicos de 2,4 a 13,8 KV. Nos referimos al standard americano únicamente, ya que la red primaria de alta tensión es de 13,8 KV., con neutro, el cual corresponde a un sistema americano exclusivamente.

La distancia que se tomará entre conductores de baja tensión será 8"; según las normas americanas, esta distancia corresponde a conductores aislados, pero en el país y especialmente en Quito, se ha tenido una buena experiencia utilizando esta separación para conductores desnudos.

CALCULO DE LA UTILIZACION DEL CONDUCTOR N° 2 AWG DE COBRE - SEMIDURO CABLEADO.-

$$R = 0,5126 \Omega / \text{Km.} \quad \text{Distancia entre conductores } = 8''$$

$$X_a = 0,574 \Omega / \text{M.} \quad \cos. \phi = 0,9$$

$$X_d = -0,0492 \quad \text{sen. } \phi = 0,436$$

$$\text{Caída de tensión admitida} = 4\% = 9,6 \text{ Volt.}$$

$$X = X_a + X_d = 0,574 - 0,0492 = 0,5248 \Omega / \text{M.}$$

$$X = 0,326 \Omega / \text{Km.}$$

$$Z = R. \cos. \phi + X. \text{sen. } \phi$$

$$Z = 0,5126 \times 0,9 + 0,326 \times 0,436 = 0,4613 + 0,1421$$

$$Z = 0,6034 \Omega / \text{Km.}$$

CALCULO DE LOS KVA-METROS PARA OBTENER EL 4% DE CAIDA DE TENSION.-

En el sistema monofásico 120/240 Voltios a 3 hilos, podemos hacer las siguientes consideraciones:

a) Como se tiene las cargas concentradas en los postes, en KVA, se parte de la suposición de que el voltaje de alimentación es de 240 Volt.; a pesar que generalmente las acometidas son a 120 Volt., dicha suposición es aceptable porque, comunmente se tiene 4 acometidas desde cada poste y es posible equilibrar las cargas, con lo cual queda justificado los 240 Volt., como tensión de alimentación de la carga total conectada al poste.

Por consiguiente, la corriente por KVA será:

$$I = \frac{\text{KVA}}{240} \times 10^3 = 4,16 \text{ Amp./ KVA.}$$

b) La caída de tensión se calcula tomando en cuenta solo los conductores activos, ya que, estando las cargas equilibradas, por el conductor neutro no circula corriente y por tanto no influye en la caída de tensión, esta consideración no es del todo exacta, por que siempre existe desequilibrio, - pero de todas maneras no se llegaría a cubrir el 5% de pérdida de voltaje, que es el máximo admitido en redes que no sean de mayor importancia, o sea con densidades de cargas pequeñas.

$$\Delta V = 2 \times I \times Z \times L = 2(4,16 \times \text{KVA} \times 0,6034 \times 10^{-3} \times L)$$

$$\Delta V = 5,03 \times 10^{-3} \text{ KVA-Metros.}; \quad L = \text{Longitud en metros.}$$

Como se admite el 4% de caída de tensión o sea :

$$\Delta V = 4 \times \frac{240}{100} = 9,6 \text{ Volt.}$$

El número de KVAmts. que se puede obtener con el conductor de cobre N° 2 AWG., será:

$$\text{KVAmts.} = \frac{9,6 \times 10^3}{5,03} = 1.908$$

N° 2 AWG (cobre) ----- 1.908 KVAmts.

CONDUCTOR DE COBRE SEMIDURO CABLEADO N° 4 AWG.-

$$R = 1,388 \Omega/M. \quad \text{Distancia entre conductores} = 8''$$

$$X_a = 0,599 \Omega/M. \quad \cos. \phi = 0,9$$

$$X_d = -0,0492 \quad \text{sen. } \phi = 0,436$$

$$\Delta V = 4\% = 9,6 \text{ Volt.}$$

$$X = X_a + X_d = 0,599 - 0,0492 = 0,5498 \Omega/M.$$

$$X = 0,3417 \Omega/Km. \quad ; \quad R = 0,8626 \Omega/Km.$$

$$Z = R. \cos. \phi + X. \text{sen. } \phi$$

$$Z = 0,8626 \times 0,9 + 0,3417 \times 0,436 = 0,9253$$

$$Z = 0,9253 \Omega/Km.$$

CALCULO DE LOS KVA-METROS:

$$\Delta V = 2.Z.I.L. \quad ; \quad V = 9,6 \text{ Volt.} \quad ; \quad Z = 0,9253 \times 10^{-3} \Omega/m.$$

$$L = 1 \text{ m.} \quad ; \quad I = 4,16 \times \text{KVA} \times \text{Amp.}$$

$$\text{KVAmts.} = \frac{9,6 \times 10^3}{0,9253 \times 4,16} = \frac{9.600}{7,70} = 1.247$$

Conductor N°4AWG(cobre) ----- 1.247 KVAmts.

CONDUCTOR DE COBRE CABLEADO SEMIDURO N° 6 AWG.

$$R = 2,21 \Omega/M. \quad \text{Distancia entre conductores} = 8''$$

$$X_a = 0,628 \Omega/M. \quad \Delta V = 4\% = 9,6 \text{ Volt.}$$

$$X_d = -0,049 \Omega/M. \quad \cos. \phi = 0,9 \quad ; \quad \text{sen } \phi = 0,436$$

$$X = X_a + X_d = 0,628 - 0,049 = 0,579 \Omega/M.$$

$$X = 0,360 \Omega/km. \quad ; \quad R = 1,37 \Omega/km.$$

$$Z = 1,37 \times 0,9 + 0,36 \times 0,436 = 1,233 + 0,1569 = 1,3899 \Omega/Km.$$

$$Z = 1,39 \Omega/km.$$

$$\Delta V = 2.I.Z.L. \quad ; \quad I = 4,16 \times \text{KVA.} \quad ; \quad Z = 1,39 \times 10^3 \quad ; \quad L = 1 \text{ mts.}$$

$$\text{KVAmts.} = \frac{9,6 \times 10^3}{1,39 \times 4,16} = \frac{9.600}{11,57} = 830$$

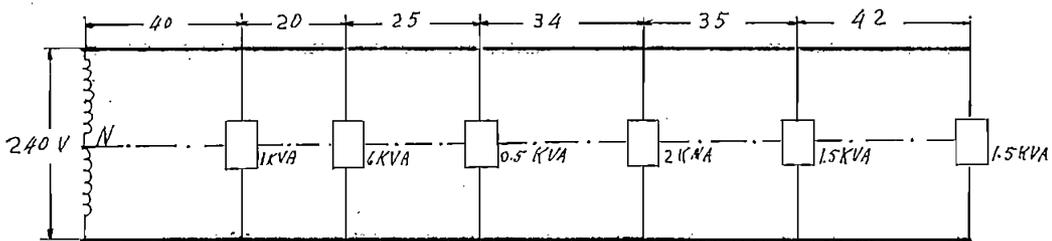
Conductor de cobre N° 6 AWG ----- 830 KVA mts.

Una vez obtenido los valores de los KVA metros para los conductores: N°2, N°4 y N°6 AWG., procederemos al cálculo de los circuitos radiales de cada transformador y la potencia del mismo.

Para ilustrar el procedimiento, efectuaremos el cálculo de dos transformadores con sus respectivos circuitos. Ejemplo:

Transformador N° 14 de 25 KVA.

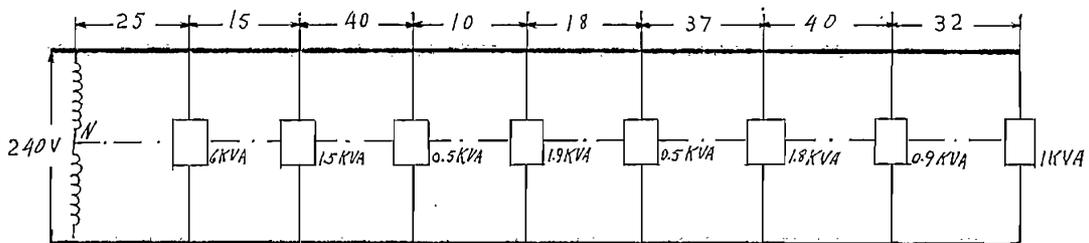
Circuito a.-



$$\begin{aligned} \text{KVA metros} &= 1 \times 40 + 6 \times 60 + 0,5 \times 85 + 2 \times 119 + 1,5 \times 154 + 1,5 \times 196 \\ \text{KVA metros} &= 40 + 360 + 42,5 + 238 + 231 + 294 \\ \text{KVA metros} &= 1.206 \end{aligned}$$

Conductor utilizado, cobre N° 4 AWG., cuya capacidad de conducción para llegar al 4% de caída de tensión es de 1.247 KVA metros.

Circuito b.-



$$\begin{aligned} \text{KVA metros} &= 6 \times 25 + 1,5 \times 40 + 0,5 \times 80 + 1,9 \times 90 + 0,5 \times 108 + 1,8 \times 145 + 0,9 \times 185 \\ &\quad + 1 \times 127 \\ \text{KVA metros} &= 150 + 60 + 40 + 171 + 54 + 261 + 167 + 217 \\ \text{KVA metros} &= 1.120 \end{aligned}$$

1.120 Menor que 1.247

Conductor utilizado, cobre N° 4 AWG.

Potencia del Transformador:

Circuito a 12,5 KVA.

Circuito b 14,1 KVA.

Acometida desde
el transformador 1,0 KVA.

TOTAL: 27,6 KVA.

Basándonos en el dato obtenido, debiéramos utilizar un transformador de 27,6 KVA; pero como podemos emplear la capacidad de sobrecarga del mismo, debido a la diferencia de temperatura ambiente prevista para el diseño y, la de funcionamiento real del transformador, utilizaremos uno de menor capacidad, cuya potencia la determinaremos haciendo las siguientes consideraciones:

La temperatura ambiente que se considera en el diseño es generalmente 30°C., y la que se presenta cuando se suceden las máximas cargas, o sea en las primeras horas de la noche, es de 15 a 20°C. (Esmeraldas); para esta temperatura ambiente, en el capítulo IX del libro "Transformadores", se indica una capacidad máxima del transformador del 120% aproximadamente.

Además, hay algunos factores más que permiten las sobrecargas en transformadores, tales como: elevación de la temperatura del aceite, factor de capacidad, etc., que nos garantiza utilizar la capacidad de sobrecarga, por lo menos en un 20%.

En consecuencia y volviendo al problema que se planteo anteriormente, la capacidad de los circuitos que era de

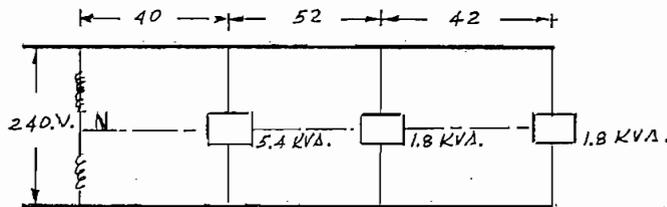
27,6 KVA, podemos cubrirla con un transformador de:

$\frac{27,6 \times 100}{120}$; o sea, $27,6 \times 0,83 = 23$ KVA, pero como la capacidad estandard más próxima es de 25 KVA., utilizaremos este transformador.

Por otra parte cabe indicar, que las distancias de separación entre cargas, que constan en el ejemplo, no corresponden todas a los vanos entre postes ya que, cuando el circuito se bifurca, hay necesidad de comprobar el circuito más largo y las cargas del ramal más corto se las concentra en el punto de bifurcación; por consiguiente, las distancias entre cargas menores de 30 metros corresponden a este caso.

Transformador N° 6 de 15 KVA:

Circuito a :



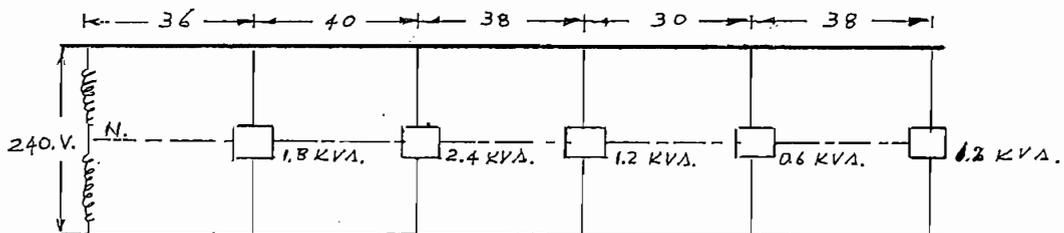
$$\text{KVA metros} = 5,4 \times 40 + 1,8 \times 92 + 1,8 \times 132$$

$$\text{KVA metros} = 216 + 166 + 241$$

$$\text{KVA metros} = 623$$

Conductor utilizado N° 6 AWG., cuya capacidad de conducción es de 830 KVA metros, para llegar al 4% de caída de tensión.

Circuito b :



KVA metros = $1,8 \times 36 + 2,4 \times 76 + 1,2 \times 114 + 0,6 \times 144 + 1,2 \times 182$

KVA metros = $65 + 182 + 137 + 86 + 218$

KVA metros = 688

Conductor utilizado N° 6 AWG.

Potencia del Transformador:

Circuito a : 9 KVA

Circuito b : 7,2 KVA

Acometida desde el Transformador 1,8 KVA

TOTAL: 18 KVA

Transformador utilizado 15 KVA; que con el 20% de capacidad de sobrecarga, alcanza a 18 KVA.

Con el procedimiento indicado anteriormente, se han calculado los 36 transformadores monofásicos del sistema radial; cuyos datos se incluyen en el cuadro que sigue después de este artículo.

Cabe indicar, que al dibujar las redes en el plano se hicieron pequeñas modificaciones en los circuitos, para facilitar el tendido de las líneas; estas variaciones -- consisten en: prolongaciones adecuadas de circuitos de conductores de calibre más grueso, cuando el adyacente era de menor sección; aumento de pequeños tramos de circuito, etc., que en todo caso se facilitará posteriormente a una interconexión de transformadores y en consecuencia se obtendrá una mejor distribución.

CUADRO DEMOSTRATIVO DE LOS CALCULOS EFECTUADOS PARA LAS REDES MONOFASICAS

120 / 240 VOLTIOS

N° del TRANSFORMADOR	POTENCIA KVA	CALIBRE del CONDUCTOR (CABRE)	KVA-METROS TOTALES POR CIRCUITO			KVA-METROS EQUIVALENTES AL 4% DE CAIDA DE TENSION.	OBSERVACIONES
			a	b	c		
1	37,5	6 ANG.	549	934	447	830	Circuito "d" 796 KVA-metros.
2	15	6 ANG. 4 ANG.	491,2	921		830 1247	
3	37,5	4 ANG.	1030	1200		1247	
4	37,5	4 ANG. 2 ANG.	1132	1865	1869	1247 1908	
5	37,5	2 ANG. 6 ANG.	1596,4	1565	837	1908 830	
6	15	6 ANG.	623	688		830	
7	25	6 ANG.	613,2	546		830	
8	10	6 ANG.	722,5	320		830	
9	15	6 ANG.	664	695		830	
10	15	6 ANG.	532	540	771,8	830	
11	25	4 ANG.	1278	1041		1247	
12	25	4 ANG. 6 ANG.	1321	610	820	1247 830	

=9,6 V.

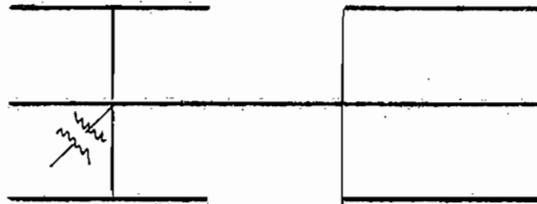
13	25	4 AWG.	1190		1247
		6 AWG.	674		890
14	25	4 AWG.	1206	1120	1247
15	15	6 AWG.	866	526,8	621,2
16	25	6 AWG.	760,5	840	890
		4 AWG.		1300	1247
17	37,5	4 AWG.	1262,6		1247
		6 AWG.	685,2		890
18	37,5	4 AWG.	1294	1280	1290
19	25	4 AWG.	1136	1096	1150
20	37,5	4 AWG.	1240	1170	1247
21	25	6 AWG.	591,2	515	890
22	25	4 AWG.	1259	1346	1247
23	25	4 AWG.	1163,7	1313	1247
24	25	4 AWG.	1132,8	1253	1314
25	25	4 AWG.	1167,5	1142	846
26	10	6 AWG.	480	552	890
27	37,5	4 AWG.	1268	1308	1247
28	15	4 AWG.	1316	1276	1203
29	15	6 AWG.	1180	381	890
30	25	4 AWG.	1046	1123	1247

20 KVA
Hospital

31	15	6 AVG.	942	826	890
32	25	4 AVG.	545	1191	1247
33	15	6 AVG.	466	329	830
34	10	6 AVG.	273	316	830
35	10	6 AVG.	480	183	830
36	15	6 AVG.	432		830
		4 AVG.		1088	1247

JUSTIFICACION DEL EMPLEO DEL SISTEMA RADIAL EN LA DISTRIBUCION SECUNDARIA.-

En el sistema radial, las cargas de los abonados se alimentan desde los circuitos independientes que salen de cada transformador, o sea que las líneas distribuidoras que recorren en diferentes sentidos, tienen una sola fuente de tensión y no tienen interconexión entre sí; tal como se indica en el gráfico.



El sistema radial secundario es usado comúnmente en áreas residenciales de cargas ligeras, sectores suburbanos, etc., por su simplicidad de operación y bajo costo.

Las ventajas que tiene el sistema Radial, frente al Banqueado, son: a) Cuando se producen fallas de importancia, la supresión del servicio, se reduce a un determinado sector, dentro del cual tiene alcance el transformador afectado y no se ocasiona una perturbación del resto del sistema; mientras que si el sistema es Banqueado y si no cuenta con los elementos de protección apropiados y si no hay capacidad de reserva en el resto de transformadores, se producen sobrecargas anormales en los transformadores, o se accionan los aparatos de protección de todo el banco de transformadores y la suspensión del servicio se extiende a una zona más amplia.

De lo que antecede, podemos concluir que en un sistema Banqueado que garantice un servicio continuo, requiere elementos de protección más delicados y una reserva de capacidad en transformadores, lo cual significa un mayor costo, que solo se justifica en sectores donde la densidad de carga y su categoría son de importancia.

Como inconvenientes que presenta la distribución Radial, podemos señalar: Variaciones sensibles de la tensión de servicio, que provoca un centelleo en las lámparas, --- cuando se arrancan motores o se conectan cargas de importancia; menor aprovechamiento de conductores y transformadores y menor flexibilidad para aliviar incrementos de consumo.

Después de haber dado algunos criterios generales sobre el funcionamiento, ventajas e inconvenientes del sistema de distribución Radial, podemos concluir diciendo, que su campo de aplicación se limita a determinadas condiciones y requerimientos de las áreas servidas; tales como: densidad de la carga ligera, consumo tipo residencial, servicio para motores de pequeña potencia (hasta de 1/3 de HP a 120 Voltios y hasta 3 HP. a 240 Voltios, monofásicos), etc.

Para el caso de los sectores perimetrales de la ciudad de Esmeraldas, en los que se ha aplicado el sistema Radial de distribución secundaria, las características de la carga se atienen a las condiciones indicadas ultimamente, pues con viviendas residenciales en que las cargas diversificadas estimadas tienen valores de 0,4 a 1 KVA; y el

tipo mayoritario de consumo es alumbrado, con un bajo porcentaje de utensilios domésticos a base de motores eléctricos, y una mínima concentración de cocinas eléctricas.

Por último y como razón importante, señalaremos que para los sectores perimetrales de la ciudad, se ha adoptado la distribución Radial, en vista que un sistema Banqueado no garantizaba un mejor servicio, debido a que la baja densidad de carga, determinaba un considerable espaciamiento entre transformadores y en consecuencia la impedancia de los circuitos resulta de un valor elevado; y, en el caso de sucederse fallas en puntos alejados de los transformadores, las corrientes de corto circuito son suficientes para despejar las fallas rápidamente.

Los inconvenientes indicados anteriormente son muy perjudiciales, ya que los transformadores se sobrecargan fuera de los límites normales, en vista de que los fusibles utilizados comúnmente para protección de los transformadores, no constituyen una buena protección contra las sobrecargas y es bastante probable que los mismos se quemén, o por lo menos, se resten sus años de vida.

Para el caso de algunas cargas especiales que existen, como son de importancia, tendrán que utilizar transformadores particulares y por lo tanto se les proporcionará el servicio adecuado en alta tensión.

RED BANQUEADA.-

Como es el tipo de red que adoptaremos en la parte principal de la ciudad, indicaremos las razones que determinaron su aplicación.

En primer lugar, explicaremos de una manera resumida cuales son las características y la forma de funcionamiento de este sistema.

El término "Banqueo" de los transformadores se refiere a la interconexión de las líneas secundarias de distribución, que parten de diferentes transformadores, alimentados todos de un mismo circuito primario.

El enlace de los secundarios de los transformadores puede hacerse de tres maneras: en línea, en anillo o en mallas; de estos, el tercer tipo de interconexión es el más ventajoso, en lo que se refiere al ahorro en capacidad de transformadores y sección de conductores (mayor diversidad); además, la red de mallas eleva las corrientes de corto circuito, lo cual permite un pronto despeje de las fallas.

Por otra parte el banqueado de los transformadores, comparando con la distribución radial, presenta las siguientes ventajas:

1.- Reduce las caídas de tensión debido al arranque de motores y la conexión de cargas fuertes, en vista de que actúan varios transformadores sobre la carga y estos generalmente no están muy distantes.

2.- Proporcionan un mejor voltaje medio a lo largo de

las líneas secundarias, debido a la compensación de las caídas de voltaje, por la intervención de los transformadores adyacentes que alimentan las cargas.

3.- Permiten el ahorro en capacidad de transformadores y sección de conductores, debido a la mayor diversidad existente entre un gran número de consumidoras.

4.- Provee un rápido despeje de las fallas en las líneas secundarias, debido a las altas corrientes de corto circuito que se suceden, por la alimentación de varios transformadores a la fallas

5.- El sistema banqueado proporciona una flexibilidad más amplia para atender incrementos de consumo, a un menor costo, en vista de que no hay necesidad de cambiar las líneas secundarias, sino, únicamente aumentar el número de transformadores.

Después de haber explicado algunas características y ventajas del sistema banqueado, nos concretaremos a analizar nuestro problema específico, partiendo de los siguientes datos:

a.- Clase de Carga: Comercial ligera y Residencial Media.

b.- Carga Total de la Zona: 480 KVA.

c.- Densidad Media de Carga: 21,2 KVA/1000'

d.- Características Eléctricas de las Cargas y Categoría de los Consumidores: Aparatos trifásicos, servicio de importancia.

Como algunos de estos aspectos se analizaron de-

tenidamente al estudiar los sistemas de distribución, resumiremos brevemente las conclusiones obtenidas y añadiremos algunos criterios más, que han influido para la aplicación del sistema banqueado en la parte central de la ciudad de Esmeraldas.

En lo que respecta a los dos primeros aspectos, - a y b; el libro " Distribution Systems " de Westinghouse, - indica en el capítulo 4, Sección III, página 138; que los sistemas de distribución trifásica banqueados, son apropiados para áreas comerciales de carga ligera y que el campo de aplicación de este sistema corresponde a densidades de carga que van de 6,5 a 150 KVA/1000' y que, con el límite más bajo de 6,5 KVA/1000', se pueden servir motores de $\frac{1}{4}$ de HP. a 115 Voltios y con el límite superior de 150KVA - /1000', se aceptan motores de 3 a 4 HP. a 230 Voltios.

En el sector en referencia, que se trata de servir la densidad de carga y la potencia de los motores utilizados en utensilios domésticos y pequeños talleres, están dentro de los límites; por lo tanto, las redes proyectadas podrán servir motores hasta de 3 HP. y cargas domésticas - de hasta 8 KVA., en algunos casos.

Para el caso de cargas especiales, superiores a los valores antes indicados, se ha previsto servirlos en - alta tensión, al menos que el exceso no sea muy grande y las cargas se encuentren cerca de los transformadores.

En lo que respecta al ahorro en peso de conductores en el sistema trifásico tetrafilar, en momento oportuno

no quedó establecida esta diferencia y ahora estudiaremos el ahorro adicional que se obtiene en capacidad de transformadores y sección de conductores, debido a la mayor diversidad de las cargas que se presenta en el sistema ban-- queado.

En el numeral 16, capítulo 4 del libro " Distribution Systems" de Westinghouse, se indica que no está bien establecido el ahorro que se tiene en la capacidad de los transformadores, debido a la mayor diversidad del sistema banqueado, pero se señalan cifras comprendidas entre el -- 5 y 35%.

En muestra y para estar dentro de los límites an teriormente mencionados, aceptaremos un porcentaje de ahorro del 10 al 15%, cifra que con toda seguridad garantizaría, si es que se forma un solo banco con todos los transformadores.

En cuanto a la capacidad de sobrecarga que permi ten los transformadores, ésta se utilizará para suplir demandas en condiciones de emergencia, cuando alguno de los transformadores momentaneamente salga de servicio.

POTENCIA NECESARIA EN TRANSFORMADORES.-

Como la carga diversificada de la zona es de 480 KVA., debido a la mayor diversidad, podremos servir con una potencia mínima de: $480 \times 0,85 = 408$ KVA. en transforma dores; pero debido a la capacidad standard de los transfor madores, no será posible obtener con exactitud esta cifra, adoptaremos un valor superior que se aproxime a este.

Cabe hacer notar en este último punto tratado, - que los 480 KVA. se obtuvieron aplicando factores de diversificación entre transformadore y grupo de cargas que aproximadamente se sirven de cada transformador; la nueva diversidad que hemos aplicado, es debida a que el sistema banqueado funciona como un conjunto y por lo tanto el número de consumidores servidos es mayor, hecho que redunda lógicamente, en una mayor diversidad. Valdría decir que la nueva diversidad ($1/0,85 = 1,17$) es la existente entre transformadores.

CAPACIDAD DEL BANCO Y NUMERO DE TRANSFORMADORES.-

En lo referente a la capacidad aconsejable de -- transformadores trifásicos que deben banquearse, no se ha podido obtener ninguna referencia concreta, solo se indican valores de 200 KVA. como capacidad máxima contranformadores monofásicos, debiéndose aceptar por deducción, que la capacidad para transformadores trifásicos debe ser superior, ya que el factor limitativo es la dificultad de poder transferir la carga del banco, a otro alimentador primario en casos de emergencia, en razón de que en los alimentadores primarios monofásicos esta transferencia produce desequilibrios considerables en los alimentadores troncales y también fuertes sobrecargas.

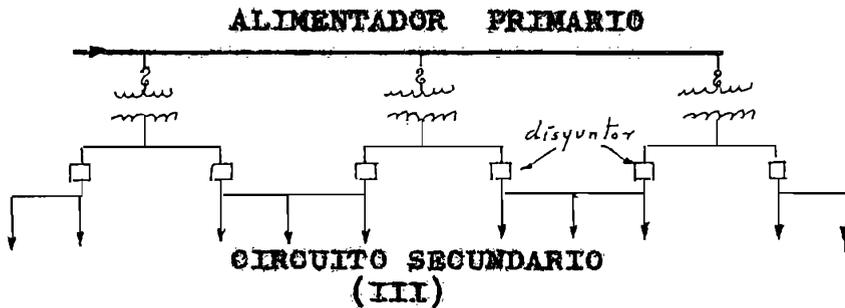
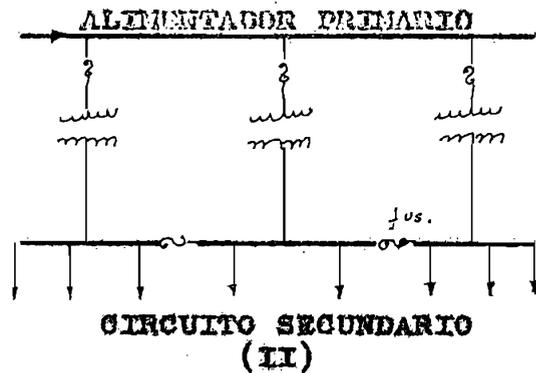
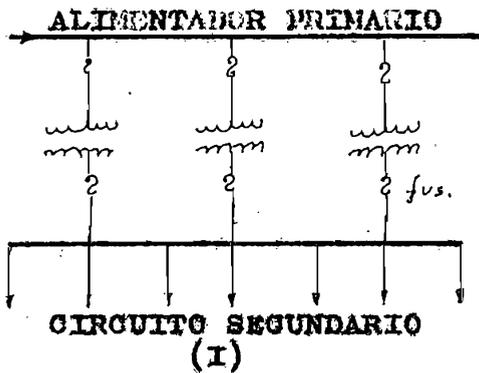
En el sistema trifásico estos desbalances no se producen y la única limitación sería las sobrecargas producidas en el alimentador auxiliar que toma la carga en casos de emergencia; por lo tanto, este sistema es más elás-

tico y permite mayores capacidades en los bancos de transformadores.

Respecto al número de transformadores que pueden enlazarse, el manual del "Ing. Electricista" de Knowlton, indica que para un banco enlazado por mallas, se pueden incluir hasta 20 transformadores.

DISPOSICION DE LOS SECUNDARIOS DE LOS TRANSFORMADORES ENLAZADOS Y SISTEMA DE PROTECCION.-

Como ya se ha indicado en consideraciones anteriores, las ventajas del sistema interconectado en mallas, adoptaremos este tipo de enlace; y en lo referente al sistema de protección, haremos un análisis de los métodos comúnmente usados.



En el lado primario todos coinciden en la utilización de fusibles para protección auxiliar de fallas en el lado secundario y de corte circuitos en los transformadores, más no contra sobrecargas de los mismos.

En el lado secundario el sistema de protección difiere en cada caso:

Disposición I.- Los fusibles de baja se colocan junto al transformador y en caso de falla en las líneas secundarias, salta primero el fusible secundario, con lo cual, si la falla se despeja seguidamente, la carga del transformador que está fuera de servicio, pueden tomarla temporalmente el resto de transformadores, hasta la reposición del fusible dañado; por lo tanto, no se produce la suspensión -- del tramo de circuito que por un momento falló. Sin embargo, no es un sistema apropiado de protección para sobrecargas prolongadas, ni para fallas de alta impedancia en los circuitos secundarios, por la razón de que para utilizar la capacidad de sobrecarga de los transformadores, hay necesidad de utilizar fusibles con tiempo de fusión elevado; -- por otra parte, hay necesidad de excederse en la capacidad del fusible, para permitir eventualmente la alimentación -- de las corrientes de corte circuito en fallas de gran impedancia.

Disposición II.- Es un método mejor en cuanto a selectividad de fallas, debido a que los fusibles de los circuitos entre transformadores se coordinan en tal forma que -- despejen el tramo afectado de la falla y el resto del sistema continúe su funcionamiento; sin embargo, es difícil --

conseguir una coordinación perfecta entre fusibles de acometidas, de enlace entre transformadores y primarios, -- sobre todo cuando los transformadores adyacentes son de diferente capacidad.

Esta disposición igual que la anterior, no ofrece una protección adecuada contra sobrecargas ; y no lo analizaremos mayormente este sistema, en vista de su difícil y complicada aplicabilidad para sistemas de líneas secundarias en mallas, lo cual es de interes en este estudio.

En conclusión señalaremos, que este método es adecuado para sistemas de enlace de transformadores dispuestos en línea.

Disposición III.- La protección indicada en la figura III, es la más adecuada para cualquier sistema de enlace, -- ya que, cada ramal que sale del transformador tiene su disyuntor secundario asociado, que funciona independientemente y que en casos de falla, solo se desconecta el disyuntor adyacente más cercano, por lo tanto, si la falla desaparece, todo el sistema queda en funcionamiento, salvo el caso de que la falla sea persistente y se accionen ambos disyuntores adyacentes, con lo cual quedaría sin servicio un grupo pequeño de consumidores. Además estos disyuntores prestan una protección adecuada contra sobrecargas de los transformadores y en caso de corte circuito del transformador, -- saltan los fusibles primarios y los disyuntores secundarios también se desconectan.

Conociendo las características de funcionamiento de la primera y última disposición de protección, que son

las que nos interesan señalaremos que, a pesar de que el sistema de protección con fusibles en el lado secundario del transformador, es menos ventajoso en lo que respecta a protección contra sobrecargas, lo adoptaremos por su apreciable economía, con respecto al uso de disyuntores; considerando también que el sistema que tratamos de proteger no es de la importancia debida para que justifique una mayor inversión en aparatos de precisión para proteger el sistema; por otra parte, también podemos señalar que las fallas persistentes son muy eventuales.

DISEÑO Y CALCULO DE LA RED MANQUEADA.-

SELECCION DEL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.-

En la sección correspondiente habíamos indicado que era bastante largo y difícil estudiar todas las variaciones posibles entre capacidad de transformadores y calibre de conductores, hasta encontrar la disposición más económica, en vista de esto, nos basaremos en experiencias obtenidas por algunas empresas de distribución y adoptaremos los resultados obtenidos en nuestro medio por la Empresa Eléctrica Quito S.A., que ha llegado a la conclusión de -- que se obtiene una buena economía para este tipo de redes con densidades de carga semejante al valor de nuestro caso (21 KVA/1000'), utilizando conductores de cobre N°2AWG.- para las fases y N°3 AWG. para el neutro.

CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE LOS CONDUCTORES.-

CONDUCTOR DE COBRE N° 2 AWG.

$$R = 0,5126 \text{ } \Omega / \text{Km.}$$

$$X_a = 0,574 \text{ } \Omega / \text{Km. (Reactancia a 1' de distancia).}$$

Distancia equivalente: Para montaje en racks, con separación entre conductores de 8" se tiene:

$$d_{eq.} = \sqrt[3]{8 \times 8 \times 16} = 8 \sqrt[3]{2} = 12'' = 1';$$

Por lo tanto $X_d = 0$

El factor de potencia que se ha tomado para el consumo en esta zona es de 0,85.

$$\cos. \varphi = 0,85 ; \quad \text{sen. } \varphi = 0,5267$$

$$Z = R. \cos. \varphi + X. \text{sen. } \varphi$$

$$Z = 0,5126 \times 0,85 + 0,574 \times 0,5267 = 0,4357 + 0,3023$$

$$Z = 0,6235 \text{ } \Omega / \text{Km.} = 0,6235 \times 10^{-3} \text{ } \Omega / \text{m.}$$

PROCEDIMIENTO DE CALCULO SEGUIDO PARA LA DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES Y LA DISTRIBUCION DE LOS MISMOS.-

Existen algunos métodos simplificados de cálculo, cuando las cargas son homogéneas, uniformemente distribuidas y las mallas son de igual configuración.

Pero el caso que analizamos difiere considerablemente de estas condiciones y por lo tanto utilizaremos un método especial de cálculo (Método de transferencia de cargas y voltaje de nudos; por A. Salzmann); cuyos pasos son los siguientes:

1.- Colocación de las cargas en sus sitios de aprovechamiento en un plano de la zona ha servirse y trazado de las mallas. Esto se indica en el Plano N°1, incluido al final de este texto.

2.- Transferencia de las cargas a los nudos, cálculo de impedancias y corrientes en cada ramal; referencia cuadro N°2 y diagrama 4, incluidos al final de este capítulo.

La transferencia de las cargas a los nudos, se ha hecho teniendo en cuenta que las corrientes que afluyen a las cargas desde cada nudo, son inversamente proporcionales a las impedancias de cada sección, en nuestro caso, como utilizamos un mismo tipo de conductor, tomaremos las distancias en vez de las impedancias. Ejemplo: Nudo A.;

Barra	KVA-NUDO	Corriente
AB	2,077	5,607
AC	3,073	8,543
AD	1,098	3,052
	<u>6,188</u>	<u>17,202 Amperios.</u>

3.- Establecimiento de las ecuaciones de los Nudos.-

En este paso aplicamos la Ley de Kirchoff para - para las corrientes, que dice: La suma de las corrientes - que afluyen hacia los Nudos, son iguales a la suma de co-- rrientes que se alejan de ellos. De esta manera para el Nu do C tenemos:

$$I_{AC} + I_{BC} + I_{DC} + I_{FC} = I_C \quad (a)$$

Si expresamos la corriente en cada ramal, por el producto de la admitancia del tramo, por la diferencia - de potencial entre sus extremos, la ecuación (a) se convier te en:

$$V_{AC} \cdot Y_{AC} + V_{BC} \cdot Y_{BC} + V_{DC} \cdot Y_{DC} + V_{FC} \cdot Y_{FC} = I_C \quad (b).$$

$$(V_A - V_C) Y_{AC} + (V_B - V_C) Y_{BC} + (V_D - V_C) Y_{DC} + (V_F - V_C) Y_{FC} = I_C \quad (c)$$

Sin embargo, en el método de los voltajes de Nudo, los potenciales de los Nudos son tomados con referencia a un Nudo, el cual es elegido como punto de comparación.

En nuestro caso, tomaremos como voltaje de referencia el de los puntos de alimentación (Transformadores) que los designaremos con:

$$V_{T1} = V_{T2} = V_{T3} \text{ ----- } V_{Tn} = V$$

Teniendo este voltaje de referencia podemos establecer que:

$$V - V_A = e_A ; V - V_B = e_B ; V - V_C = e_C ; V - V_D = e_D ; V - V_F = e_F ;$$

y sustituyendo en la ecuación (c), se tiene:

$$\begin{aligned} & \left[(V - e_A) - (V - e_C) \right] Y_{AC} + \left[(V - e_B) - (V - e_C) \right] Y_{BC} \\ & + \left[(V - e_D) - (V - e_C) \right] Y_{DC} + \left[(V - e_F) - (V - e_C) \right] Y_{FC} = I_C. \end{aligned}$$

Luego, sustituyendo:

$Y_{AC} + Y_{BC} + Y_{DC} + Y_{FC} = Y_{CC}$.; y arreglando nuevamente se obtiene:

$$Y_{CC} \cdot e_C - Y_{AC} \cdot e_A - Y_{BC} \cdot e_B - Y_{DC} \cdot e_D - Y_{FC} \cdot e_F = I_C \quad (d)$$

Reemplazando el valor de la corriente y el de las admitancias, cuyas magnitudes constan en el cuadro N°3 y -- diagrama II, que se incluyen al final de esta sección, se obtiene:

$$\begin{aligned} & 90,78. e_C - 20,83. e_A - 34,12 e_B - 21,38 . e_D \\ & - 14,45. e_F = I_C.; \quad (1). \end{aligned}$$

Para el Nudo B tenemos:

$$Y_{BB} \cdot e_B - Y_{AB} \cdot e_A - Y_{CB} \cdot e_C - Y_{GB} \cdot e_G = I_B \quad (2)$$

Para el Nudo A tenemos:

$$Y_{AA} \cdot e_A - Y_{BA} \cdot e_B - Y_{CA} \cdot e_C - Y_{DA} \cdot e_D = I_A. \quad (3)$$

Reemplazando valores para las ecuaciones (2) y (3), tenemos:

$$63,76 \cdot e_B - 14,07 \cdot e_A - 34,12 \cdot e_C - 15,57 \cdot e_D = I_B \quad (2)$$

$$41,52 \cdot e_A - 14,07 \cdot e_B - 20,83 \cdot e_C - 10,62 \cdot e_D = I_A \quad (3)$$

Y así sucesivamente, podemos formar 39 ecuaciones, ya que son 39 Nudos existentes en la malla, con lo que llegaríamos a un sistema de 39 ecuaciones con 39 incógnitas, lo cual es muy molesto la resolución y dentro de un aspecto práctico inaplicable; sin embargo, indicaremos los pasos posteriores, hasta llegar a obtener los resultados.

Con la resolución del sistema de ecuaciones, obtendríamos los valores de: $e_A, e_B, e_C, \dots, e_M$.

Conociendo estas diferencias de potencial entre Nudos, podemos calcular las corrientes de las barras, multiplicando la admitancia de la barra por su respectiva diferencia de potencial entre extremos (Nudos). Ejemplo;

$$I_{AB} = (V_A - V_B) Y_{AB} = [V - e_A - (V - e_B)] Y_{AB} = (e_B - e_A) Y_{AB}$$

De esta manera se calcularían todas las corrientes de las barras, chequeando luego con la aplicación de la Ley de Kirchoff, que dice: "La suma de todas las corrientes de un Nudo es igual a cero".

El último paso sería determinar las corrientes totales que circulan en cada tramo de la red. Estos valores se obtendrían superponiendo las corrientes de las barras, debidas a la diferencia de potencial entre Nudos y

las corrientes de carga, calculadas al principio (Transferencia de cargas a los nudos).

Posteriormente, y con la aplicación de la segunda Ley de Kirchoff, que dice: "La suma de las caídas de tensión en cada malla debe ser cero", se confirma la exactitud de las corrientes calculadas.

Para chequear que las máximas caídas de tensión no sobrepasen el límite impuesto, se comprueban los puntos más distantes de los nudos y de los transformadores.

La capacidad de los transformadores se determina sumando todas las corrientes que salen desde los puntos tomados como fuentes de alimentación y multiplicándolas por la tensión de servicio prefijada.

En caso de salir desproporcionadas las capacidades de los transformadores, habría que intentar un nuevo cálculo.

Por todos los motivos y antecedentes indicados, se deduce que este método de cálculo sería aplicable en sistemas pequeños, con 3, 4 o 5 mallas, por la extensión del cálculo y la susceptibilidad de equivocación.

Ante la imposibilidad práctica de calcular analíticamente el sistema secundario de ésta red banqueada, se pasó los siguientes datos y recomendaciones al personal del Analizador de Redes, para efectuar el estudio.

1.- Plano de la Zona a Escala 1:1250, con la ubicación de postes, trazado de las redes, repartición de cargas y transferencia de las cargas a los nudos.

2.- Capacidad Total de la carga diversificada de la zona, e impedancia por metro de los conductores seleccionados.

3.- Indicación del Voltaje Primario (13,8 KV) y sistema secundario previsto, (trifásico a 4 conductores, tensiones de 208/120 Voltios), porcentaje máximo admitido de caída de tensión (3,5%).

4.- Recomendaciones: utilizar conductores de cobre - N° 2 AWG. para las fases y N° 3 AWG. para el neutro; prever una potencia instalada en transformadores del 85 al 90% de la carga total diversificada.

Con estos datos y recomendaciones, se estudio la Red en el Analizador y se estableció la ubicación de los transformadores con sus respectivas capacidades, cuyo detalle se indica en el plano N°2.

La capacidad total instalada en transformadores alcanzó a 420 KVA., equivalente al 87% de la carga total de la zona.

TRANSFORMADORES Y ELEMENTOS DE PROTECCION.-

En esta sección indicaremos las características generales de los transformadores previstos para ambos sistemas de distribución y sus respectivos elementos de protección.

Las especificaciones técnicas de cada uno de estos elementos, se dará al elaborar la lista de materiales.

Los transformadores que se han previsto, corresponden al standard americano, ya que tenemos una tensión primaria de alimentación de 13,8 KV, que es un voltaje --

normalizado en los EE.UU., en vista de esto, nos regiremos a las condiciones standard de fabricación que ha reglamentado ese país.

Las ventajas que tiene el adoptar transformadores tipo standard, son: costos más bajos, en razón de que las fábricas mantienen la elaboración en serie; disponibilidad de repuestos en el comercio y posibilidad de reemplazo inmediato o intercambio con otras empresas que tienen sistemas iguales.

TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.-

Los transformadores monofásicos que se utilizarán, son del tipo convencional, autorefrigerados en aceite para 60 ciclos.

Las capacidades serán de 10, 15, 25 y 37,5 KVA. con voltajes: Primario de 7620 Voltios y secundario de -- 120/240 Voltios, con neutro sacado al exterior; aisladores de alta tensión sobre la tapa del transformador y aisladores de baja montados lateralmente en el tanque.

Los transformadores serán para funcionamiento a la intemperie y aproximadamente a la altura del nivel del mar.

En cuanto al resto de características, se sujetarán a las normas standard de fabricación que rigen en los EE. UU.

En la realidad estos transformadores estarán alimentados en el lado de alta, por una tensión de 7960 -- Voltios (13,8 / 1,73 KV), pero como no existen en construcción standard estos transformadores, se pueden utilizar -

los de 7620 Voltios con la posición del "tap" en +5%, con lo cual se obtendría una tensión secundaria de 120 Voltios aproximadamente, quedando la posibilidad para el futuro de regular en un 10% más cuando el sistema se sobrecargue.

TRANSFORMADORES TRIFASICOS.-

En este tipo de transformador, se puede aplicar -- las mismas exigencias establecidas para los transformadores monofásicos en las propiedades comunes que poseen ambos tipos; aparte de esto, se puede añadir los siguientes requisitos; Lado de alta tensión conectado en delta, lado de baja en Y, con neutre sacado al exterior, desplazamiento angular de 30°, tensiones de 13200/208-121 Voltios, con cambiador de derivaciones para regular en ± 5% la tensión.

Como estos transformadores funcionarán en sistema banqueado, el valor de las impedancias serán en lo posible iguales y las potencias guardarán relación para evitar sobrecargas excesivas en los transformadores más pequeños.

En resumen hemos indicado algunas de las características principales de los transformadores que se utilizarán en las redes de distribución; una descripción más detallada se hará al elaborar las listas de materiales del sistema completo.

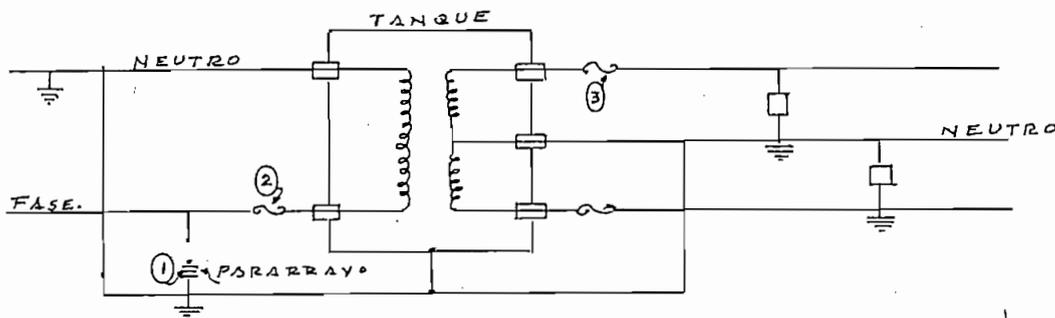
ELEMENTOS DE PROTECCION.-

La protección de los transformadores es un aspecto importante, en razón de que hay que garantizar seguridad en el servicio a los abonados y por otra parte, un transformador es un elemento costoso, al cual hay que proporcionarle la protección debida.

Los transformadores del tipo de distribución es necesario protegerlos, contra: sobrecargas, sobretensiones y corte circuitos, ya que estas son las causas principales -- que provocan la destrucción de los transformadores y disminuyen la vida útil del mismo.

Bajo las consideraciones hechas anteriormente, estudiaremos la protección en los transformadores monofásicos y trifásicos individualmente.

PROTECCION DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS.-



La disposición indicada en la figura, es la protección comunmente usada para este tipo de transformación.

Para mejor comprensión de la función que desempeña cada elemento de protección, analizaremos individualmente -- todos los dispositivos de seguridad.

1.- PARARRAYO.-

Este aparato es un elemento debil de la línea, por medio del cual se descargan las sobretensiones de origen atmosférico generalmente.

Se indicaba que es un elemento débil de la línea, por que debe presentar un nivel de aislamiento más bajo que el aparato protegido (transformador) y que el de la línea -- activa, para poder descargar primero las sobretensiones antes de que se afecte el aislamiento del sistema protegido.

En nuestro caso, el transformador tiene un nivel básico de aislamiento de 95 KV, la línea deberá tener un valor menor y por fin el pararrayo tendrá un voltaje de des--carga superior al voltaje de servicio y más bajo que el aislamiento de la línea. Las características eléctricas del parrrayo se indicarán posteriormente al diseño de la línea - de alta, cuando se elaboren las listas de materiales.

En lo que se refiere a la disposición adoptada para la conexión a tierra es la más adecuada, en vista de que en esta forma se evitan el surgimiento de fuertes sobretensiones entre bobinados del transformador y entre estos y el tanque.

La razón de lo indicado anteriormente, es que se reduce el camino de la corriente de descarga, entre el pa--rrayo y la unión de las otras conexiones de tierra, con - lo que se logra una menor resistencia al paso de la corriente y en consecuencia la tensión I.R., se hace menor.

2.-FUSIBLE DE ALTA TENSION.-

La aplicación de este elemento de protección se lo hace por varias razones, entre las cuales podemos citar:

- 1.- Para proteger al alimentador primario y por consiguiente a las cargas asociadas, de fallas, en el transformador o en el sistema secundario perteneciente al mismo transformador.
- 2.- Para evitar daños en el transformador por causas de fallas en los circuitos secundarios y en el mismo transfermador.

3.- Para indicar la localización aproximada de la falla y reestablecer el servicio rápidamente, después de haber eliminado la causa de la misma.

Estas son entre otras las ventajas y funciones de los fusibles primarios.

Sin embargo, cabe hacer notar que los fusibles utilizados en alta tensión, no es un elemento adecuado para la protección de sobrecargas de los transformadores, por las razones que a continuación se indican.

Si elegimos un fusible de bajo punto de fusión, el transformador podría protegerse contra sobrecargas, pero en cambio se suscitarían los siguientes inconvenientes: imposibilidad de usar la capacidad de sobrecarga del transformador y accionamiento innecesario de los fusibles a causa de fallas momentáneas de poca importancia.

Para evitar los mencionados inconvenientes, es necesario utilizar fusibles de más alto punto de fusión (de mayor capacidad), con lo cual se dificulta la protección contra sobrecargas, ocasionadas por mayores demandas, o por alimentación de fallas de gran impedancia y en resumen, la función de los fusibles de alta se reducen a protección contra cortocircuitos.

En cuanto a la capacidad de los fusibles de alta y sus características tiempo-corriente, se determinarán oportunamente, de acuerdo con la potencia de los transformadores y basándose en las recomendaciones que a este respecto se hacen en el libro de Westinghouse, "Distribution Systems".

3.- FUSIBLES DE BAJA TENSION.-

Estos constituyen una protección adicional contra cortocircuitos de las líneas -

en lo referente a los fusibles es aplicable, con una condición más; que los fusibles secundarios, en los transformadores trifásicos que funcionan enlazados, sirven para protección en caso de una falla interna en el transformador, ya que, cuando es to sucede, los transformadores asociados alimentarían la falla y si no se prevé protección alguna, el transformador llegaría a averiarse en caso de que los fusibles primarios retardaran su operación.

En cuanto a la conexión a tierra, observamos que el transformador trifásico tenemos dos puestas a tierra independientes, una para los pararrayos y la segunda para el neutro secundario y el tanque del transformador, esta disposición es necesaria, en vista de que el sistema trifásico representado, no se tiene alimentación primaria del neutro, (normalmente - puesto a tierra) y en el lado secundario, el neutro funciona generalmente aislado, en vista de que el sistema mencionado no se prevén conexiones a tierra.

El hecho que acabamos de enunciar, hace necesario la adopción de dos conexiones a tierra independientes, en razón de que en caso de una descarga atmosférica, si se utilizara una conexión a tierra común de todos los elementos, se suscitarían sobre-tensiones en el neutro, ya que no es posible obtener una perfecta puesta a tierra de los pararrayos.

En el sistema monofásico, analizando en primer lugar dichas sobretensiones, no se presentarían, en vista de que tanto el neutro primario como el secundario en las acometidas, se conectan a tierra, y por lo tanto el neutro queda al potencial de tierra.

CUADRO N° 2

TRANSFERENCIA DE CARGAS

NUDO	BARRA	KVA - NUDO	CORRIENTE AMPERIOS
A	AB	2,017	5,607
	AC	3,073	8,543
	AD	1,098	3,052
	A	<u>6,188</u>	<u>17,202</u>
B	BA	1,785	4,962
	BC	1,65	4,587
	BG	2,69	7,478
	B	<u>6,125</u>	<u>17,027</u>
C	CA	1,922	5,343
	CB	1,254	3,486
	CD	1,27	3,53
	CF	4,187	11,64
	C	<u>8,633</u>	<u>23,999</u>
D	DA	2,203	6,124
	DC	1,53	4,253
	DE	1,68	4,67
	D	<u>5,413</u>	<u>15,048</u>
E	ED	1,049	2,916
	EF	2,055	5,713
	EJ	1,265	3,516
	E	<u>4,369</u>	<u>12,145</u>

NUDO	BARRA	KVA - NUDO	CORRIENTE AMPERIOS
F	FC	4,527	12,585
	FE	1,44	4,003
	FG	1,1	3,058
	FI	3,458	9,613
	F	<u>10,525</u>	<u>29,259</u>
G	GB	2,299	6,391
	GF	0,846	2,351
	GH	1,528	4,247
	G	<u>4,673</u>	<u>12,990</u>
H	HG	1,31	3,641
	HI	2,153	5,985
	HM	3,495	9,716
	H	<u>2,5</u>	<u>6,950</u>
		<u>9,458</u>	<u>26,293</u>
I	IF	2,54	7,061
	IH	2,84	7,895
	IJ	1,527	4,245
	IL	4,67	12,982
	I	<u>11,577</u>	<u>32,184</u>
J	JE	0,827	2,299
	JI	1,27	3,53
	JK	1,757	4,884
	J	<u>3,854</u>	<u>10,714</u>
	Y		
K	KJ	0,968	2,691
	KL	2,29	6,366
	KP	1,831	5,09
	K	<u>5,089</u>	<u>14,147</u>

NUDO	BARRA	KVA - NUDO	CORRIENTE AMPERIOS
L	LI	3,78	10,50
	LK	1,899	5,28
	LM	3,943	10,961
	LO	4,539	12,618
	L	<u>14,161</u>	<u>39,367</u>
M	MH	4,995	13,886
	ML	4,045	11,245
	MN	4,666	12,971
	MÑ	5,79	16,096
	M	<u>19,496</u>	<u>54,198</u>
N	NM	3,32	9,23
	NN	2,44	6,783
	NT	2,052	5,704
	N	<u>1,5</u>	<u>4,17</u>
		9,312	25,887
Ñ	ÑM	4,016	11,164
	ÑN	3,015	8,381
	ÑO	4,825	13,413
	ÑS	9,002	25,025
	Ñ	<u>20,858</u>	<u>57,985</u>
O	OL	4,636	12,888
	ON	4,163	11,573
	OP	2,26	6,282
	OR	2,31	6,421
	Ø	<u>13,369</u>	<u>37,165</u>

NUDO	BARRA	KVA - NUDO	CORRIENTE AMPERIOS
P	PK	1,536	4,27
	PO	1,935	5,38
	PQ		
	P	<u>0,7</u>	<u>1,946</u>
		4,171	11,595
Q	QP		
	QR	1,687	4,69
	QX	0,928	2,58
	Q	<u>1,4</u>	<u>3,892</u>
		4,015	11,161
R	RO	3,186	8,857
	RQ	1,808	5,026
	RS	4,946	13,75
	RW	3,245	9,021
	R	<u></u>	<u></u>
		13,185	36,654
S	SN	5,493	15,27
	SR	5,544	15,412
	ST	4,986	13,861
	SV	4,957	13,78
	S	<u></u>	<u></u>
		20,980	58,324
T	TN	2,44	6,783
	TS	4,005	11,134
	TV	1	2,78
	T	<u>1</u>	<u>2,78</u>
		8,445	23,471
U	UT	1	2,78
	UV	8,288	23,04
	UB	1,34	3,725
	U	<u>1,5</u>	<u>4,17</u>
		12,128	33,715

NUDO	BARRA	KVA - NUDO	CORRIENTE AMPERIOS
V	VS	3,9	10,842
	VU	9,837	27,346
	VW	5,035	13,997
	VA'	14,053	39,067
	V		
		<u>32,825</u>	<u>91,253</u>
W	WR	4,245	11,801
	WV	3,96	11,008
	WX	2,435	6,77
	WZ	4,426	12,304
	W		
		<u>15,066</u>	<u>41,883</u>
X	XQ	1,167	3,244
	XW	1,36	3,78
	XY	1,02	2,835
	X	0,7	1,946
		<u>4,247</u>	<u>11,806</u>
Y	YX	1,02	2,835
	YZ	3,98	11,064
	YF'	1,41	3,92
	Y	0,7	1,946
		<u>7,11</u>	<u>19,765</u>
Z	ZW	4,706	13,082
	ZY	3,816	10,608
	ZA'	4,29	11,926
	ZB'	3,27	9,09
	Z		
		<u>16,082</u>	<u>44,708</u>
A'	A'V	10,449	29,048
	A'Z	10,2	28,356
	A'B'	5,29	14,706
	A'D'	3,095	8,604
	A'		
		<u>29,894</u>	<u>80,714</u>

NUDO	BARRA	KVA- NUDO	CORRIENTE AMPERIOS
B'	B'U	1,66	4,614
	B'A'	3,7	10,286
	B'G'	1,94	5,393
	B'	<u>1</u>	<u>2,78</u>
		8,3	23,074
C'	C'B'	2,056	5,715
	C'D'	6,358	17,675
	C'J'	1,92	5,337
	C'	<u></u>	<u></u>
		10,334	28,728
D'	D'A'	2,63	7,311
	D'G'	4,557	12,668
	D'B'	2,816	7,828
	D'I'	14,725	40,935
	D'	<u></u>	<u></u>
		24,728	68,743
E'	E'Z	4,718	13,116
	E'D'	2,182	6,066
	E'F'	1,455	4,045
	E'H'	9,56	26,576
	E'	<u></u>	<u></u>
		17,915	49,803
F'	F'Y	1,385	3,85
	F'E'	2,04	5,671
	F'G'	0,89	2,474
	F'	<u></u>	<u></u>
		4,315	11,995
G'	G'F'	1,614	4,487
	G'H'	2,115	5,88
	G'M'	3,425	9,521
	G'	<u></u>	<u></u>
		7,154	19,888

NUDO	BARRA	KVA - NUDO	CORRIENTE AMPERIOS
H'	H'B'	4,573	12,713
	H'G'	1,38	3,836
	H'I'	2,718	7,551
	H'M'	4,276	11,887
	H'	<u>12,947</u>	<u>35,992</u>
I'	I'D'	6,08	16,902
	I'H'	4,276	11,887
	I'J'	8,033	22,331
	I'L'	7,847	21,814
	I'	<u>26,236</u>	<u>72,936</u>
J'	J'O'	2,08	5,782
	J'I'	2,965	8,242
	J'L'	5,872	16,324
	J'	<u>10,917</u>	<u>30,349</u>
L'	L'I'	5,073	14,103
	L'J'	12,097	33,629
	L'M'	3,886	10,803
	L'	<u>1</u>	<u>2,78</u>
		<u>22,056</u>	<u>61,315</u>
M'	M'H'	4,085	11,356
	M'L'	3,61	10,035
	M'G'	5,002	13,905
	M'	<u>1,7</u>	<u>4,726</u>
		<u>14,397</u>	<u>40,023</u>

SUMA TOTAL DE LAS CARGAS DE LOS NUDOS: 480 KVA.

CUADRO N° 8

CALCULO DE ADMITANCIAS

NUDO	TRAMO	ADMITANCIA MUTUA	ADMITANCIA EQUIVALENTE.
A	AB	$Y_{AB} = 14,068$	$Y_{AA} = 41,518$
	AC	$Y_{AC} = 20,828$	
	AD	$Y_{AD} = 10,622$	
B	BA	$Y_{BA} = 14,068$	$Y_{BB} = 63,762$
	BC	$Y_{BC} = 34,123$	
	BG	$Y_{BG} = 15,571$	
C	CA	$Y_{CA} = 20,828$	$Y_{CC} = 90,783$
	CB	$Y_{CB} = 34,123$	
	CD	$Y_{CD} = 21,384$	
	CF	$Y_{CF} = 14,448$	
D	DA	$Y_{DA} = 10,692$	$Y_{DD} = 47,206$
	DC	$Y_{DC} = 21,384$	
	DE	$Y_{DE} = 15,130$	
E	ED	$Y_{ED} = 15,130$	$Y_{EE} = 57,364$
	EF	$Y_{EF} = 20,561$	
	EJ	$Y_{EJ} = 21,673$	
F	FC	$Y_{FC} = 14,448$	$Y_{FF} = 77,243$
	FE	$Y_{FE} = 20,561$	
	FG	$Y_{FG} = 20,561$	
	FI	$Y_{FI} = 21,673$	

NUDO	TRAMO	ADMITANCIA MUTUA	ADMITANCIA EQUIVALENTE.
	GB	$Y_{GB} = 15,571$	
G	GF	$Y_{GF} = 20,561$	$Y_{GG} = 55,224$
	GH	$Y_{GH} = 19,092$	
	HG	$Y_{HG} = 19,092$	
H	HI	$Y_{HI} = 17,624$	$Y_{HH} = 51,990$
	HM	$Y_{HM} = 15,274$	
	IF	$Y_{IF} = 21,673$	
	IH	$Y_{IH} = 17,624$	
I	IJ	$Y_{IJ} = 20,828$	$Y_{II} = 75,848$
	IL	$Y_{IL} = 15,723$	
	JB	$Y_{JB} = 21,673$	
J	JI	$Y_{JI} = 20,828$	$Y_{JJ} = 57,350$
	JK	$Y_{JK} = 14,849$	
	KJ	$Y_{KJ} = 14,849$	
K	KL	$Y_{KL} = 17,624$	$Y_{KK} = 46,419$
	KP	$Y_{KP} = 13,946$	
	LI	$Y_{LI} = 15,723$	
L	LK	$Y_{LK} = 17,624$	$Y_{LL} = 65,133$
	LM	$Y_{LM} = 16,365$	
	LO	$Y_{LO} = 15,421$	

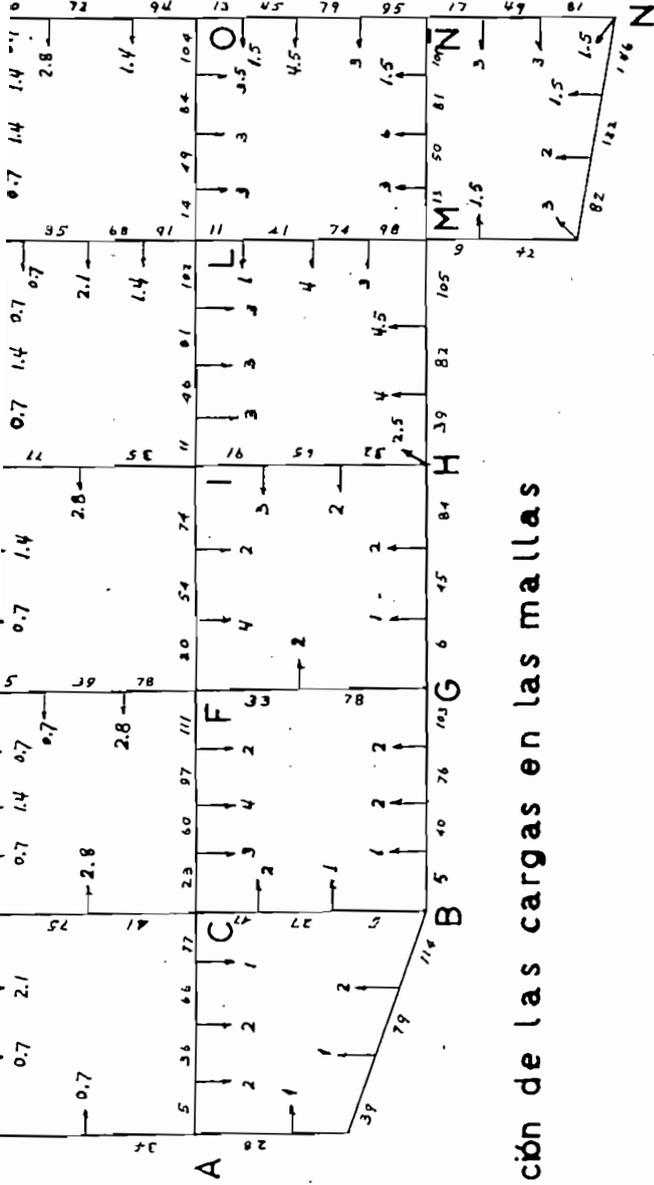
NUDO	TRAMO	ADMITTANCIA MUTUA	ADMITTANCIA EQUIVALENTE.
	MH	$Y_{MH} = 15,274$	
M	ML	$Y_{ML} = 16,365$	$Y_{MM} = 58,503$
	MN	$Y_{MN} = 15,879$	
	MÑ	$Y_{MÑ} = 10,985$	
	NM	$Y_{NM} = 15,879$	
N	NÑ	$Y_{NÑ} = 19,799$	$Y_{NN} = 49,871$
	NT	$Y_{NT} = 14,193$	
	ñM	$Y_{ñM} = 10,985$	
ñ	ñN	$Y_{ñN} = 19,799$	$Y_{ññ} = 65,290$
	ñO	$Y_{ñO} = 16,882$	
	ñS	$Y_{ñS} = 17,624$	
	OL	$Y_{OL} = 15,421$	
O	OÑ	$Y_{OÑ} = 16,882$	$Y_{OO} = 70,748$
	OP	$Y_{OP} = 17,061$	
	OR	$Y_{OR} = 21,384$	
	PK	$Y_{PK} = 19,946$	
P	PO	$Y_{PO} = 17,061$	$Y_{PP} = 65,130$
	PQ	$Y_{PQ} = 34,123$	
	QP	$Y_{QP} = 34,123$	
Q	QR	$Y_{QR} = 16,199$	$Y_{QQ} = 64,641$
	QX	$Y_{QX} = 14,319$	

NUDO	TRAMO	ADMITANCIA MUTUA	ADMITANCIA EQUIVALENTE.
	RO	$Y_{RO} = 21,384$	
R	RQ	$Y_{RQ} = 16,199$	$Y_{RR} = 72,647$
	RS	$Y_{RS} = 17,245$	
	RW	$Y_{RW} = 17,819$	
	SR	$Y_{SR} = 17,624$	
S	SR	$Y_{SR} = 17,245$	$Y_{SS} = 67,914$
	ST	$Y_{ST} = 15,421$	
	SV	$Y_{SV} = 17,624$	
	TN	$Y_{TN} = 14,193$	
T	TS	$Y_{TS} = 15,421$	$Y_{TT} = 52,525$
	TU	$Y_{TU} = 22,911$	
	UT	$Y_{UT} = 22,911$	
U	UV	$Y_{UV} = 15,274$	$Y_{UU} = 53,315$
	UB'	$Y_{UB'} = 15,199$	
	VS	$Y_{VS} = 17,624$	
V	VU	$Y_{VU} = 15,274$	$Y_{VV} = 66,342$
	VW	$Y_{VW} = 17,245$	
	VA'	$Y_{VA'} = 16,199$	

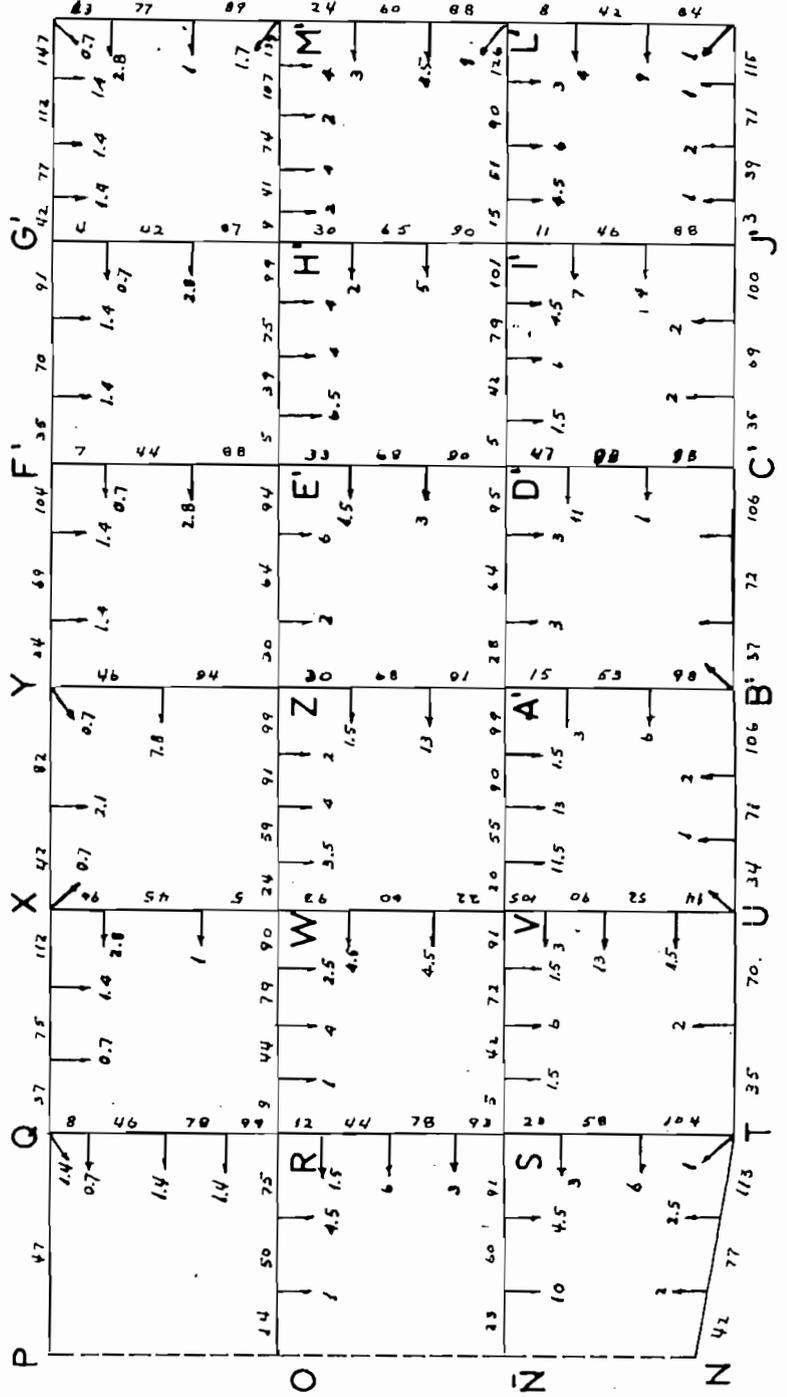
NUDO	TRAMO	ADMITANGIA MUTUA	ADMITANGIA EQUIVALENTE.
	WR	$Y_{WR} = 17,819$	
W	WV	$Y_{WV} = 17,245$	$Y_{WW} = 67,969$
	WX	$Y_{WX} = 16,706$	
	WZ	$Y_{WZ} = 16,199$	
	XQ	$Y_{XQ} = 14,319$	
X	XW	$Y_{XW} = 16,706$	$Y_{XX} = 50,583$
	XY	$Y_{XY} = 19,558$	
	YX	$Y_{YX} = 19,558$	
Y	YE	$Y_{YE} = 17,061$	$Y_{YY} = 52,040$
	YF'	$Y_{YF'} = 15,421$	
	ZW	$Y_{ZW} = 16,199$	
Z	ZY	$Y_{ZY} = 17,061$	$Y_{ZZ} = 67,945$
	ZA'	$Y_{ZA'} = 17,624$	
	ZE'	$Y_{ZE'} = 17,061$	
	A'V	$Y_{A'V} = 16,199$	
A'	A'Z	$Y_{A'Z} = 17,624$	$Y_{A'A'} = 67,070$
	A'B'	$Y_{A'B'} = 16,365$	Y
	A'D'	$Y_{A'D'} = 16,882$	

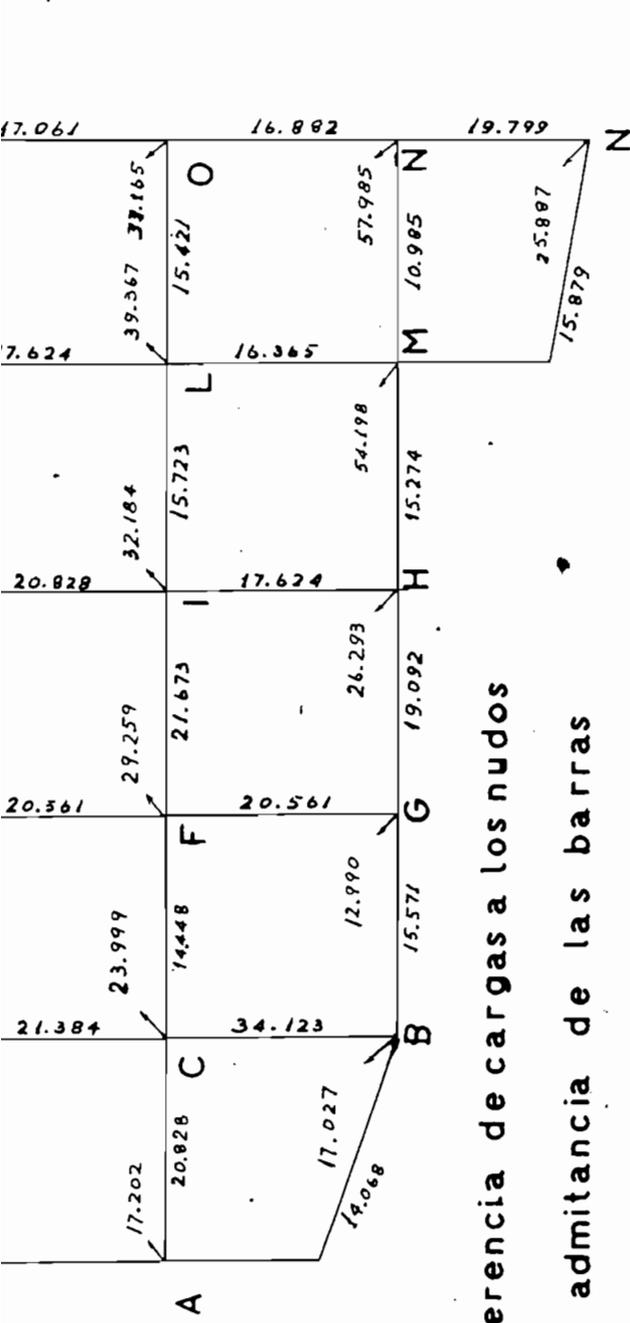
NUDO	TRAMO	ADMITANCIA MUTUA	ADMITANCIA EQUIVALENTE.
B'	B'U	$Y_{B'U} = 15,130$	$Y_{B'B'} = 46,625$
	B'A'	$Y_{B'A'} = 16,365$	
	B'G'	$Y_{B'G'} = 15,130$	
C'	C'B'	$Y_{C'B'} = 15,130$	$Y_{C'C'} = 48,473$
	C'D'	$Y_{C'D'} = 17,245$	
	C'J'	$Y_{C'J'} = 16,038$	
D'	D'A'	$Y_{D'A'} = 16,882$	$Y_{D'D'} = 67,825$
	D'G'	$Y_{D'G'} = 17,245$	
	D'E'	$Y_{D'E'} = 17,819$	
	D'I'	$Y_{D'I'} = 15,879$	
E'	E'Z	$Y_{E'Z} = 17,061$	$Y_{E'E'} = 69,304$
	E'D'	$Y_{E'D'} = 17,819$	
	E'F'	$Y_{E'F'} = 18,225$	
	E'H'	$Y_{E'H'} = 16,199$	
F'	F'Y	$Y_{F'Y} = 15,421$	$Y_{F'F'} = 51,270$
	F'E'	$Y_{F'E'} = 18,225$	
	F'G'	$Y_{F'G'} = 17,624$	
G'	G'F'	$Y_{G'F'} = 17,624$	$Y_{G'G'} = 42,853$
	G'H'	$Y_{G'H'} = 18,434$	
	G'M'	$Y_{G'M'} = 6,795$	

NUBO	TRAMO	ADMITANGIA MUTUA	ADMITANGIA EQUIVA LENTE.
	H'E'	$Y_{H'E'} = 16,199$	
H'	H'G'	$Y_{H'G'} = 18,434$	$Y_{H'H'} = 64,601$
	H'I'	$Y_{H'I'} = 17,819$	
	H'M'	$Y_{H'M'} = 12,149$	
	I'D'	$Y_{I'D'} = 15,879$	
I'	I'H'	$Y_{I'H'} = 17,819$	$Y_{I'I'} = 51,923$
	I'J'	$Y_{I'J'} = 18,225$	
	I'L'	$Y_{I'L'} = 12,728$	
	J'G'	$Y_{J'G'} = 16,038$	
J'	J'I'	$Y_{J'I'} = 18,225$	$Y_{J'J'} = 42,322$
	J'L'	$Y_{J'L'} = 8,050$	
	L'I'	$Y_{L'I'} = 12,728$	
L'	L'J'	$Y_{L'J'} = 8,059$	$Y_{L'L'} = 39,011$
	L'M'	$Y_{L'M'} = 18,224$	
	M'H'	$Y_{M'H'} = 12,149$	
M'	M'L'	$Y_{M'L'} = 18,225$	$Y_{M'M'} = 37,169$
	M'G'	$Y_{M'G'} = 6,795$	

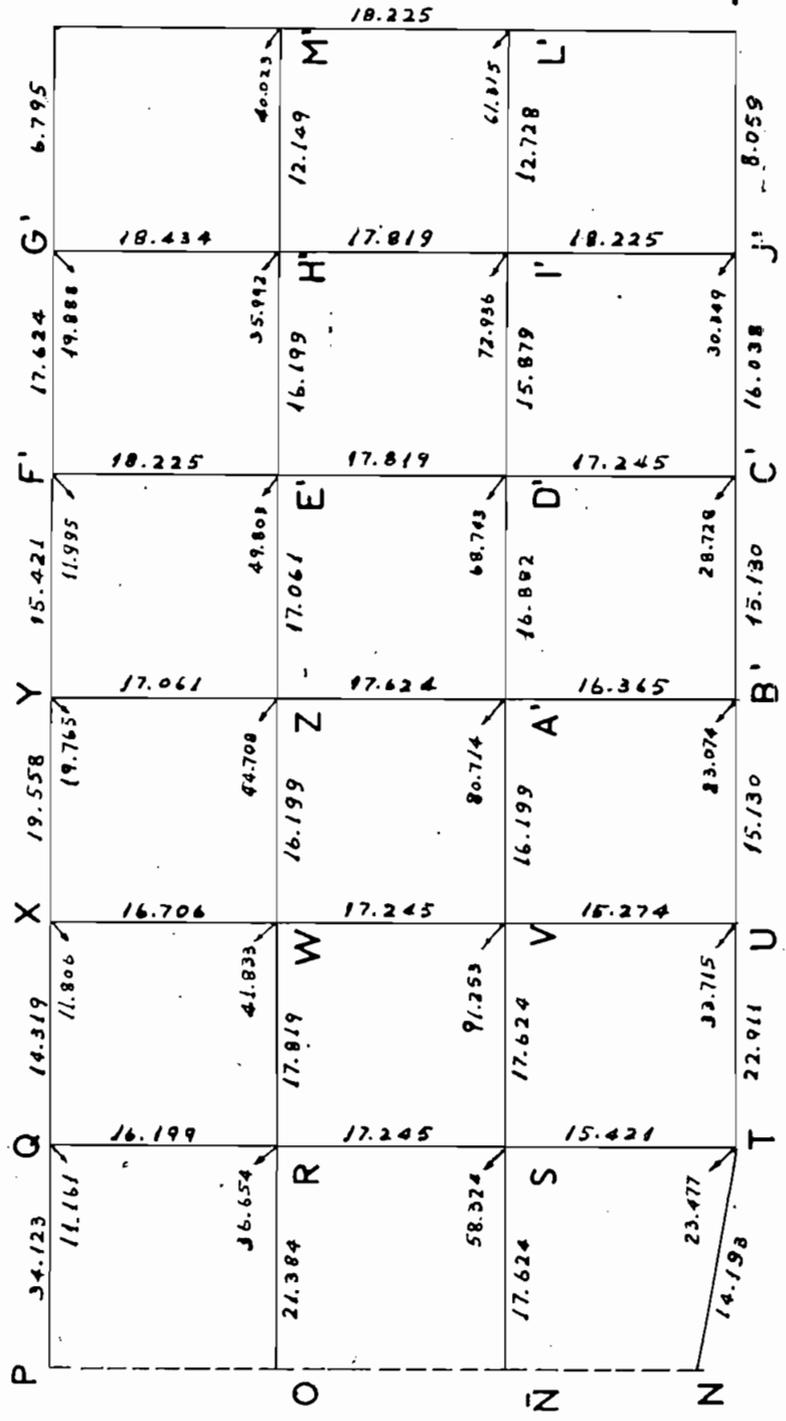


Repartición de las cargas en las mallas





Transferencia de cargas a los nudos
y admitancia de las barras



CAPITULO IV

RED DE ALTA TENSION

CONSIDERACIONES GENERALES.-

La Red de Alta Tensión o "Sistema Primario", es la parte de un sistema de distribución, comprendido entre la subestación y los transformadores de distribución; consiste de uno o más circuitos de alimentación que cubren el área de carga servida por los transformadores de distribución.

Estos alimentadores primarios, pueden ser monofásicos o trifásicos, según las características de las cargas a servirse; y dentro de estos tipos, los circuitos pueden ser radiales, en anillos o mallados.

El sistema radial de distribución primaria es quizá la más económica, pero no asegura continuidad en el servicio, ya que se confía a un solo circuito troncal, la alimentación de todos los transformadores, lo cual es bastante arriesgado, ya que, una falla en el alimentador troncal, significaría una suspensión total del servicio.

La distribución primaria mallada es la más perfecta en cuanto a la estabilidad del servicio, pero su complejidad en los elementos de protección y la sobredimensión que hay que prever en los conductores, elevan los costos considerablemente, con lo cual este sistema se hace aplicable en zonas con una elevada densidad de carga y una estricta continuidad de servicio.

Nos queda ahora analizar la segunda modalidad de alimentación primaria, o sea la distribución en anillo, que comunmente se la denomina sistema de "lazo".

Este tipo de alimentación presta una mejor garantía en la continuidad de servicio, que el sistema radial, ya que existen dos circuitos que parten de la subestación y avanzan sirviendo independientemente a todos los transformadores, sea directamente o por derivaciones desde cada uno de los circuitos troncales.

La ventaja que presta este sistema, es la posibilidad de interconectar al final de los dos circuitos o eventualmente en puntos intermedios de sus recorridos.

Esta interconexión final puede hacerse para funcionamiento del lazo, normalmente cerrado o también abierto; de estas dos posibilidades, es preferible la segunda por su simplicidad y economía, ya que la primera requiere de disyuntores especiales en la salida de las barras de la subestación y en el punto final de interconexión, que deben estar debidamente coordinados, para que en caso de una falla en uno de los lados del anillo se accione primero el disyuntor de la subestación y luego el de interconexión, para evitar sobrecargas excesivas en el otro ramal o perturbaciones del alimentador sano.

Por las razones antes expuestas y por las ventajas analizadas, adoptaremos el sistema de lazo de operación normal abierto, que se ilustra en la Fig. N°IV-1, para la alimentación de los transformadores de distribución.

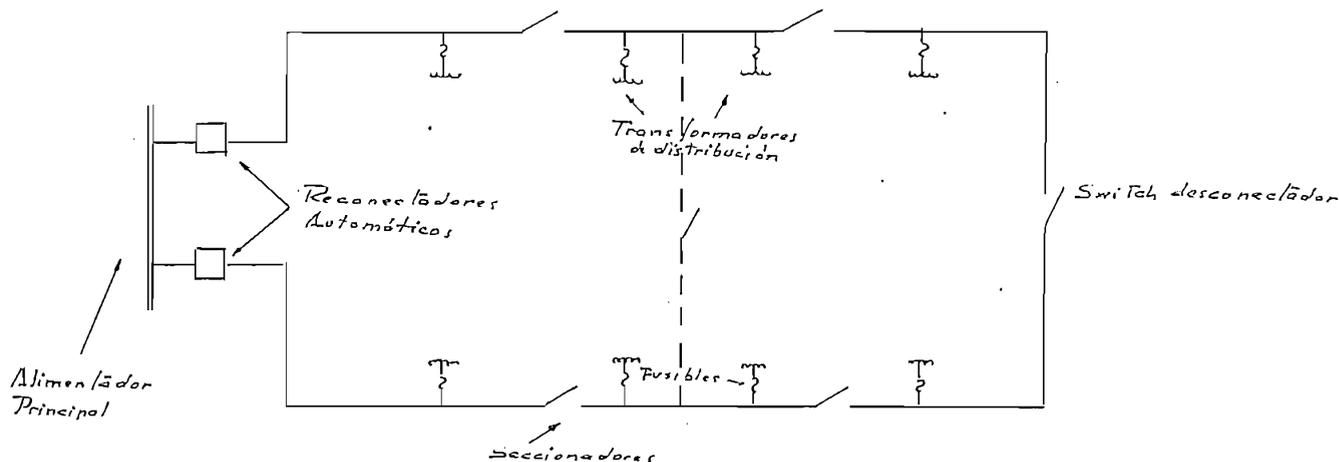


Fig IV - 1

Analizando más detenidamente este sistema, describiremos a continuación la función y razón de la utilización de cada uno de los elementos.

Los aparatos de protección de cada circuito a la salida del alimentador principal, pueden ser: disyuntores, reancladores automáticos o simples fusibles desconectadores, que en definitiva prestarían el mismo papel de protección, pero con ciertas diferencias.

Los disyuntores serían aplicables en circuitos de potencias considerables, donde puedan presentarse grandes corrientes de cortocircuito, ya que este dispositivo generalmente se construye para altas capacidades de interrupción.

Aparte de esto podemos indicar, que el disyuntor automático es un elemento de protección costoso y que cuando se produce una falla, éste bloquea el circuito, dejándolo sin alimentación hasta el desapeje de la falla y la posterior reposición manual del disyuntor.

La protección con fusibles se adopta generalmente para alimentadores con carga ligera y también presenta el inconveniente de bloquear la alimentación en caso de fallas persistentes y en ciertos casos aún momentaneas.

Aparte también, se presenta el problema que para la reposición del servicio se requiere el reemplazo manual de los fusibles.

PROTECCION DE LOS ALIMENTADORES CON RECONECTADORES AUTOMATICOS.-

Los reconectadores automáticos, son dispositivos cuyo funcionamiento podría compararse a un cortacircuitos 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 solo llegaría hasta este punto, ya que no vuelven a su colocación automáticamente, después de haber saltado todos, pues dicha reposición habría que hacerla manualmente,

El reconectador automático (Recloser) se abre durante una falla y vuelve a cerrarse después de un período de tiempo; si la falla persiste el recloser opera nuevamente hasta completar un ciclo de 4 operaciones, pero dentro del período de estas sucesiones de conexión y desconexión, la falla puede despejarse si ha sido temporal y el recloser vuelve a su posición normal, mientras que si la falla es persistente, después de la cuarta operación se abrirá definitivamente.

Esta cualidad importante del recloser hace que un gran número de fallas que son temporales, tales como: el roce de la rama de un árbol con las líneas, la caída de un rayo, et., se despejen rápidamente y el servicio no se interrumpa radicalmente.

Por las ventajas antes enumeradas, se justifica plenamente la utilización de recloser en la protección de alimentadores con cierta magnitud de potencia.

En nuestro caso cada alimentador tendrá aproximadamente 800 KW., lo cual es un valor apreciable, que hace necesario la utilización de reconectores automáticos.

SECCIONADORES.-

Estos elementos desempeñan un papel importante en el mantenimiento de las redes y el mantenimiento de la continuidad del servicio.

Lo ideal sería disponer junto a cada transformador, seccionadores de línea, para aislar del servicio el sector asociado que cubre un solo transformador, cuando se producen fallas. Pero prácticamente sería demasiado costoso, en zonas donde la carga no es muy importante, prever tantos seccionamientos; por esta razón y para nuestro caso, emplearemos seccionamientos de línea cada 2 o 3 transformadores, teniendo en cuenta la capacidad de los mismos.

El tipo más económico de seccionador es el "Corta circuito, tipo Switch", provisto de barras de cobre; por lo tanto, adoptaremos estos dispositivos como seccionadores de línea.

Por otra parte, cabe indicar que en los extremos del banco de transformadores trifásicos utilizaremos switch en aceite, por la necesidad eventual de operar con carga, cuando los mecanismos del "Recloser" asociado se traben; o cuando se desee sacar de servicio un transformador del banco sin interrumpir el funcionamiento de el resto de transformadores servidos por el "feeder".

En lo que respecta a la protección de sobretensiones, este aspecto fué discutido en la sección correspondiente a la protección de transformadores..

El diseño eléctrico completo del sistema primario consta en el plano No. 2, in cluido al final del estudio.

SELECCION DEL VOLTAJE PRIMARIO.-

En el caso del presente estudio, el voltaje está impuesto, debido a que contamos con una fuente de alimentación a 13.8 KV, en el "Buque Planta", sin embargo, analizaremos algunos aspectos para justificar el uso de esta 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 standarizadas en determinado país o región.

Para establecer una comparación adecuada en nuestro caso particular, comparamos las tensiones de 6,3 y 13,8 KV, que son las más normalizadas en nuestro país.

Por esta razón y para hacer un análisis económico adecuado, comparamos los elementos de mayor influencia en costos de los dos sistemas de tensión.

En el aspecto referente a conductores, nos basaremos en las siguientes longitudes aproximadas de circuitos:

1 Km. de circuito troncal

12 Km. de Subcircuitos (alimentadores).

En lo que respecta al resto de elementos sujetos a comparación, incluiremos los siguientes datos aproximados:

300 postes de hormigón centrifugado.

1200 aisladores tipo PIN.

200 aisladores de retención.

100 cortacircuitos de Alta Tensión.

75 pararrayos.

420 KVA. en transformadores trifásicos.

840 KVA. en transformadores monofásicos.

Para establecer la diferencia en los calibres de conductores, haremos la siguiente consideración:

Para una misma potencia y el mismo porcentaje de caída de tensión de dos magnitudes de voltaje, la impedancia de los conductores está en razón directa de los cuadrados de las tensiones:

$$Z_1/Z_2 = (E_1/E_2)^2 ;$$

y como las impedancias están aproximadamente en razón inversa de las secciones, podemos establecer la siguiente relación, que cabe recalcar, es solo aproximada y solo es útil para una primera comparación:

$$S_2/S_1 = (E_1/E_2)^2 ;$$

que relacionándola con los pesos de los conductores, se tiene:

$$P_2/P_1 = (E_1/E_2)^2 ;$$

P_2 = Peso de conductores en el sistema 6,3 KV.

P_1 = Peso de conductores en el sistema 13,8 KV.

$E_1 = 13,8 \text{ KV.}$

$E_2 = 6,3 \text{ KV.}$

La relación $(E_1/E_2)^2$, equivale a 4,8, pero como en el sistema de 6,3 KV. se tiene una menor impedancia, debido a la menor separación necesaria entre conductores, tomaremos como cifra aproximada de esta relación el valor de 4.

Con estos antecedentes elaboramos un cuadro incluyendo los costos aproximados de los materiales.

Elementos	13,8 KV		6,3 KV	
	Cantidad	Costo en \$/1000	Cantidad	Costo en \$/1000
Conductores	9250 KG.	240	37000	960
Postes	300	390	300	282
Aisladores	1200	22,5	1200	14
Transformadores Trifásicos.	420KVA.	420	420KVA.	385
Transformadores Monofásicos.	840KVA.	285	840KVA.	264
Certacircuitos	100	90	100	70
Pararrayos	75	68	75	57

Costo Total del Sistema 13,8 KV. \$/ 1' 515.500,00

Costo Total del Sistema 6,3 KV. \$/ 2' 032.000,00

En consecuencia, el sistema de 6,3 KV resultaría más caro, en un 32%, por lo tanto es un margen apreciable de diferencia y prácticamente no sería necesario volver hacer un análisis más detallado, incluyendo otros factores -- que seguramente son de poco peso.

En conclusión y por las razones económicas antes mencionadas, queda justificada la tensión de 13,8 KV., como voltaje de alimentación primario.

SELECCION DEL TIPO DE CONDUCTOR PARA LAS LINEAS DE ALIMENTACION PRIMARIA.-

Los materiales más usados para líneas de alta tensión, en distribución, son el cobre y el aluminio, por sus propiedades eléctricas y aspectos económicos.

Para establecer comparación entre los dos tipos de conductores antes mencionados, se tomaron como base, las propiedades del conductor de cobre de 97% de conductibilidad y del conductor de aluminio de 61% de conductibilidad.

Propiedad	Cobre	Aluminio
Resistencia en Ohmios por $\text{mm}^2/\text{m.} \times 10^{-3}$	17,5	28,7
Resistencia a la tracción, Kg/mm^2	42	17
Peso específico en Kg/cm^3	8,9	2,7
Módulo de elasticidad en $\text{Kg.}/\text{cm}^2$	$1,12 \times 10^6$	$0,7 \times 10^6$
Coefficiente de expansión lineal por °C.	17×10^{-6}	$23,8 \times 10^{-6}$

Por último, nos faltaría conocer un aspecto importante de cada conductor, o sea el precio unitario, incluido los accesorios y el montaje, para lo cual haremos un breve análisis económico.

Haremos las comparaciones correspondientes analizando un tramo de línea de 5 Km., con los accesorios principales de montaje, en los cuales existe diferencia de precio.

Vamos a suponer que los conductores usados, son el cobre N° 4 AWG. y el equivalente eléctricamente, Aluminio N° 2 AWG.

Aparte de esto, supondremos también que la línea tiene 6 anclajes intermedios y 6 seccionamientos eléctricos y unas 30 derivaciones.

Accesorios	LINEA DE ALUMINIO		LINEA DE COBRE	
	Cantidad	Costo \$/	Cantidad	Costo \$/
Conductores	460 Kg.	10000	940 Kg.	28200
Cinta protectora	16 Kg.	400	--	--
Alambre de amarre	13,5 Kg.	210	28,5Kg.	700
Terminales rectos	14	1000	6=	--
Empalmes	3	60	--	--
Herramientas para empalmes	2	1500	--	--
Conectores	100(Cu-Al)	2500	100(Cu-Cu)	1000
Poleas	12	1440	--	--
Tendido de conductores, regulación y amarre.		2250		1500

COSTO TOTAL: ALUMINIO \$/ 19360

COBRE \$/31750

Precio por Kg. de Aluminio = $19360/460 = \$/42,10$ /Kg.

Precio por Kg. de Cobre = $31400/940 = \$/33,40$ /Kg.

Las consideraciones hechas para la elaboración del cuadro anterior, son las siguientes:

- a) Precios de los materiales; son los vigentes en el mercado aproximadamente.
- b) Los accesorios que no se han incluido para el cobre, se los ha suprimido a base de que el cobre es un material fuerte y como tal, resiste perfectamente con entorches, para conexiones intermedias y terminales, no así en el a

luminio, debido a la capa de óxido que se forma, imposibilita hacer una buena conexión eléctrica y por tanto no se puede empalmar con simples entorches.

- c) También se ha supuesto que las derivaciones de la línea se hacen con cobre, en vista de que, generalmente las secciones necesarias son reducidas y por razones mecánicas se necesitan materiales fuertes para estas líneas.
- d) En cuanto al costo de tendido de los conductores, se ha estimado en base a datos prácticos obtenidos y de esta manera se ha supuesto que el precio de tendido de un conductor, con todos los trabajos adicionales (empalmes, amarre, etc.), vale aproximadamente el 5% del costo de los materiales para líneas de cobre. Para el aluminio como es un material delicado que necesita mucho cuidado en el manejo, requiere por lo menos un 50% más de tiempo y por consiguiente 50% más de trabajo para el montaje; en vista de esto, se ha recargado un 50% en el costo de tendido.

Por último y según los resultados obtenidos del análisis, deducimos que el costo per Kg. de aluminio, incluido accesorios, es un 25% más caro que el cobre; pero como el peso del aluminio equivalente electricamente al cobre es aproximadamente $\frac{1}{2}$ el ahorro real que se tendría utilizando conductores de aluminio es de 37,5%, valor que lo deducimos en la siguiente forma:

Precio del Kg. de Aluminio, inclusive accesorios. (en PU).

\$/ 1,25

Precio del Kg. de Cobre, inclusive accesorios.

\$/ 1,00

Peso necesario en Aluminio	1 Kg.
Peso necesario en Cobre	2 Kg.
Costo de la línea de Aluminio: 1x1,25	\$1,25
Costo de la línea de Cobre: 2x1	"2,00
Ahorro con respecto al Cobre	"0,75
Porcentaje equivalente: $0,75 \times 100 / 2$	37,5%

En conclusión deberíamos utilizar conductores de aluminio para las líneas de alta tensión; pero como existe una buena cantidad de conductor de cobre duro desnudo N°4 y N°6 AWG., apropiado para líneas de alta tensión, nos vemos obligados a utilizar este material en las redes primarias; y por razones de estandarización emplearemos conductores de cobre en la cantidad que hace falta para completar todo el sistema.

Sin embargo de ser menos económico el empleo de conductores de cobre, tiene algunas ventajas este material en los sistemas de distribución, de las cuales podemos señalar: facilidad de tendido de las líneas, mejor calidad y sencillez de los empalmes eléctricos y por fin más disponibilidad de accesorios y equipo para líneas de cobre en el mercado.

CALCULO DE LA SECCION DE LOS CONDUCTORES.-

Analizaremos en este punto los conductores de los circuitos alimentadores que constituyen el anillo, ya que éstos representan aproximadamente el 90% de la longitud del sistema de alta tensión; en cuanto al tramo relativamente corto que alimenta al anillo, lo adaptaremos a los resultados que se obtengan en el análisis de los alimentadores principales.

Existen algunos criterios básicos para la determinación de las secciones de los conductores, tales como: porcentajes admisibles de caída de tensión, pérdidas de energía más económicas, etc.

Como en el problema particular que analizamos, el costo de producción de la energía es un tanto elevado (\$0,38 por combustible y amortización de maquinaria), nos basaremos para la determinación de la sección de los conductores, en el criterio de las pérdidas admisibles de energía más económicas, que se resumen más concretamente en la Ley de "Kelvin"; luego comprobaremos los resultados calculando las caídas de tensión.

La Ley de Kelvin a que hicimos referencia, dice:--
"La sección más económica es aquella para la cual, el costo anual de la energía eléctrica perdida, es igual al interés de la parte del capital invertido que pueda considerarse -- función del peso de conductor de cobre"

Expresando por medio de fórmula, tenemos:

$$\frac{1}{K.s} I^2 . t . p . = n.l.s.a. \quad (1)$$

En donde:

p = Costo del Watio hora de energía perdida.

$\frac{1}{K.s}$ = Resistencia del conductor.

I = Intensidad de la corriente.

n = Costo por unidad de peso y de sección del conductor.

a = Tanto por ciento de interés y amortización.

t = Tiempo equivalente, durante el cual circula la corriente I.

Arreglando convenientemente la ecuación obtenemos el valor de la densidad de corriente más económica (d_e); su valor sería:

$$d_e = \sqrt{\frac{H \cdot a \cdot K}{t \cdot p}}$$

El valor de a es el factor de recuperación del capital, - que incluye depreciación e intereses; para su cálculo, suponemos 40 años, como tiempo de depreciación del conductor y 7% de interés del capital.

Tomando como base estos datos, el factor de recuperación ($f_{ro} = a$), valdría 0,075.

El tiempo t , vendría a ser el tiempo equivalente anual, durante el cual circularía la corriente I_{max} ; este tiempo para un factor de carga de 0,43, vale según las curvas apropiadas que existen en los manuales, 2000 horas.

$$p = 2/0,38 \times 10^{-3} / \text{Wh.}$$

$$K = 57$$

$$n = 0,27 \quad (\text{Valor calculado a razón de } \$/30/\text{Kg. de cobre})$$

Reemplazando valores, tenemos:

$$d_e = \sqrt{\frac{0,27 \times 0,075 \times 57}{2000 \times 0,38 \times 10^{-3}}} = \sqrt{1,52} = 1,24 \text{ Amp./mm.}^2$$

En cuanto a la corriente máxima de cada alimentador, ésta valdría aproximadamente 41 Amp. después de 10 años; tiempo para el cual se han calculado las redes; por esta razón, no sería acertado tomar como corriente nominal para el cálculo del valor de pérdidas.

Para obviar este problema, haremos el siguiente ra

Las pérdidas son proporcionales al cuadrado de -- las corrientes; por lo tanto, no podemos tomar para el cálculo una corriente igual a la media de los valores sucedi-- dos en 10 años, sino, un valor igual a la raíz cuadrada del valor medio de la suma de todos los cuadrados en el lapso - de 10 años.

Basándonos en esta consideración, la corriente al final de los 10 años, valdrá 41 Amp., y si el índice de cre-- cimiento de la carga hemos supuesto que vale el 8%, en el - primer año valdría:

$$41/2,1589 = 18,99 \text{ Amp.}$$

La suma de los cuadrados en los 10 años, sería:

$$S_{I^2} = \overline{18,99^2} (\overline{1,08^2} + \overline{1,16^2} + \overline{1,355^2} \text{ ----- } \overline{2,1589^2})$$
$$= 360,6 \times 25,5 = 9195.$$

$$\text{Promedio Anual} = 9195/10 = 919,5$$

Por consiguiente, la corriente equivalente anual que consideraremos para el cálculo, vale:

$$I = \sqrt{919,5} = 30,3 \text{ Amp.}$$

Como conocemos el valor de la densidad económica de la corrientes, que vale:

$$d_e = 1,24 \text{ Amp./mm}^2$$

La sección más económica valdría:

$$S_e = 30,3 / 1,24 = 24,4 \text{ mm}^2$$

El valor de sección standard más próximo es de -- 21,15 mm², correspondiente al N° 4 AWG., por lo tanto, adop-- taremos esta sección para las líneas primarias.

COMPROBACION DE LAS CAIDAS DE TENSION.-

Según las normas establecidas en diferentes países, las caídas de tensión admitidas en un sistema de alta tensión, están comprendidas entre 3 y 5%, por lo tanto, comprobemos si es que en el caso que estudiamos, la pérdida de voltaje está dentro de estos límites.

Para proceder al estudio de las pérdidas de tensión, primero estudiaremos: la separación necesaria entre conductores, la impedancia de la línea y la situación y magnitud de las corrientes de alimentación a cada carga.

SEPARACION ENTRE CONDUCTORES.-

Para el cálculo de la distancia de separación necesaria entre conductores, influyen primordialmente la tensión y el valor de la flecha máxima.

La fórmula que relaciona las magnitudes antes mencionadas, es según las normas "VDE", es:

$$d = 0,75 \sqrt{f_{\text{máx.}}} + U/150 \quad (\text{Para cobre})$$

U = Tensión en KV. entre líneas.

En cuanto a la determinación de la flecha máxima, este aspecto se estudiará detenidamente en el capítulo referente al estudio mecánico de las redes; ahora nos atenderemos a un pre-cálculo hecho para las condiciones más desfavorables (vano, temperatura y viento máximos), cuyo resultado dió el valor de 1,25 m., como flecha máxima.

Por consiguiente y reemplazando valores, se tiene:

$$d = 0,75 \sqrt{1,25} + 13,8/150 = 0,75 + 1,11 + 0,092$$

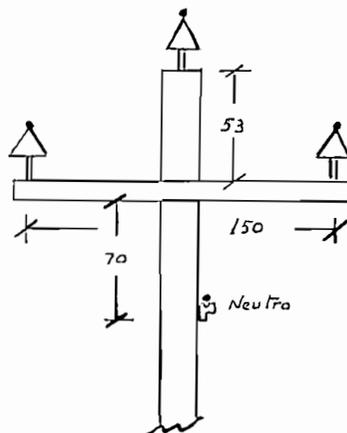
$$d = 92 \text{ cm.}$$

Una vez obtenido la distancia de separación de los conductores, estudiaremos la disposición del circuito en el poste.

Teniendo presente que es un sistema de alta tensión con 3 fases y neutro, lo ideal sería la ubicación del neutro en la parte superior del poste, para utilizarlo como línea de protección contra descargas atmosféricas, si se preven las conexiones apropiadas a tierra.

Pero esta disposición supondría la utilización de dos crucetas, para conseguir una colocación triangular de los conductores, que es la más conveniente, pero esto significaría logicamente un mayor costo. En vista de esto nos atendremos a la práctica americana, aplicada a estos sistemas, cuya disposición normalizada es la indicada en el gráfico.

En cuanto a la longitud de la cruceta, esta varía de 6' a 8', pero para aplicar a nuestro caso, nos basaremos en la longitud standard de los perfiles de hierro, con el fin de obtener un número exacto de piezas sin que queden retazos.



Otro aspecto que hay que tomar en cuenta, es el hecho de no utilizar longitudes cortas de crucetas, las cuales necesitarían una mayor separación desde la punta del poste, para conseguir la separación adecuada de los conductores y por tanto, para mantener la altura de seguridad de las líneas sobre el suelo, obligaría a la utilización de postes -

más altos. Por otra parte, también es necesario conservar u na distancia de seguridad entre línea y poste, hecho que l gicamente impide reducir la longitud de la cruzeta.

Basándonos en las consideraciones anteriores y da do que la longitud standard de los perfiles de hierro utili zados para cruzetas, tienen aproximadamente 6 m., adoptare-
mos la dimensión de 1,50 m., como largo de la cruzeta.

Conociendo la longitud de la cruzeta, podemos cal cular la distancia desde la punta del poste a que debe ir - montada la cruzeta, tomando como referencia la separación ne cesaria entre conductores; esta distancia valdría:

$$Y = \sqrt{92^2 - 75^2} = 53 \text{ cm.}$$

CALCULO DE LA IMPEDANCIA.-

Para facilitar los cálculos de caídas de tensión, en centraremos el valor de las impedancias per Km. y per me-
tro de conductor.

CONDUCTOR CABLEADO DE COBRE SEMIDURO N° 2 AWG.-

$$R_a = 0,52 \Omega / \text{Km.}$$

$$X_a = 0,574 \Omega / \text{H. (Reactancia a 1 pie de distancia).}$$

Para el cálculo de la reactancia, a la distancia g festiva entre conductores, necesitamos calcular la distan-
cia equivalente entre los mismos, por medio de la siguiente fórmula:

$$d_{eq.} = \sqrt{1,5 \times 0,92 \times 0,92} = \sqrt{1,2696}$$

$$d_{eq.} = 1,052 \text{ m.}$$

$$d_{eq.} = 3' + 3,6''$$

Luego el valor de X_d , según las tablas del Manual "Transmission and Distribution" de Westinghouse, vale:

$$X_d = 0,1448$$

El valor total de la Reactancia sería:

$$X = X_a + X_d.$$

$$X = 0,574 + 0,1448 = 0,7188 \Omega/\text{M}.$$

$$X = 0,4467 \Omega/\text{Km}.$$

Conociendo los valores de la Resistencia y Reactancia por Km., podemos aplicar la fórmula apropiada para líneas cortas, cuya relación es:

$$Z = R. \cos. \varphi + X. \sin. \varphi$$

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 por Km., sería:

$$Z = 0,52 \times 0,85 + 0,4467 \times 0,527$$

$$Z = 0,442 + 0,235 = 0,677$$

$$Z = 0,677 \Omega/\text{Km}. = 0,677 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}.$$

CONDUCTOR CABLEADO DE COBRE SEMIDURO N° 4 AVG.

$$R_a = 0,863 \Omega/\text{Km}. ; X_a = 0,599 \Omega/\text{M}. ; X_d = 0,1448 \Omega/\text{M}.$$

$$X = 0,7438 \Omega/\text{M}. ; X = 0,466 \Omega/\text{Km}.$$

$$Z = 0,863 \times 0,85 + 0,466 \times 0,527$$

$$Z = 0,9796 \Omega/\text{Km} ; Z = 0,9796 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}.$$

Con los valores de las impedancias antes obtenidas podemos calcular las caídas de tensión, haciendo la siguiente consideración, para simplificar los cálculos:

a) Cálculo de la caída de tensión compuesta, utilizando la

$$\text{fórmula: } \Delta V = L.I.Z. \sqrt{3}$$

L = Longitud en metros.

I = Corriente de línea en Amperios.

Z = Impedancia en Ω/m .

b) En lo que respecta a las cargas monofásicas, consideraremos que la corriente absorbida por las mismas, influye con la tercera parte en cada línea; esto queda justificado, si es que suponemos que las fases pueden equilibrarse cargando igual número de KVA. a cada una.

En otro caso habría que calcular individualmente las caídas de tensión en cada fase, tomando las corrientes de las cargas monofásicas conectadas, con su valor total, - pero esto seguramente es más largo y difícil, en vista de -- que hay que hacer el cálculo para las tres fases.

Por lo tanto, aplicaremos la primera modalidad para efectuar todos los cálculos del sistema y los resultados y procedimientos, los incluiremos en un cuadro, para proceder ordenadamente (Ver cuadros N°4, en las páginas siguientes).

Dado el margen reducido de pérdidas de voltaje, - cuyos valores constan en el cuadro, adoptaremos para el tramo de alimentación del "lazo" (Buque-Las Palmas), conductores N° 2 AWG. de cobre.

Con los conductores previstos hemos obtenido caídas máximas de voltaje equivalente a 1,92 y 1,51%, lo cual nos permitiría en lo posterior transportar toda la capacidad de la planta (3600 KW), o servir en condiciones de emergencia, con un solo alimentador, sin llegar al 5% de caída de tensión.

Por otra parte, indicaremos que para el neutro -- se ha previsto los 2/3 de la sección de fase, con el fin de evitar excesivas caídas de tensión, en condiciones de desequilibrio.

CONEXION DEL NEUTRO PRIMARIO A TIERRA.-

En este 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 adecuadas, para accionar disyuntoras, reconectadores o fusibles.

También es conveniente la conexión a tierra para evitar sobretensiones entre neutro y tierra, cuando se producen fallas o descargas atmosféricas.

Lo ideal sería conectar en todos los postes el -- conductor neutro a tierra, para obtener menores impedancias y evitar casi en absoluto las sobretensiones, pero esto contribuiría a un considerable aumento de precio en la construcción de las líneas; para compartir un tanto estas dos tendencias y en razón de que, en la zona en que vamos a montar -- las líneas es posible obtener una baja resistencia de tierra, por su situación en la margen de un río, que permite -- obtener a poca profundidad tierra húmeda con buena conductividad, adoptaremos puntos de conexión a tierra con mayor intervalo; por ejemplo, cada 150 o 200 m., es decir, pasando tres postes, si estos normalmente se colocan cada 40 m. (para utilizarse en baja y alta tensión).

Notas adicionales del Capítulo Precedente.-

A) Las ventajas del sistema primario a 4 conductores las habíamos discutido en la página 34 del capítulo III; sin embargo cabe indicar que no se ha estudiado la alternativa, de prescindir del conductor neutro, en el sistema de alta tensión en vista de que la potencia a transmitir es considerable y no se puede garantizar de una manera exacta la conductividad necesaria de la tierra por la falta de pruebas y datos concretos a este respecto.

Por otra parte, así fuera posible la utilización de la tierra como conductor (Neutro), tendríamos el problema, del empleo de electrodos especiales de gran tamaño, para hacer las tomas convenientes de los transformadores; lo cual seguramente requeriría costos adicionales de importancia, sin evitar radicalmente el inconveniente de que con el transcurso del tiempo dichos electrodos van deteriorandose y por lo tanto van perdiendo su conductividad.

También es de importancia hacer notar, que el disponer de un conductor neutro independiente es muy ventajoso para efectuar un mejor control.

B) Se han previsto transformadores trifásicos a 13.200 Voltios; pese a que el voltaje de alimentación es de 13.800 Voltios; en razón de que no existen transformadores estandarizados de 13,8 KV. en potencias menores de 100 KVA y además, el hecho de utilizar transformadores de 13,2 KV no causaría problemas en vista de que tenemos la posibilidad de regular la tensión, en el transformador de elevación de la planta y en los transformadores de distribución, empleando los "Taps".

CALCULO DE LAS CAIDAS DE TENSION

PROYECTO DE LINEA 13.8 KV

TRAMOS Long. Potencia Intens. Resist. React. Impedancia Caida Tens. $\frac{\Delta V}{V}$
 Metros KVA Amperios $\Omega/\text{Km.}$ $\Omega/\text{Km.}$ R. con. ρ + X. non. ρ I. S. L. $\sqrt{3}$

LINEA TRONCAL - CONDUCTOR OCHS N° 2 AWG.

Baque-BA 910 1982.5 83.06 0.548 0.466 0.680 08.74 0.642

ALIMENTADOR A - CONDUCTOR OCHS N° 4 AWG.

Tranf. N°

BA-1	66	37.5	1.5708	0.863	0.466	0.979	0.17469
BA-2	136	15	0.6282	"	"	"	0.14460
BA-3	196	37.5	1.5708	"	"	"	0.52143
BA-4	340	37.5	1.5708	"	"	"	0.90450
BA-5	492	37.5	1.5708	"	"	"	1.50887
BA-6y7	666	30	1.6735	"	"	"	1.88985
BA-6.B.	872	100	4.190	"	"	"	6.32980
BA-8	966	10	0.4188	"	"	"	0.68317
BA-9	1110	15	0.6282	"	"	"	1.18095
BA-11	1508	25	1.0475	"	"	"	2.46189
BA-14	1680	25	1.0475	"	"	"	2.97984

BA-17	1976	37.5	1,5700	0.865	0.466	0.979	5,25675
BA-C.E.	2116	60	2,514	"	"	"	9,00951
BA-18	2506	37.5	1,5700	"	"	"	6,34749
BA-19	2602	25	1,0475	"	"	"	4,61917
BA-20	2850	37.5	1,5700	"	"	"	7,54995
BA-27	2908	45	1,0855	"	"	"	9,54153
BA-C.E.	3070	15	0,6285	"	"	"	3,26779
BA-28+C.E	3124	60	2,514	"	"	"	13,30109
BA-39	3216	45	1,0855	"	"	"	10,26960
BA-40	3318	75	3,1425	"	"	"	17,65885
BA-C.E.	3410	20	0,850	"	"	"	4,85095
BA-41	3507	45	1,0855	"	"	"	11,19884
BA-42	3497	45	1,0855	"	"	"	11,16691
BA-C.E.	3587	15	0,6285	"	"	"	3,61810
BA-43+44	3667	75	3,1425	"	"	"	19,51620
BA-45	3984	45	1,0855	"	"	"	12,72204
BA-C.E.	4274	10	0,419	"	"	"	3,03290
BA-C.E.	4548	15	0,6205	"	"	"	4,62013

45.56 Amp.

176.4 Volt. 1,924

ALUMINUM 2 - CONDUCTOR COMB N° 4 AWG

RB-10	670	13	0.6282	0.863	0.466	0.979	0.71283
RB-12	853	25	1.0470	"	"	"	1.51254
RB-13	963	25	1.0470	"	"	"	1.71114
RB-15	1243	13	0.6282	"	"	"	1.32246
RB-16	1330	25	1.0470	"	"	"	2.35836
RB-18	1961	13	0.6282	"	"	"	2.08734
RB-21	2463	25	1.0470	"	"	"	4.36740
RB-22	2617	23.0	1.0470	"	"	"	4.64046
RB-23	2795	45	1.9230	"	"	"	9.112
RB-24	2983	25	1.0470	"	"	"	3.14738
RB-25	2998	23	1.0470	"	"	"	3.31606
RB-26	3044	10	0.4189	"	"	"	2.15904
RB-27	3270	37.5	1.5708	"	"	"	8.69919
RB-28	3350	15	0.6282	"	"	"	3.56412
RB-29	3450	15	0.6282	"	"	"	3.67053
RB-30	3512	23	1.0470	"	"	"	6.22746
RB-31	3618	15	0.6282	"	"	"	3.84927
RB-33	3736	13	0.6282	"	"	"	3.99609

RB-3475	3776	20	0,8376	0,863	0,466	0,979	5,33697
RB-32	3882	25	1,0478	"	"	"	6,88336
RB-36	4314	15	0,6882	"	"	"	4,80232
			<u>37,5324</u>				87,49
RB-24t. Bombas	6714	437,5	18,332	0,863	0,466	0,979	208,44
							<u>1,274</u>
							2,60% Total

Referencias:

RA = Reconector automático-alimentador A.

RB = Reconector automático-alimentador B.

Nota:

La corriente tomada para el cálculo de las caídas de tensión, en las cargas nominales, es del valor de la tercera parte de la corriente nominal.

CAPÍTULO V

ALUMBRADO PÚBLICO

La adecuada iluminación de calles, es un aspecto muy importante que tiene que ver con la seguridad de circulación nocturna, mejoramiento notable del tráfico, desarrollo marcado del comercio y aumento de bienestar y estética para la población.

Los niveles de iluminación necesarios, dependen de la importancia del sector, del volumen de tráfico de vehículos y de la circulación de peatones.

A base de estos factores, existen niveles recomendables de iluminación, que constan en manuales y publicaciones de casas productoras de equipos de alumbrado público.

Para establecer los niveles de iluminación en la ciudad de Esmeraldas, haremos antes unas breves consideraciones:

Es indudable que valores altos de iluminación aseguran un mejor grado de visibilidad, pero esto trae consigo aumentos de costos considerables, que para la economía de un municipio, resulta prohibitivo poder hacer ese tipo de inversiones.

Por lo tanto hay que compartir criterios y tratar de proporcionar a la ciudad un alumbrado razonable, sin que los costos sean excesivos.

Después de haber hecho estas pequeñas anotaciones y dado que el volumen del tráfico en las calles principales en la ciudad de Esmeraldas, correspondería a un valor un poco más alto que el denominado "muy ligero", por las normas americanas, tomaremos como valores recomendables los niveles de 2 a 4 Lux para la iluminación del sector principal de la ciudad, el cual está servido con la "Red Secundaria Banquenda".

Para los sectores perimetrales, en que la importancia del tráfico de vehículos y circulación de peatones decrece, tomaremos niveles de iluminación más bajos, del orden de 1 a 2 Lux.

ALTURA DE MONTAJE DE LAS LAMPARAS.-

Las alturas recomendables de montaje que indica el "Manual del Ingeniero Electricista de Knowlton" (Tomo II); -- Sección 14-22; se relacionan con la potencia luminosa (Lúmenes) de las lámparas, pero como para los niveles de iluminación escogidos (1,5 a 4 Lux), se necesitaría luminarias de 1500 a 5000 Lúmenes aproximadamente, las alturas necesarias -- variarían de 6 a 7,5 m., según indica el manual.

TIPO DE LAMPARAS.-

Se ha estimado conveniente, dando la debida importancia urbanística al sector central de la ciudad y de las dos -- avenidas principales, proyectar para estas zonas alumbrado -- con lámparas de vapor de mercurio de color corregido, por su valor estético y calidad de iluminación.

Para el resto de la ciudad adoptaremos lámparas incandescentes montadas en armaduras metálicas con pantalla ady

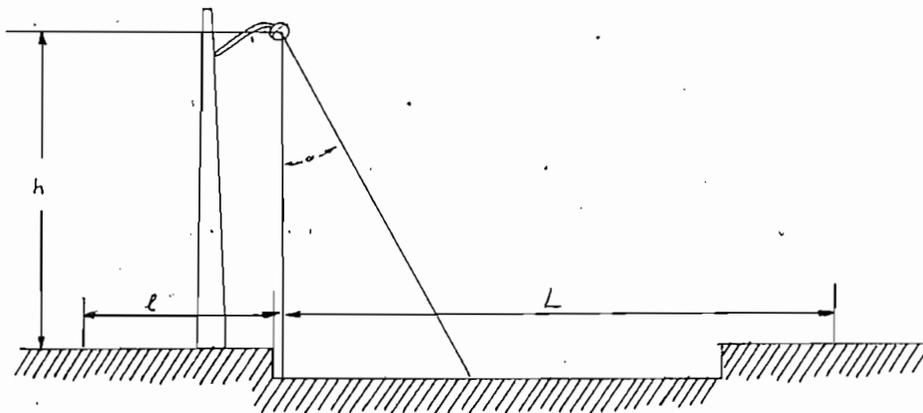
cuando a las potencias de las lámparas.

CALCULO DE ILUMINACION.-

Conociendo ya el nivel de iluminación y el tipo de lámpara para cada caso, podemos determinar la potencia luminosa de la lámpara y calcular la distribución de la iluminación en diferentes puntos de la calle, para conocer el grado de uniformidad.

ALUMBRADO DE MERCURIO.-

En el sector que se ha previsto este tipo de alumbrado, la distancia media entre postes es aproximadamente 35 metros, la altura de montaje de la lámpara es de 7 metros, — el ancho de las calles varía entre 10 y 14 metros; con estos datos estamos en capacidad de realizar todos los cálculos de iluminación para este sector principal.



Datos:

$L = 12 \text{ m.}; h = 7,50 \text{ m.}; Lux = 4; \alpha = 30^\circ$

Distancia entre postes = 35 m.

Coefficiente de utilización: $\eta_L = 0,45; \eta_e = 0,08$

Para obtener la potencia luminosa (flujo unitario) de la lámpara, a partir del nivel de iluminación que tratamos de conseguir (4lx); primero determinamos la potencia unitaria de la fuente a base del tipo de armadura elegido.

Para la aplicación en nuestro caso, indicamos que la armadura elegida corresponde al tipo HNF10, de "PHILIPS", cuyos factores de utilización para $l/h = 1,6$ vale 0,45 y para $l/h = 0,26$ vale 0,08.

La superficie que aproximadamente iluminará cada lámpara vale:

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

Luego el flujo unitario que necesitamos tendría el valor de:

$$\phi = S \times \text{Lux} / \eta = 420 \times 4 / 0,45 = 3733 \text{ Lúmenes.}$$

Pero debido a la absorción que se produce en el cristal de la armadura y al factor de mantenimiento que hay que considerar; la lámpara deberá tener aproximadamente un 25% más de potencia. O sea, que el flujo aprovechable de la lámpara será:

$$3733 \times 1,25 = 4700 \text{ Lúmenes.}$$

Según catálogo, para lámparas de mercurio, este flujo se consigue aproximadamente con la luminaria HPL de 125 W_t, cuyo rendimiento es de 3000 Lúmenes.

Por consiguiente, esta lámpara nos garantizará perfectamente el nivel de iluminación deseado.

Calculamos ahora el valor de la iluminación en la a cara contigua a la lámpara, en la acera situada al frente y por sin a una distancia de 17,50 m., que corresponde a la mitad del espaciamiento entre postes.

Iluminación Media en la Acera Contigua:

$$E = 0,08 \times 4000 / 2 \times 35 = 320 / 70 = 4,57 \text{ Lúx.}$$

Hemos tomado 4000 Lúmenes como valor del flujo, ya que hemos supuesto que el 80% es la cantidad de lúmenes útiles ($5000 \times 80 \% = 4000$).

Para calcular el valor de la iluminación en la acera situada al frente de la lámpara, utilizaremos la ley de los cuadrados inversos y del coseno:

$$E = \frac{I}{R^2} \cos. \varphi$$

En esta fórmula I valdría:

$$I = 4000 / 4\pi = 318 \text{ cd.}$$

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

$$\cos. \varphi = 7 / (193)^{1/2} = 7/14 = 0,5$$

$$E = 318 \times 0,5 / 193 = 0,82 \text{ Lúx.}$$

Este sería un valor medio calculado a base de la potencia promedio útil de la lámpara.

Sin embargo, es posible calcular el valor real de la iluminación en el punto considerado, si tomamos como referencia la curva de distribución de la intensidad luminosa, para la armadura HPR10 con lámpara HPL de 125 W.

Esta curva nos da el valor de 720 cd., para un ángulo de 60° ($\cos. \varphi = 0,5$); por lo tanto, la iluminación del punto considerado valdría:

$$E = 720 \times 0,5 / 318 = 1,13 \text{ Lúx. (Iluminación del Punto).}$$

Nivel de iluminación a la distancia de 17,50 m.:

$$E = 440 \times 7 / (7^2 + 17,5^2)^{3/2} = 0,672 \text{ Lúx (Iluminación del Punto).}$$

A este valor real del punto situado a 17,50 m. de la lámpara, se añadiría otro valor igual correspondiente a -- la lámpara contigua; luego el valor exacto de la iluminación sería:

$$0,672 \times 2 = 1,344 \text{ Lúx.}$$

El grado de uniformidad en este punto sería:

$$E_{\text{máx.}} = 4,57 \text{ (al pie de la lámpara)}$$

$$U = 4,57 / 1,344 = 3,4 \text{ (Grado de Uniformidad del Punto).}$$

Tomando los valores medios se tendrían:

$$E = 518 \times 7 / (7^2 + 17,5^2)^{3/2} = 0,55 \text{ (Nivel medio de la Zona).}$$

$$E_{\text{Real}} = 0,66$$

$$U = 4,57 / 0,66 = 6,9 \text{ (Grado de uniformidad de la Zona)}$$

CALCULOS DE LA ILUMINACION PARA LOS SECTORES CON ALUMBRADO IN GANDESCENTE.-

$$L = 12 \text{ m. ; } l = 2 \text{ m. ; } h = 6,50 \text{ m. ; } \eta = 0,42 \text{ y } 0,09$$

Distancia entre las lámparas = 40 m.

Nivel requerido en los sectores más importantes: 2 -

Lux.

$$\phi = 40 \times 12 \times 2 / 0,42 = 2280 \text{ Lúmenes.}$$

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:

$$2280 / 15 = 150 \text{ Wattios (2280 Lúmenes).}$$

Valor de la Iluminación en la Acera Contigua:

$$E = 2250 \times 0,09 / 2 \times 40 = 2,53 \text{ Lux. (Valor Medio).}$$

Valor de la Iluminación a 20 m. de la Lámpara:

$$E = 2250 / 4 \left[6,50 / (6,50^2 + 20^2)^{3/2} \right] = 0,128 \text{ (Valor Medio)}$$

$$E_{\text{Real}} = E_{\text{A}} + E_{\text{R}} = 0,128 + 0,128 = 0,256 \text{ Lux (2 lámparas).}$$

Grado de Uniformidad

$$U = 2,53 / 0,256 = 9,9 \text{ (Valor Medio de la Zona).}$$

ILUMINACION INCANDESCENTE EN LOS SECTORES DE SEGUNDA IMPORTANCIA.-

Para este caso calcularemos el nivel de iluminación ob-
tendrá con lámparas incandescentes de 100 Waticos y a base de -
este, constataremos si el valor de la iluminación es mayor que
un Lux, que es el nivel mínimo aceptable.

Los datos correspondan a las magnitudes considera--
das en el caso anterior, excepto el valor del flujo, que para
una lámpara de 100 Waticos con 14 Lúmenes por Watic, sería:

$$100 \times 14 = 1400 \text{ Lúmenes.}$$

$$E = 1400 \times 0,4 / 420 = 1,16 \text{ Lux.}$$

En la acera:

$$E = 1400 / 80 (0,09) = 1,58 \text{ Lux.}$$

A 20 Metros:

$$E = 1400 / 4 \left[6,50 / (6,50^2 + 20^2)^{3/2} \right] = 0,08 \text{ Lux.}$$

$$E_{\text{Real}} = 0,08 + 0,08 = 0,16 \text{ Lux (Valor Medio)}$$

Grado de Uniformidad:

$$U = 1,58 / 0,16 = 9,9 \text{ (Valor Medio)}$$

Todos los cálculos para la iluminación incandescente
se han hecho a base de la armadura que fué seleccionada por -

sus características luminicas ventajosas y su precio bajo.

Para el alumbrado del parque principal, se ha previsto armaduras ornamentales con lámparas de mercurio de 125 Waticos, el diseño del montaje y la distribución de las lámparas constan en el plano N°7, incluido al final de este estudio.

El criterio básico que primó para este diseño del alumbrado en el parque mencionado, fué el nivel de iluminación y la simetría del parque.

Los planos generales de la red de alumbrado público, control y diseños de montaje, constan en los planos: N°5, 6, 7, 8, 11 y 15.

DISEÑO DE LOS CIRCUITOS Y CONTROL DEL ALUMBRADO.-

Existen algunas posibilidades de disponer los circuitos, de los cuales los más comunes, son los circuitos serie y el paralelo.

Las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas, depende primordialmente de las condiciones locales de aplicación; sin embargo, se pueden anotar algunas características distintivas de cada uno de los tipos de circuito.

SISTEMA SERIE.-

En este sistema se colocan todas las lámparas en serie, utilizando altas tensiones de alimentación.

El circuito serie permite un mejor control del alumbrado y este, es menos complicado que en el sistema paralelo (múltiple); por tanto es posible aplicar métodos más sencillos de control.

También es ventajoso este sistema en lo que respecta

al ahorro de sección de conductores cuando se emplean circuitos largos.

La desventaja que tiene este sistema, es la utilización de tensiones elevadas y la posibilidad frecuente de interrupción total del servicio, por el daño de una sola lámpara o poste, etc.

SISTEMA PARALELO.-

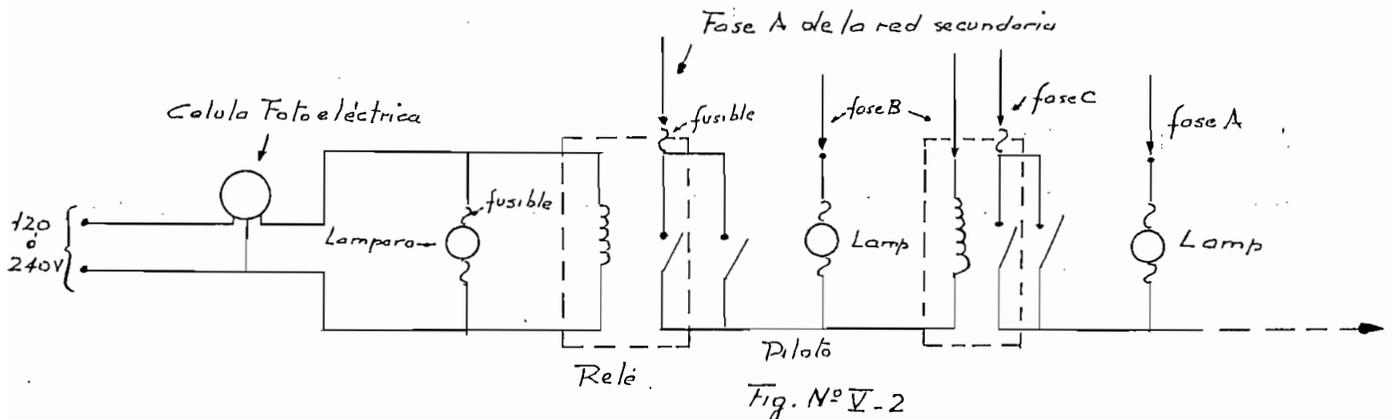
Este sistema se denomina de tensión constante y se utilizan bajos voltajes de alimentación, lo cual trae consigo: costo reducido de lámparas, seguridad en el mantenimiento, e independencia de funcionamiento de cada lámpara.

En nuestro medio, la aplicación de este segundo sistema está generalizado; por lo tanto, existe la experiencia en el personal de mantenimiento y los accesorios son comunes en el mercado.

En consecuencia, adaptaremos este tipo de circuito para el servicio de alumbrado público.

CONTROL DEL ALUMBRADO PÚBLICO.-

El sistema de control más práctico y económico es el de encendido en "cascada"; analizaremos la figura N°V-2, para entender más claramente su funcionamiento.



El control inicial le afecta un switch horario o una célula fotoeléctrica, que cierra los contactos de alimentación, al tiempo o a las condiciones calibradas; luego se energiza la bobina del primer relé y cierra el switch incorporado, que a su vez alimenta al segundo grupo de lámparas y segundo relé, este proceso continúa hasta que se haya alimentado el último grupo de lámparas.

A continuación describiremos las características de los elementos que intervienen en el control del alumbrado, del sistema en cascada.

CÉLULA FOTOELÉCTRICA.-

Es un fotocátodo sensible a la acción de la luz, consiste de un cátodo de material especial, que varía su capacidad de emisión de electrones con el cambio de la intensidad luminosa.

Aprovechando esta propiedad, a este dispositivo se le puede regular de tal manera que a un cierto nivel de iluminación opere un relevador auxiliar que se encargue de cerrar o abrir los contactos de alimentación del circuito de control.

Las células fotoeléctricas se construyen actualmente con contactos de carga de hasta 3000 W., lo cual permite controlar un número más o menos importante de lámparas.

RELÉS.-

Los relés, son dispositivos a base de un electroimán y un switch asociado, que operan cuando se energiza la bobina del electroimán antes indicado.

Por lo tanto están provistos de dos pares de bornas; el un par para la alimentación de la bobina y el otro par, con contactos de mayor capacidad para el circuito de carga.

Para la determinación de la capacidad de los relés, en el capítulo correspondiente a especificación de materiales, se tomará en cuenta la corriente de arranque para las lámparas de mercurio.

SWICH ADICIONAL.-

Es conveniente para situaciones de emergencia, añadir un switch conectado en paralelo al switch del relé; este elemento auxiliar funciona normalmente abierto y se le utiliza cuando por cualquier razón no puede actuar el relé.

FUSIBLES.-

Es una buena medida utilizar fusibles para protección de los relés y las lámparas, contra cortocircuitos.

La capacidad de estos fusibles, lógicamente estará de acuerdo con la potencia de los relés, lámparas y también del voltaje de trabajo de las mismas.

Los diagramas eléctricos completos del control de g alumbrado de la Red Banzueada y Radial, constan en los planes N°5 y 6, así como también en el N°8, incluidos al final de este estudio.

SELECCION DEL VOLTAJE DE LOS CIRCUITOS DE ALUMBRADO.-

Los voltajes más standardizados de las lámparas para alumbrado público son: 110-120 y 220-240 Voltios, por lo tanto, la tensión de la red de alumbrado está supeditada a esta condición, y principalmente a los voltajes secundarios dispo-

nibles en la red de baja, los cuales anteriormente sabíamos - que tenían el valor de: 205-120 y 240-120 Voltios.

Por las razones indicadas, nos quedaría por decidir únicamente entre los valores de 120 y 240 Voltios; para crear este, haremos un breve análisis con el fin de ver la conveniencia de uno u otro sistema.

a) El menor voltaje tendría como ventaja la mayor seguridad en el mantenimiento y operación del sistema de alumbrado y menor costo del equipo.

b) El mayor voltaje, en nuestro caso de 240 Voltios, sería muy ventajoso en lo que a sección de conductor se refiere, pues aproximadamente, para una misma potencia y porcentaje de caída de tensión, en el sistema de 240 Voltios, necesitaríamos la cuarta parte (teóricamente) de la sección correspondiente al sistema de 120 Voltios.

La suposición hecha anteriormente no es del todo exacta para pequeñas potencias, en vista de que por razones mecánicas, no podemos utilizar conductores de secciones reducidas.

A pesar de esto y de acuerdo con las potencias que tenemos, si se presenta el caso de elegir conductores N°6 y N° 8 AWG, para los voltajes de 120 y 240, respectivamente (véase lo demostraremos al calcular las caídas de tensión), esta diferencia de calibre, para una longitud aproximada de 30000 metros de circuito de control, significaría una diferencia en costo aproximadamente:

$$W = \frac{(13,3 \text{ mm}^2 - 8,3 \text{ mm}^2) 8,9 \times 30000 \times 10^{-3} \times 30}{\text{Peso en Kg}}$$

$W = 48050$ de diferencia.

Lo cual es una diferencia importante que justificaría la adopción del conductor N°8 AWG. como hilo piloto y por consiguiente, la tensión de 240 Voltios para el circuito de alumbrado.

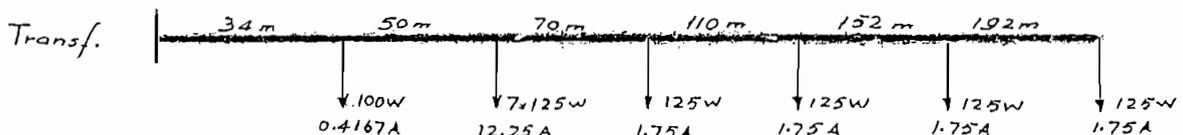
En cuanto al resto de equipo, su influencia no es de mayor peso, ya que los precios no difieren mucho entre los dos sistemas, sin embargo indicaremos que a pesar de que los elementos para una misma corriente son más caros a 240 Voltios, tenemos la ventaja de controlar el doble de potencia en el sistema a 240 Voltios (tal es el caso de los Relés, por ejemplo).

CAÍDA DE LAS CAIDAS DE TENSION.-

Para determinar las pérdidas de voltaje en las líneas de alimentación de las lámparas de alumbrado, analizaremos dos circuitos tipos, correspondientes a dos Relés:

Relé correspondiente al Transformador N°10.-

Circuito con mayor número de lámparas:



Caída de tensión en el hilo piloto:

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

I = Corriente en amperios de cada derivación.

L = Longitud acumulada en metros.

R = Resistencia del conductor en Ohmios por metro, conductor N°8 AWG., de cobre ($2,061 \times 10^{-3}$).

$$V = (0,4167 \times 34 + 12,85 \times 50 + 1,75 \times 70 + 1,75 \times 110 + 1,75 \times 132 + 1,75 \times 192) \times 2,061 \times 10^{-3}$$

$$V = 3,18 \text{ V.}$$

$$V\% = 3,18 \times 100/240 = 1,325\%$$

A este porcentaje de caída de tensión del hilo piloto, tendríamos que agregar el porcentaje de pérdida de voltaje en la otra fase de alimentación de la lámpara. Este porcentaje según hemos calculado para las redes de baja tensión vale 2% para cada fase.

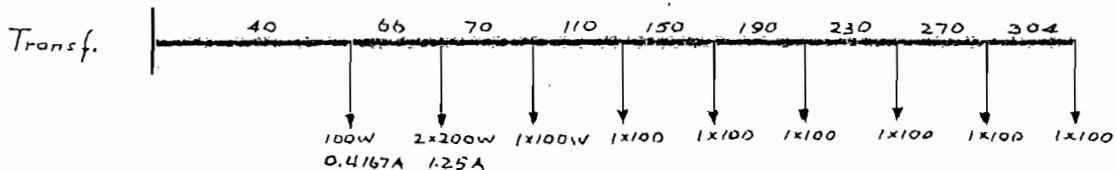
Luego la caída de tensión efectiva vale:

$$1,325 + 2 = 3,325\%$$

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

Relé correspondiente al Transformador N°13.-

Circuito con mayor carga:



$$V = \sqrt{0,4167(40+70+110+150+190+230+270+304) + 1,25 \times 66} \times 2,061 \times 10^{-3}$$

$$V = 1,343 \text{ V.}$$

$$V = 1,343 \times 100/240 = 0,56\%$$

Porcentaje Total:

$$0,56 + 2 = 2,56\%$$

Por los resultados obtenidos, concluimos que el conductor N°8 AWG., con la tensión de 240 Voltios, es suficiente

para el control de alumbrado.

Para establecer una comparación, suponiendo que se hubiera adoptado la tensión de 120 Voltios, para la alimentación de las lámparas, el porcentaje de caída de tensión se hubiera hecho 4 veces en el hilo piloto, en razón de que la corriente por el hilo de control se duplicaría y la tensión comparativa para el cálculo del porcentaje de caída la mitad (120).

Estas circunstancias obligaban a la adopción del conductor N° 6 AWG., como calibre mínimo para el hilo piloto.

Por todas las consideraciones hechas anteriormente, queda justificada la tensión y la sección del conductor para la red de alumbrado público.

En las páginas siguientes se incluye un cuadro descriptivo del número de lámparas servidas por cada transformador, las corrientes totales de los circuitos y la capacidad del relé utilizado.

Para determinar el amperaje del relé, se ha tomado como base las capacidades estándar existentes y en algunos casos se ha sobredimensionado los mismos, por las posibilidades que tienen determinados sectores, de hacer mejoramientos o ampliaciones del alumbrado público.

CUADRO N° 5
TIPO DE LAMPARAS Y CAPACIDADES DE RELES
UTILIZADOS EN EL ALUMBRADO PUBLICO

TRANSFORMADOR N°	LAMPARA INCANDESC. 150W-240V	LAMPARA INCANDESC. 150W-240V	LAMPARA DE HG. 125W-240V	AMPERAJE	RELE UTILI ZADO
1		21		13,125	15 A
2	8	7		7,709	15 A
3		24		15,000	30 A
4	3	20		13,4847	30 A
5	3	29		19,375	30 A
6		13		8,125	15 A
7	8	14		14,183	30 A
8	10		10	21,667	30 A
9	13		13	28,167	30 A
10	16		12	27,667	60 A
11	22			9,167	15 A G.P.
12	20		8	22,334	30 A
13	24			10,000	15 A
14	19		9	23,667	30 A
15	25			10,41	15 A
16	25		8	24,417	30 A
17	21		10	26,250	30 A
30	30		24	34,501	60 A
19	31			12,917	15 A
20	4	19	10	31,041	30 A
21		20	5	21,250	30 A
22	16	16		16,667	30 A
23		19	11	31,125	30 A

24	32	2		14,584	15 A
25	15	16		17,500	30 A
26	13			5,417	15 A
27	6	30	2	35,666	60 A
28	23			9,584	15 A G.F.
29	21	2		10,000	15 A
30		18	5	20,000	30 A
31	5	19	5	18,958	30 A
32		12	9	23,250	30 A
33	18			7,500	15 A
34	14			5,855	15 A
35	15			6,250	15 A
36			13	22,750	30 A

RUP BANOHALA

37			13	22,75	30 A
38			17	29,75	30 A
39			15+17	56,00	2 de 30 Alumb. Parque
40			17	29,75	30 A
41			17	29,98	30 A
42			16	28,00	30 A G.F.
43			13+17	52,50	2 de 30 A
44			17	29,75	30 A
45			16+17	57,75	2 de 30 A

Nota:

G.F. - Célula Fotoelétrica.

C A P Í T U L O VI

DISÑO MECANICO DE LAS REDES

CONSIDERACIONES GENERALES.-

El estudio mecánico de las Redes se refiere primordialmente, a la determinación de los esfuerzos en los conductores y soportes bajo todas las condiciones posibles de cargas físicas y variaciones de temperatura.

El análisis de los diferentes estados mecánicos de las redes, nos dá el índice para el dimensionamiento de todos los elementos que constituyen las líneas de transporte de la energía.

Existen en los diferentes países reglamentos básicos que condicionan la operación mecánica de las líneas; en el Ecuador todavía no se han establecido normas ni exigencias en este sentido; por lo tanto, el procedimiento común de los proyectistas, es adoptar como guía normas de otros países y variar ciertas exigencias en base a condiciones locales y al criterio personal.

Para proceder al estudio mecánico del sistema de redes de distribución de la ciudad de Baevaldas, nos impondremos primero la magnitud de algunos factores básicos que influyen substancialmente en la operación mecánica de las líneas.

Los factores principales que afectan al funcionamiento mecánico de las líneas, son las presiones del viento y las variaciones de temperatura.

Lo procedente sería partir de datos estadísticos de velocidad de vientos y variaciones de temperatura registrados

en la región donde funcionarán las líneas; pero como de esto, desgraciadamente no se ha efectuado ningún control ordenado, - nos vemos obligados a adoptar condiciones supuestas que guarden relación con las características de la zona y que en todo caso garanticen una mayor seguridad.

Las condiciones que adoptaremos para el cálculo de los esfuerzos en los conductores y soportes son:

Temperatura Mínima 5°C - Velocidad del viento 40 Km/h.

Temperatura Máxima 50°C - Velocidad del viento 90 Km/h.

Temperatura Media 25°C - Velocidad del viento ninguna.

ESFUERZO MÁXIMO DE TRABAJO DE LOS CONDUCTORES:

25% de la carga de rotura, en las condiciones más desfavorables.

Respecto a la última condición de la carga máxima admisible, generalmente se toma valores un tanto altos, cuando se trata de líneas de transmisión, ya que en este caso se persigue aprovechar mejor el material yéndose a vanos más largos; - cosa que no se pretende en líneas de distribución primaria, en vista de que siempre es más económico utilizar los mismos postes de alta para el montaje de las redes secundarias, las cuales no admiten mayores espaciamentos para evitar longitudes excesivas de las acometidas y sobre todo, para permitir un mejor alumbrado público.

Como en el caso específico de Esmeraldas, se han -- presentado algunas causas particulares, analizaremos individualmente cada circunstancia con sus respectivas modalidades.

Como consecuencia de lo expresado anteriormente, - estudiaremos separadamente los siguientes casos:

1) Tramo de línea entre el Buque y la Playa.

2) Tramo de línea entre las Palmas y la Iniciación de la calle Suora.

3) Líneas primarias de distribución.

TRAMO: BUQUE - PLAYA.-

Este tramo tiene una longitud de 750 m., el terreno es plano y por tanto es posible unir estos dos puntos con una línea recta.

Como se había indicado al principio del estudio, este tramo está influenciado por la marea alta, ya que cuando esta se sucede, se cubre de agua todo el sector (Punto Coqui^utos), creando profundidades de hasta 3 m.

Por la circunstancia antes indicada y para no utilizar estructuras muy altas que garanticen la altura de seguridad (6m.), sobre el nivel máximo del agua, tenemos que reducir la magnitud de la flecha, que únicamente lo lograríamos disminuyendo la longitud de los vanos, ya que tenemos la condición impuesta del límite de trabajo del material (25% de la carga de rotura).

Para analizar el problema planteado, nos valdremos de la fórmula que relaciona: el vano, la flecha y la tracción del material.

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot \sigma}$$

f = longitud de la flecha en metros.

g = peso del conductor en Kg., referido a un metro de longitud y a 1 cm² de sección, incluido carga adicional.

a = vano en metros.

σ = tracción del material en Kg/cm².

El valor de la flecha que tenemos que considerar en el presente caso, es el valor máximo, que se sucederá para las condiciones de temperatura máxima y velocidad del viento correspondiente.

Por lo tanto, calcularemos primero el valor de g' , con la carga debida al viento.

W = Carga del viento.

P = Pese del conductor.

$P = 0,302$ Kg/m., para conductor de cobre N° 2 AWG.

$W = 0,264$ Kg/m., para conductor de cobre N° 2 AWG. y 90 Km/h. de velocidad del viento; según tablas especiales.

$$g' = \sqrt{P^2 + W^2} = \sqrt{0,302^2 + 0,264^2} = 0,401 \text{ Kg/m.}$$

Con este dato calculamos primero el valor de la flecha máxima, suponiendo que en la distancia de 750 m., que tiene el tramo de línea, vamos a utilizar 10 postes con vanos de 75 m. (valor adecuado para este caso).

$$f = \frac{g \cdot a^2}{8 \cdot \sigma} ; \quad g = \frac{g'}{s} = 0,401/33,6 = 12 \times 10^{-3} \text{ Kg/m/mm}^2.$$

$$a = 75 \text{ m.}$$

Para σ adoptaremos un valor comprendido entre 6 y 7 Kg/mm², magnitud que la ratificaremos al calcular la tracción máxima del material con la ecuación del cambio de condiciones. En caso de que resultare excesivo, volveremos a calcular.

$$f = 12 \times 10^{-3} \times 75^2 / 8 \times 6,5 = 1,25 \text{ m.}$$

Exactamente el valor de 1,25 m., se obtiene con --

$$\sigma = 6,75 \text{ Kg/mm}^2.$$

Como se ha demostrado anteriormente, el cálculo requiere algunos tanteos, cuando no se ha adoptan longitudes - standard de postes; en el caso que analizamos, no es posible esto, por que en el tramo considerado es necesario utilizar postes especiales, que se diseñarán a base de estas consideraciones que estamos analizando.

COMPROBACION DE LA TRACCION MAXIMA.-

El esfuerzo máximo de los conductores, logicamente se sucederá con la mínima temperatura supuesta y la velocidad de viento sobre pendiente.

Valor de g'' .

$$g'' = \sqrt{P^2 + W^2}$$

$P = 0,302 \text{ Kg/m.}$

$W = 0,0561 \text{ Kg/m. (Para velocidad del viento de 40 Km/h).}$

Nota: El valor de W , se calculado en las tablas con la fórmula: $W = c.q.F$; en donde $q = V^2/16 \text{ Kg/m}^2$; $c=1,2$ (coeficiente que depende del diámetro del conductor); $F = \text{área del conductor}$; y $V = \text{Velocidad efectiva del viento.}$

$$g'' = \sqrt{0,302^2 + 0,0561^2} = 0,307 \text{ Kg/m.}$$

$$g = g''/s = 0,307/33,6 = 9,13 \times 10^{-3} \text{ Kg/m/mm}^2.$$

Con el valor de g , obtenido, calcularemos el valor de σ máximo, aplicando la ecuación de cambio de condiciones, que relaciona los fenómenos mecánicos, tales como: alargamiento por aumento de temperatura, por variación de esfuerzos -- (alargamiento elástico), que ocurren cuando hay variaciones de temperatura.

Ecuación del cambio de condiciones:

$$\sigma_2 - \frac{a^2 \cdot G_2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_2^2} = \sigma_1 - \frac{a^2 \cdot G_1 \cdot E}{24 \cdot \sigma_1^2} - \alpha \cdot E (t_2 - t_1)$$

σ_2 = Tracción del material a la mayor temperatura (50°C)

σ_1 = Tracción del material a la menor temperatura (5°C)

G_2 = Peso del material en Kg/m/mm² (Incluido sobrecargas)

G_1 = Peso del material en Kg/m/mm² (A la temperatura t₁)

a = Vano en metros

E = Módulo de elasticidad del material; para el cobre E=1,1x10⁴

α = Coeficiente de dilatación debido al cambio de temperatura; para el cobre $\alpha = 17 \times 10^{-6}$.

Reemplazando en la fórmula los valores correspon-

dientes, se tiene:

$$6,75 - \frac{5625 \times 144 \times 10^{-6} \times 1,1 \times 10^4}{24 \times 45,36} = \sigma_1 - \frac{5625 \times 89,95 \times 10^{-6} \times 1,1 \times 10^4}{24 \times \sigma_1^2}$$

$$- 17 \times 10^{-6} \times 1,1 \times 10^4 (50-5);$$

$$6,75 - 7,4 = \sigma_1 - \frac{215}{\sigma_1^2} = 8,415$$

$$7,76 \sigma_1^2 = \sigma_1^3 - 215$$

Resolviendo la ecuación por tanteos, se obtiene para σ_1 el valor de 9,89 Kg/mm²; que es un valor que está dentro del límite impuesto del 25% de la carga de rotura, que para el cobre sería: 25x40/100 = 10 Kg/mm².

Como hemos obtenido un valor racional, no es necesario volver a calcular, adoptando nuevas condiciones.

Cálculo de la Tracción del Condensador a la Temperatura Media Ambiente Considerada (25°C).

$$6.75 - 7.4 = \sigma_1 - \frac{75^2 (0.9 \times 10^{-3})^2 \times 1.1 \times 10^4}{24 \pi \sigma_1^2} - 18.7 \times 10^{-2} (50 - 25)$$

$$6.75 - 7.4 = (\sigma_1 - 205) / \sigma_1^2 - 4.67$$

$$4.02 \sigma_1^2 = \sigma_1^3 - 205$$

$$\sigma_1 = 7.5 \text{ Kg/mm}^2.$$

Cálculo de la tracción del material a otras temperaturas:

Temperatura baja a 20°C.

$$- 0.65 = \sigma_1 - 205 / \sigma_1^2 - 0.187 (50 - 20)$$

$$4.69 \sigma_1^2 = \sigma_1^3 - 205$$

$$\sigma_1 = 8.1 \text{ Kg/mm}^2.$$

Temperatura de 22°C.

$$4.586 \sigma_1^2 = \sigma_1^3 - 205$$

$$\sigma_1 = 7.9 \text{ Kg/mm}^2.$$

Temperatura de 27°C.

$$3.65 \sigma_1^2 = \sigma_1^3 - 205$$

$$\sigma_1 = 7.37 \text{ Kg/mm}^2.$$

Temperatura de 29°C.

$$3.267 \sigma_1^2 = \sigma_1^3 - 205$$

$$\sigma_1 = 7.8 \text{ Kg/mm}^2.$$

Temperatura de 31°C.

$$2.9 \sigma_1^2 = \sigma_1^3 - 205$$

$$\sigma_1 = 6.98 \text{ Kg/mm}^2.$$

En el cuadro N°6, de la página siguiente, se incluye el cuadro de temperaturas, tracción y flecha para montaje.

Como la línea que acabamos de estudiar, funcionará en las condiciones descritas, que son bastante singulares debido al efecto de la marea y por evitar soportes muy altos en este tramo se aislará mecánicamente del sector que sigue, por medio de una estructura especial que se indica en el plano -- N°16.

CUADRO N° 6

TEMPERATURA, TRACCION Y FLECHA PARA MONTAJE DE LAS LINEAS EN EL TRAMO : BUQUE-LA PLAYA.

Vano 75 m.; Conductor Cobre N° 2 AWG.

Temperatura °C.	Tracción Unitaria del Material.	Flecha
5	9,89 *	0,66 *
20	8,1	0,772
22	7,9	0,792
25	7,5	0,834
27	7,37	0,849
29	7,2	0,869
31	6,98	0,896
50	6,75 *	1,25 *

* Valores que incluyen carga adicional.

procederemos en la siguiente forma:

Prepararemos una plantilla a base de la curva de la senación de la flecha máxima, poniendo como abscisas las longitudes de los tramos y como ordenadas los valores de las flechas. La Escala que emplearemos para las curvas, debe ser la misma que se utilizó para el perfil.

Para utilizar la plantilla en la ubicación de los postes, trazamos en una hoja de celuloide; primero la curva de flecha máxima, luego desplazamos por el eje de la parábola, hacia abajo, una distancia igual a la altura de seguridad (6m) y por fin desplazamos verticalmente hacia abajo, el alto desde el conductor más bajo al perfil del terreno; partiendo desde el vértice de la parábola de flecha máxima.

En el diagrama que se incluye en la hoja siguiente se ilustra las tres curvas antes mencionadas y se señalan las respectivas distancias.

La ubicación de los postes en el terreno los fija la intersección de la curva de apoyos con el perfil.

También se ha dibujado en el diagrama la curva de flecha mínima, que sirve para comprobar si pueden ocurrir levantamientos de los apoyos cuando el conductor este contraído.

Las curvas están dibujadas a base de las siguientes ecuaciones:

La flecha máxima, obtuvimos en el ejemplo analizado en páginas anteriores de la ecuación:

$$f = \frac{S^2 \cdot G}{8 \cdot C} \quad (1)$$

En donde:

a = 80 m.

g = 14x10⁻³

= 6,17

Para dibujar la curva de flecha máxima, la ecuación

(1) la transformamos en:

y = $\frac{g \cdot x^2}{2 \cdot \sigma}$ (2)

En donde:

x = distancia variable medida desde el eje de la parábola.

g = 14x10⁻³ Kg/m (Peso del conductor, inclusive presión del viento).

σ = 6,17 Kg/mm² (Tracción del conductor con viento de 90 Km/h a 50°0).

y = longitud de la flecha.

Reemplazando los valores, la ecuación (2) quedaría:

y = $\frac{14x10^{-3}}{2x6,17} x^2 = 1,134x10^{-3} x x^2$.

Para el dibujo de la curva construimos una tabla calculando los valores de X y Y.

X	10	15	20	25	30	35	40	45	50	75	100
Y	0,113	0,26	0,45	0,71	1,02	1,4	1,8	2,3	2,8	6,4	11,3

Curva de Flecha Mínima.

Ecuación: Y = $\frac{g \cdot x^2}{2 \cdot \sigma}$

g = Peso del conductor, inclusive sobrecarga del viento(40Km/h)

σ = Tracción del material a la temperatura de 5°C.

Reemplazando los valores obtenidos cuando se calculó el esfuerzo máximo del conductor, tenemos:

Y = $\frac{2,3x10^{-3}}{2 x 6,15} x^2$

$$Y = 0,7561 \times 10^{-3} \times X^2.$$

X	10	15	20	25	30	35	40	45	50	75
Y	0,075	0,17	0,30	0,47	0,68	0,93	1,21	1,53	1,89	4,25

Después de haber distribuido los postes a base de la plantilla, se han obtenido diferentes vanos inclinados, por lo tanto será necesario calcular los esfuerzos de montaje y sus respectivas flechas a diferentes temperaturas.

Como existen algunos vanos que varían entre 40 y 90 metros y el cálculo individual sería muy largo; determinaremos las flechas y tensiones a diferentes temperaturas para los vanos de 40, 50, 60 y 100 metros, luego construiremos curvas apropiadas para conocer todas las magnitudes del resto de vanos.

Vano de 40 m.:

Condiciones básicas:

Temperatura 25°C.; Tensión 5 Kg/cm².

$$f = \frac{40^2 \times 8,9 \times 10^{-3}}{8 \times 5} = 0,356$$

Temperatura baja a 20°C.

$$s = \frac{1600 \times 8,9^2 \times 10^{-6} \times 1,1 \times 10^4}{24 \times 25} = \sigma = \frac{1600 \times 8,9^2 \times 10^{-6} \times 1,1 \times 10^4}{24 \times \sigma^2}$$

$$= 0,187(25-20).$$

Para facilitar cálculos posteriores, la relación:

$\frac{8,9^2 \times 10^{-6} \times 1,1 \times 10^4}{24}$, lo reduciremos a un factor que lo denominaremos "K".

Efectuando los cálculos K es igual: $\frac{3,63 \times 10^{-2}}{}$.

Aplicando este factor a la ecuación anterior, se transforma en:

$$5 - 3,63 \times 10^{-2} \times \frac{1600}{25} = \sigma - 3,63 \times 10^{-2} \times \frac{1600}{\sigma^2} - 0,935$$

$$5 - 2,32 = \sigma - \frac{58,08}{\sigma^2} - 0,935$$

$$3,615 \sigma^2 = \sigma^3 - 58,08$$

$$\sigma = 5,51 ; f = 0,923$$

Temperatura de 22°C.

$$2,68 = \sigma - \frac{58,08}{\sigma^2} - 0,187(25-22)$$

$$3,24 \sigma^2 = \sigma^3 - 58,08$$

$$\sigma = 5,35 ; f = 0,939$$

Temperatura de 27°C.

$$2,31 \sigma^2 = \sigma^3 - 58,08$$

$$\sigma = 4,81 ; f = 0,37$$

Temperatura de 30°C.

$$1,745 \sigma^2 = \sigma^3 - 58,08$$

$$\sigma = 4,56 ; f = 0,39$$

Vano de 50 m.:

Temperatura de 25°C. ; $\sigma = 5 \text{ Kg/mm}^2$.

Temperatura de 20°C.

$$5 - 3,63 \times 10^{-2} \times \frac{2500}{25} = \sigma - 3,63 \times 10^{-2} \times \frac{2500}{\sigma^2} - 0,935$$

$$5 - 3,63 = \sigma - \frac{90,75}{\sigma^2} - 0,935$$

$$2,305 \sigma^2 = \sigma^3 - 90,75$$

$$\sigma = 5,41 ; f = 0,512$$

Temperatura de 22°C.

$$1,93 \sigma^2 = \sigma^3 - 90,75$$

$$\sigma = 5,25 ; f = 0,53$$

Temperatura de 27°C.

$$\sigma^2 = \sigma^3 - 90,75$$

$$= 4,85 ; f = 0,572$$

Temperatura de 30°C.

$$0,44 \sigma^2 = \sigma^3 - 90,75$$

$$= 4,65 ; f = 0,60 \text{ m.}$$

Vano de 90 m.:

Temperatura 25°C. ; Tensión 5 Kg/mm².

Temperatura de 20°C.

$$5 - 11,76 = \sigma - \frac{293,8}{\sigma^2} + 0,935$$

$$- 5,83 \sigma^2 = \sigma^3 - 293,8$$

$$= 5,17 ; f = 1,74 \text{ m.}$$

Temperatura de 22°C.

$$- 6,2 \sigma^2 = \sigma^3 - 293,8$$

$$= 5,17 ; f = 1,76 \text{ m.}$$

Temperatura de 26 °C.

$$- 6,95 \sigma^2 = \sigma^3 - 293,8$$

$$= 4,97 ; f = 1,81 \text{ m.}$$

Temperatura de 28°C.

$$-7,32 \sigma^2 = \sigma^3 - 293,8$$

$$= 4,91 ; f = 1,83 \text{ m.}$$

Temperatura de 30°C.

$$-7,69 \sigma^2 = \sigma^3 - 293,8$$

$$= 4,84 ; f = 1,86 \text{ m.}$$

Vano de 100 metros.

Temperatura 25°C.; Tensión 5 Kg/mm².

Temperatura de 20°C.

$$5-14,52 = \sigma - \frac{363}{\sigma^2} - 0,935$$

$$-8,6 \sigma^2 = \sigma^3 - 363$$

$$= 5,14 ; f = 2,16 \text{ m.}$$

Temperatura de 22°C.

$$-8,96 \sigma^2 = \sigma^3 - 363$$

$$= 5,1 ; f = 2,175 \text{ m.}$$

Temperatura de 27°C.

$$-9,89 \sigma^2 = \sigma^3 - 363$$

$$= 4,95 ; f = 2,25 \text{ m.}$$

Temperatura de 30°C.

$$-10,45 \sigma^2 = \sigma^3 - 363$$

$$= 4,86 ; f = 2,28 \text{ m.}$$

LINEAS PRIMARIAS.-

Las condiciones mecánicas de funcionamiento de estas líneas, pueden ser las mismas que se adoptó para el tramo "La Playa - Iniciación de la calle Sucre; por lo tanto, se tomará como base la temperatura media de 25°C. y la correspondiente tensión de 5 Kg/mm².

En cuanto a los esfuerzos máximos de los conductores, prácticamente no haría falta comprobar ya que, éstos fueron calculados en la sección anterior para un vano de 80 m. y la tracción estuvo dentro de los límites admisibles. Como en las líneas primarias los vanos están normalizados en 40 m., en razón de poder utilizar los postes de Alta Tensión para montaje de las redes secundarias; los esfuerzos de tracción en las condiciones más desfavorables serán mucho más bajos --

que los obtenidos para el vano calculado de 80 m.

En cuanto a los datos de temperatura, tracción y flecha para el montaje pueden obtenerse de las curvas dibujadas para el tramo "La Playa - Iniciaación de la calle Sucre".

DETERMINACION DE LA ALTURA DE LOS SOPORTES.-

POSTES DEL TRAMO: BUQUE - LA PLAYA.-

Para el cálculo del alto de los postes, utilizaremos la siguiente fórmula:

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

En donde:

A = Distancia desde la punta a la cruceta.

f = Flecha máxima del conductor.

S = Altura de seguridad desde el suelo.

h = Profundidad de empotramiento.

En cuanto al valor de "h", la práctica Europea es: empotrar una longitud igual a: $\frac{H}{10} + 0,50$; o sea, una profundidad equivalente a la décima parte del alto total más 50 cm.

Tomando los valores obtenidos en el tramo Buque - La Playa y reemplazando en la fórmula, se tiene:

$$H = 0,53 + 1,25 + 9 + \frac{H}{10} + 0,50$$

$$9H = 10 \times 11,28$$

$$H = \frac{112,8}{9} = 12,53 \text{ m.}$$

Pero dado las condiciones bastante desfavorables en que funcionarán estos postes, aumentaremos la profundidad de empotramiento a 2 m. en lugar de 1,75 m. que correspondería, - por lo tanto el alto necesario sería: $12,53 + 0,25 = 12,87 \text{ m.}$

Adoptaremos el alto de 13 m., para tener un margen - mayor en la altura de seguridad.

Cabe indicar que en este tramo se ha adoptado la altura de seguridad como 9 m., en vez de 6 m., que es el valor normalmente recomendado, en vista de que la marea tiene una variación de hasta 3 m. en aumento de nivel.

Postes para el Tramo: La Playa - Calle Sucre.-

$$A = 87 \text{ cm. ; } S = 6 \text{ m.}$$

$$f = 1,82 \text{ m. } h = \frac{H}{10} + 0,50$$

$$H = 0,87 + 1,82 + 6 + \frac{H}{10} + 0,50$$

$$9H = 10 \times 9,19$$

$$H = 10,10 \text{ m.}$$

Esta sería la altura necesaria, pero como el tramo que estamos analizando está en la parte urbana y como en las líneas primarias necesitaremos una altura de seguridad entre los conductores de alta y baja tensión; utilizaremos postes de 12,50 m., para standarizar todo el sistema urbano.

POSTES PARA LAS LINEAS PRIMARIAS.-

$$A = 0,53$$

$$f = 0,50 \text{ (aproximadamente).}$$

En cuanto al resto de valores, los fijaremos haciendo las siguientes consideraciones:

El conductor de la red secundaria situado en la parte más baja, necesita una altura de seguridad de por lo menos 6 a 6,50 m.; el "rack" que sujeta a los conductores secundarios tiene un alto aproximado de un metro y por fin, es necesario dejar una distancia de seguridad entre las líneas de alta y baja tensión, que para el voltaje primario de 13,8 KV., las normas indican un valor de 2 a 2,50 m.

Sumando todos estos valores tendríamos; que la distancia total de seguridad entre el conductor más bajo de alta y el suelo es 9,50 m., aproximadamente.

Alto necesario del Poste:

$$H = 0,53 + 0,50 + 9,50 + \frac{H}{10} + 0,50 ; \text{ de donde:}$$

$$H = 12,30 \text{ m.}$$

Pero como la longitud standard de los postes de hormigón centrifugado es de 12,50 m., adoptaremos este valor.

CALCULO MECANICO DE LOS POSTES.-

Antes de proceder a determinar las dimensiones de los soportes, es necesario investigar todas las fuerzas que intervienen afectando a la resistencia de los postes.

La principal fuerza que hay que considerar en el dimensionamiento de los postes, es la debida a la presión del viento que actúa sobre: conductores, crucetas, aisladores y sobre el poste mismo.

Aparte de la presión del viento y según el fin a que esté destinado el poste, hay que tomar en cuenta también los esfuerzos que se presentan en los conductores, debido a los cambios de temperatura y por fin, para calcular la cimentación es necesario considerar el peso de los conductores y el del poste.

Para el diseño de los postes de todo el Sistema de Distribución de la ciudad de Esmeraldas distinguiremos los siguientes tipos de soportes:

- a) Postes de Tangente o Alineación, destinados a soportar los conductores y sobre los cuales actúa la fuerza debida a la presión del viento en los conductores, poste y aisladores.

- b) Postes de ángulo, que se utilizarán en los vértices de las líneas y sobre los cuales actúa la fuerza resultante debida a la máxima tracción de los conductores de los vanos contiguos y la presión del viento sobre los postes y aisladores.
- c) Postes de Anclaje Intermedio, destinados a proporcionar -- puntos firmes de amarre para las líneas.

Estos postes según normas de algunos países, deben soportar la presión del viento en el sentido normal a las líneas y los $2/3$ de la tracción máxima unilateral de los conductores más presión del viento.

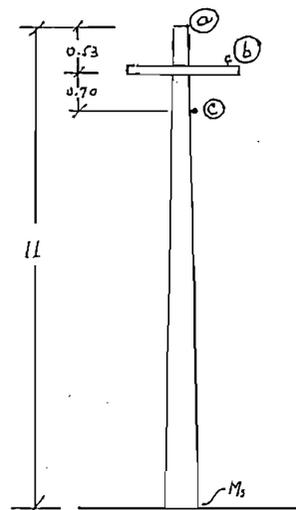
- d) Postes Terminales, que se utilizan en los extremos de las líneas y por tanto deben soportar la tracción máxima unilateral de los conductores y la presión del viento sobre el poste y aisladores.

Una vez que se conocen todos los esfuerzos que deben soportar cada uno de los tipos de postes, procederemos a diseñar los mismos, de acuerdo a los problemas específicos que se han presentado en nuestro caso particular.

POSTES DE TANGENTE: Tramo Buque-La Playa:

Distribución y tamaño de los conductores:

- a) 1 Conductor de cobre N° 2 AWG.
- b) 2 Conductores de cobre N° 2 AWG.
- c) 1 Conductor de cobre N° 4 AWG.



Posi ción	Nº de cond.	Calibre	Secc. mm ² .	Diámet. cm.	Peso de 1 cond. Kg/m.	Suma de Kg/m	Area(F) Suma de m ² /m.
a	1	2 AWG	33,6	0,742	0,305	0,305	0,00742
b	2	2 AWG	33,6	0,742	0,305	0,610	0,01484
c	1	4 AWG	21,1	0,645	0,19	0,190	0,00645
Total:						1,105	

Viento de 90 Km/h.

CARGA DEL VIENTO SOBRE LOS
CONDUCTORES.

Posi ción	Coefi ciente C	Area F	Presión Unitaria q	Fuerza W=cqF Kg/m.
a	1,2	0,00742	29,5	0,264
b	1,2	0,01484	29,5	0,528
c	1,2	0,00645	29,5	0,228

CARGA DEL VIENTO SOBRE
POSTE Y AISLADORES

Area del poste (Aprox.)
 $F_p = 2,75 \text{ m}^2$
 +10% Carg. y
 aisladores.
 $0,27$
 $F = 3,02 \text{ m}^2$
 $c = 0,7 ; q = 139$

Esfuerzo de los Conductores $W_c = 1,02 \text{ Kg/m.}$; $W_p = 0,7 \times 39 \times 3,02 = 82 \text{ Kg.}$

Nota: Para el cálculo del área del poste se ha supuesto que el diámetro en la base tiene 30 cm., y en la punta 20 cm.

Vano de 75 metros.-

Después de haber calculado los esfuerzos unitarios del viento sobre los conductores y la carga total sobre el poste, cruceta y aisladores; determinaremos el momento resultante que actúa en la sección de empotramiento del poste (Ms).

$$Ms = Wax11 + Wbx10,47 + Wcx9,77 + Wpx1.$$

La fuerza del viento sobre el poste actúa en el centro de gravedad del área expuesta al viento; por lo tanto, la distancia l desde el suelo hasta el punto de aplicación de la

fuerza, si es que suponemos que el poste tiene 30 cm. de diámetro en la base y 20 cm. en la punta valdría 5 m. Estos valores lo ratificaremos o se modificarán al calcular la sección del poste; a pesar de que los resultados no variarían mayormente.

$$M_s = (0,264 \times 11 + 0,528 \times 10,47 + 0,228 \times 9,77) 75 + 82 \times 5$$

$$M_s = 798,75 + 410 = 1108,75 \text{ Kg.m.}$$

$$M_s = 1108 \text{ Kg.m.}$$

SELECCION DEL MATERIAL PARA LOS POSTES.-

Como se ha explicado en una de las consideraciones hechas anteriormente, los postes en el tramo Buque-La Playa - funcionarán parcialmente sumergidos en el agua y por lo tanto estarán sujetos a la acción del oleaje del mar. Esta circunstancia nos obliga a la elección de la madera incorruptible como material apropiado para este caso, ya que el hormigón ^{que} sería la única alternativa no presta la seguridad adecuada en lo que respecta a durabilidad, por las condiciones bantantes defavorables de funcionamiento a que estaría sometido este material.

La consideración hecha anteriormente se confirma con los resultados experimentados en los bloques rompeolas que hace cinco años fueron construídos en las playas del sector "Las Palmas" y Punta Coquitos y que en la actualidad se encuentran casi totalmente destruídos.

Por otra parte está muy elaro la economía que se obtiene al utilizar postes de madera.

La madera que se utilizará para los postes debe ser incorruptible a la acción del agua y tratada con alquitrán.

Una de las razones para haber elegido postes de ma--

dera, es que en la zona de Esmeraldas existen maderas de muy buena calidad y que se ha tenido muy buenas experiencias con los pilotes utilizados en algunos muelles, que tienen más de 10 años de funcionamiento.

CALCULO DE LA SECCION DE LOS POSTES DE MAEDRA.-

Para determinar la sección necesaria de los postes de madera, utilizaremos las fórmulas conocidas de la Resistencia de Materiales.

El momento resistente de una sección cualquiera es:

$$M_r = S.I./c.$$

S = Esfuerzo de trabajo unitario admisible del material.

I = Momento de inercia de la sección.

c = Distancia del eje neutro a la fibra extrema.

Para una sección circular:

$$I = \frac{\pi d^4}{64} ; c = d/2.$$

$$M_r = \frac{d^4 S}{64 d/2} = \frac{\pi d^3 S}{32} = 0,098 d^3 S.$$

En lo que respecta al valor "S", tracción unitaria del material; para el caso de la madera resulta bastante incierto adoptar un valor exacto, ya que no se han hecho pruebas de laboratorio con maderas ecuatorianas y por tanto no se tiene ninguna referencia.

En vista de las razones expuestas, tomaremos el valor de 80 Kg/cm² para "S", que es un valor medio aproximado para nuestras maderas, sin ningún tratamiento.

Cálculo del Momento Resistente:

$$M_r = 0,098 d^3 S.$$

d = 28 cm. (al nivel del suelo).

S = 80 Kg/cm².

$$M_r = 0,098 \times 21952 \text{ cm}^3 \cdot 80 \text{ Kg/cm}^2 = 172000 \text{ Kg.cm.}$$

$$M_r = 1720 \text{ Kg.m.}$$

El momento flexionante máximo, que habíamos obtenido era $M_s = 1108,75 \text{ Kg. m.}$, por lo tanto:

$$M_s \text{ menor que } M_r$$

Por lo que antecede, podríamos reducir un tanto la sección del poste, pero como las condiciones de trabajo son bastante desfavorables, adoptaremos el diámetro previsto lo cual nos brinda mayor seguridad y la estructura es más rígida, lo que significa una ventaja contra el choque de las olas.

Estructura Terminal de "La Playa".-

El esfuerzo máximo de los conductores que se había calculado para el tramo Buque-La Playa, era aproximadamente 10 Kg/mm^2 ; por lo tanto la tracción unilateral de todos los conductores será:

$$T_r = (3 \times 33,6 + 1 \times 21,1) 10 = 1219 \text{ Kg.}$$

Valor que nos da un momento aproximado de $1219 \text{ Kg} \times 10 \text{ m}$;
 12190 Kg. m.

Este momento lo podemos contrarrestar con una estructura de doble poste y dos tensores.

La torre que se ha previsto para el anclaje de este tramo de línea, consta en el plano N°16.

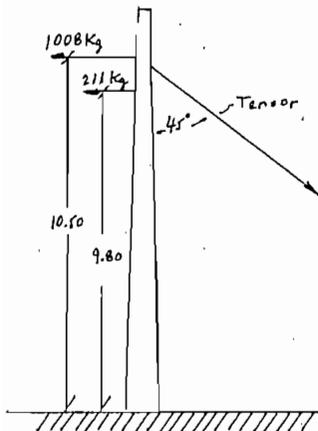
CALCULO DEL MOMENTO DE FLEXION MAXIMA.-

$$M_s = 1008 \times 10,50 + 211 \times 9,80 + 2 W_p \times 5.$$

$$W_p = 82 \times \frac{7,7}{39} = 16,4 \text{ Kg (viento de 40 Km/h)}$$

$$M_s = 10584 + 2068 + 165$$

$$M_s = 12817 \text{ Kg. m.}$$



Los dos postes son insuficientes para resistir este momento, ya que, máximo podrían absorber solos, un momento de 3440 Kg. m. pero adoptando una flecha en la punta. Para obviar este problema, contrarrestaremos todo el esfuerzo utilizando dos tensores.

Fuerza resultante a la altura de 10,50 m.:

$$F = 12817 \text{ Kg. m.} / 10,50 = 1200 \text{ Kg.}$$

Cada tensor debe absorber 600 Kg., dividido para el coseno del ángulo que forma con el poste.

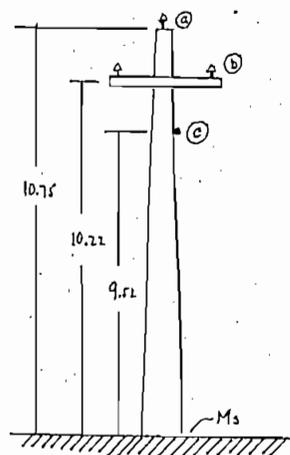
$$F_T = 600 / \cos.45^\circ = 600 / 0,707 = 850 \text{ Kg.}$$

Si utilizamos un tensor de acero galvanizado, adoptando un factor de seguridad 3; la carga de rotura del cable debe ser de 2550 Kg.

El cable que aproximadamente tiene estas características, es el cable de acero galvanizado "Siemens Martin" de ϕ 3/8" cuya carga de rotura es de 3152 Kg.

Tramo "La Playa - Calle Sucre".-

Poste de Tangente:



- a) 1 Conductor N° 4 AWG., cobre.
- b) 2 Conductores N° 4 AWG., cobre.
- c) 3 Conductores N° 6 AWG., cobre.

Posi ción	Nº de Cond.	Calibre	Secc. mm ²	Diámet. cm.	Peso de 1 cond. Kg/m.	Suma de Kg/m	Area (F) Suma de m ² /m
a	1	4 AWG.	21,1	0,645	0,190	0,190	0,00645
b	2	4 AWG.	21,1	0,645	0,190	0,380	0,01290
c	1	6 AWG.	13,3	0,410	0,118	0,118	0,0041
Total:						0,688	

Viento de 90 Km/h.

**CARGA DEL VIENTO SOBRE LOS
CONDUCTORES.**

Posici ción	Coef. C	Area F	Pres. Unit. q	Fuerza W=cqF Kg/m
a	1,2	0,00645	29,5	0,228
b	1,2	0,01290	29,5	0,456
c	1,2	0,0041	29,5	0,15

$$Wc=0,834 \text{ Kg/m}$$

$$Wp=0,7 \times 39 \times 2,55 = 70 \text{ Kg.}$$

Nota: El área del poste fué calculada a base de las dimensiones del poste de hormigón centrifugado normal, de 12,50 m.

Vano Máximo de 90 m.:

$$Ms = (0,228 \times 10,75 + 0,456 \times 10,22 + 0,15 \times 9,52) 90 + 70 \times 4,8$$

$$Ms = 763 + 335v = 1098 \text{ Kg.m.}$$

$$\text{Fuerza a 20 cm. de la punta: } F = 1098 / 10,55 = 114 \text{ Kg.}$$

**CARGA DEL VIENTO SOBRE
POSTE Y AISLADORES**

$$F_{\text{poste}} = 2,32 \text{ m}^2$$

+10% crucet.
y aisladores

$$0,23$$

$$F = 2,55 \text{ m}^2$$

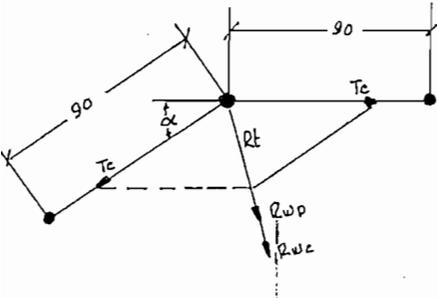
$$c = 0,7$$

$$q = 39$$

La determinación del tipo de postes y el cálculo de sus características mecánicas, las haremos conjuntamente con el estudio que se hará posteriormente para los postes de las líneas primarias, ya que es conveniente standardizar todo el sistema urbano.

POSTES DE ANGULO.-

En los postes de ángulo actúan las siguientes fuerzas:



1).- R_t = Resultante debido a la máxima tracción de los conductores de los vanos contiguos.

R_{Wp} = Presión del viento sobre el poste.

R_{Wc} = Presión del viento sobre los conductores en la dirección de la bisectriz del ángulo interno que forman las dos alineaciones ($180 - \alpha$).

La presión de toma para medio vano a cada lado del poste.

Para el caso considerado:

$$R_t = 2 T_c \times \text{sen} \cdot \alpha / 2.$$

La tracción máxima calculada para el tramo que estamos analizando vale aproximadamente 7 Kg/mm^2 .

El punto de aplicación de todas las tensiones debidas al grupo de conductores sería:

$$H = \frac{\text{Suma de Momentos}}{\text{Suma de Fuerzas}} = 763/75 = 10,20 \text{ m.}$$

Para el ángulo α en este tramo tenemos valores de 31° y 20° ; tomaremos el más desfavorable, $\alpha = 31^\circ$.

$$R_t = 2 \times 7(76,6) \text{ sen} \left(\frac{31}{2} \right) = 286 \text{ Kg.}$$

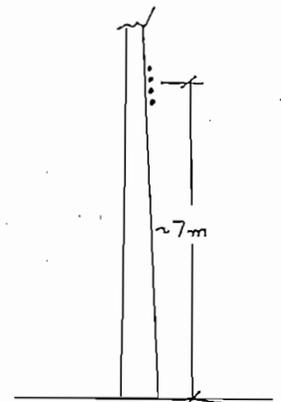
Para calcular la presión del viento sobre los conductores y el poste, consideramos la velocidad que ocurre para la temperatura de 5°C (tracción máxima), o sea 40 Km/h . Como para esta velocidad la presión unitaria q vale: para Conductores = $6,3$; y poste = $7,7$.

LÍNEAS PRIMARIAS.-

En estas líneas consideraremos también los conductores de la red secundaria.

Como ya se calculó en la sección anterior los esfuerzos producidos por las líneas de alta tensión, en los nuevos cálculos que haremos a continuación determinaremos en forma separada las tensiones provocadas solo por los conductores de baja.

El caso es bastante común y más desfavorable es el indicado en la figura; el cual contiene dos conductores N° 2 AWG. en la parte superior y luego un N°4 y N°8 AWG. respectivamente.



POSTE DE TANGENTE:

Utilizaremos los datos obtenidos en los cálculos anteriores y en esta forma, para la determinación de los esfuerzos y momentos máximos tenemos:

Vano de 40 metros.-

Suma de los esfuerzos unitarios del grupo de conductores en Kg/m.

$$W_c = 0,528 + 0,228 + 0,12 = 0,768 \text{ Kg/m.}$$

$$M_s = 0,768 \times 40 \times 7 = 215 \text{ Kg. m.}$$

La fuerza resultante a 7 m., será:

$$F = 0,768 \times 40 = 30,6 \text{ Kg.}$$

Trasladando esta fuerza a 20 cm., bajo la punta y, agregando la resultante calculada para las líneas de alta, - tenemos:

$$F = 30,6 \times \frac{7}{10,55} + 114 = 18,6 + 114 = 132,6$$

Adoptando una seguridad de 3, el poste de alta tensión debería tener $132,6 \times 3 = 400$ Kg de carga de rotura a 20 cm. de la punta.

POSTE DE ANCLAJE INTERMEDIO.-

Esfuerzo de los conductores de Alta:

$$F_A = 7 (3 \times 21 + 13,3) = 536,2 \text{ Kg.}$$

Tracción considerada para los postes de anclaje intermedio:

$$2/3 F_A = \frac{2 \times 536,2}{3} = 357,4 \text{ Kg.}$$

Los conductores de baja no se toma en cuenta, debido a que forman circuitos radiales cortos, que tienen anclajes propios en los extremos.

CALCULO DEL TENSOR PARA EL ANCLAJE INTERMEDIO.-

El esfuerzo que calculamos anteriormente estaría -- concentrado a 10,20 m. de altura.

Si suponemos un ángulo de 45° de inclinación del -- tensor, el esfuerzo total que éste debería absorber sería:

$$M_s = 357,4 \times 10,20 + 13,8 \times 4,8 = 431 \text{ Kg. m.}$$

Esfuerzo a 10,22 m. de alto (Ubicación de la Gruceta).

$$F = 431 / 10,22 = 420 \text{ Kg.}$$

Esfuerzo del tensor:

$$F_T = 420 / \cos. 45^\circ = 600 \text{ Kg.}$$

Adoptando seguridad 3, la carga de rotura del cable del tensor debe ser:

$$600 \times 3 = 1800 \text{ Kg.}$$

Utilizaremos un cable de $\phi 3/8$ ", de acero galvanizado "Siemens Martin".

POSTE DE ANGULO DE 90° CONDUCTORES DE ALTA Y BAJA TENSION.-

Esfuerzo de los conductores de baja:

$$R_T = 2 T_c \cdot \text{sen } \alpha / 2$$

$$R_T = 2 \times 7 (2 \times 33,6 + 21,2 + 8,3) = 1352 \text{ Kg.}$$

$$W_c = 40 \cos(\alpha/2) \times 0,876 \times 6,3/29,5$$

$$\alpha = 45^\circ$$

$$W_c = 40 \times 0,707 \times 0,876 \times 0,214 = 5,3 \text{ Kg.}$$

El esfuerzo del viento sobre el poste lo calcularemos conjuntamente con los esfuerzos de los conductores de Alta.

Momento flexionante máximo:

$$M_s = 1352 \times 7 + 5,3 \times 7 = 9500 \text{ Kg.m.}$$

Esfuerzo de los conductores de Alta:

$$R_T = 2 \times 7 (3 \times 21,2 + 13,3) 0,707 = 760 \text{ Kg.}$$

$$W_p = 13,8 \text{ Kg.}$$

$$M_s = 760 \times 10,20 + 13,8 \times 4,8 = 838 \text{ Kg.m.}$$

Para contrarrestar los esfuerzos de los conductores de alta y baja, utilizaremos dos tensores que absorban individualmente las fuerzas del grupo de conductores de alta y baja respectivamente.

TENSOR DE BAJA.-

El esfuerzo equivalente a la altura de 7 m., sería:

$$F = 9500/7 = 1357,3 \text{ Kg.}$$

$$F_T = 1357,3 / \cos 45^\circ = 1357,3 / 0,707 = 1910 \text{ Kg.}$$

Adoptando una seguridad de 3, el cable debe tener una carga de rotura de : $1910 \times 3 = 5730 \text{ Kg.}$

El cable que garantiza este esfuerzo, es el cable de acero galvanizado "Siemens Martin" de $\phi 1/2''$; cuya carga de rotura es de aproximadamente 5700 Kg.

Para el caso de líneas trifásicas de cuatro conduc-

tores e hilo de control de alumbrado (3 N° 2 AWG. y 1 N° 3 AWG más 1 N° 8 AWG.), podemos utilizar el mismo cable calculado anteriormente, para ángulos de 90°, obteniendo lógicamente - una menor seguridad (aproximadamente 2,5).

TENSOR PARA ALTA TENSION.-

La fuerza equivalente a la altura de 10,22 m., sería=
 $F = 838/10,22 = 750 \text{ Kg.}$

$$F_T = 750/0,707 = 1060 \text{ Kg.}$$

Utilizaremos cable de acero galvanizado "Siemens Mar tin" de $\varnothing 3/8"$.

POSTES TERMINALES PARA ALTA Y BAJA TENSION.-

Como en el caso de las redes de distribución de Esm eraldas, no tenemos el caso de postes terminales con líneas - de alta y baja conjuntamente; calcularemos los postes de anclaje individualmente para alta y baja respectivamente.

POSTE TERMINAL DE ALTA.-

Esfuerzo unilateral de los conductores:

$$F_c = 7 (3 \times 21,1 + 1 \times 13,3) = 535 \text{ Kg.}$$

Esfuerzo del viento:

$$W_p = 13,8 \text{ Kg.}$$

Esfuerzo sobre los aisladores; 10% de W_p .

$$W_a = 1,38 \text{ Kg.}$$

Momento máximo:

$$M_s = 535 \times 10,20 + 13,8 \times 4,8 + 1,38 \times 4,8 = 5552 \text{ Kg. m.}$$

Fuerza equivalente a la altura de 10,22 m.

$$F = 5552/10,22 = 540 \text{ Kg.}$$

$$F_T = 540/0,707 = 770 \text{ Kg.}$$

Utilizando seguridad 3, la carga de rotura del cable tensor será: $770 \times 3 = 2300 \text{ Kg.}$

Emplearemos cable de acero galvanizado "Siemens Martin", $\phi 3/8$ " cuya carga de rotura es de 3152 Kg.

POSTE TERMINAL DE BAJA.-

Calcularemos para el caso más desfavorable, que corresponde a los postes con 3 conductores N°2 AWG + 1 N°3 AWG + 1 N°8 AWG.

Esfuerzo unilateral de los conductores.-

$$F_c = 7 (3 \times 33,6 + 1 \times 26,6 + 1 \times 8,3) = 950 \text{ Kg.}$$

Esfuerzo del viento sobre el poste.-

$$W_p = 10 \text{ Kg. (poste de 9 m.)}$$

Esfuerzo del viento sobre los aisladores: 10% de W_p .

$$W_a = 1 \text{ Kg.}$$

Momento Máximo:

$$M_s = 950 \times 7 + 11 \times 3,20 = 6685 \text{ Kg. m.}$$

Esfuerzo equivalente a 7 m. de altura: (altura de montaje del tensor),

$$F = 6685 / 7 = 955 \text{ Kg.}$$

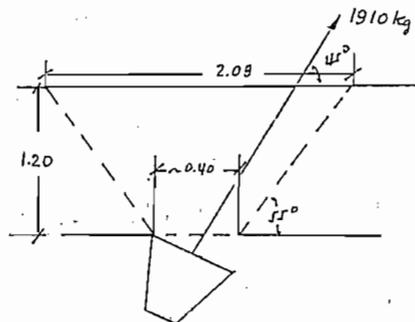
$$F_T = 955 / 0,707 = 1350 \text{ Kg.}$$

Emplearemos cable de acero galvanizado "Siemens Martin" de $\phi 3/8$ ".

COMPROBACION DE LA TRACCION ADMISIBLE POR EL BLOQUE DE ANCLAJE.-

(Referencia Plano N°14).

Para el anclaje de los tensores se ha previsto bloques de hormigón, con una varilla en forma de



gancho, esta será de hierro; los detalles de este diseño -- constan en el plano N°14.

Basándonos en las indicaciones del libro "Redes Eléctricas" de G. Zoppetti; comprobaremos la tracción admisible por 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 máximo calculado para tensores.

La fuerza vertical que tiene que contrarrestar el peso del tronco de pirámide, sería igual a:

$$T_v = 1910. \text{ sen.}45^\circ = 1350 \text{ Kg.}$$

El peso del tronco de pirámide de tierra sería:

$$P_T = 1,20/6 \left[2,08(2 \times 2,08 + 0,40) + 0,40(2 \times 0,40 + 2,08) \right] 1,5$$

1,5 = densidad media de la tierra.

$$P_T = 3,2 \text{ Toneladas.}$$

$$P_T = 3200 \text{ Kg.}$$

Por el resultado obtenido, vemos que el anclaje puede soportar hasta 3200 Kg. de tracción vertical, lo cual nos dá una seguridad suficiente que permitiría en el futuro un funcionamiento adecuado, en el caso de que se reemplazaran las líneas, con conductores de mayor sección.

SELECCION DE LOS POSTES PARA ALTA Y BAJA TENSION.-

En lo que respecta a los postes que se utilizarán para las redes de distribución; el tipo de estos prácticamen

te estuvo impuesto por la recomendación y deseo del Municipio de Esmeraldas.

La sugerencia que hizo el municipio fué: utilizar postes de hormigón centrifugado en las partes principales de la ciudad; por lo tanto, en el presente análisis nos concretaremos a determinar las características mecánicas que deben reunir éstos.

POSTES DE ALTA TENSION.-

Basándonos en los cálculos efectuados para los postes de tangente de alta tensión, que constan en uno de los artículos precedentes, los postes para esta clase de líneas, debían de tener una carga de rotura de 400 Kg. a 20 cm. de la punta, en base del factor de seguridad 3 que habíamos utilizado.

Sin embargo, en el futuro, cuando se aumenten los calibres de conductores para atender incrementos de carga, los esfuerzos actuantes sobre el poste aumentarán y por tanto es necesario prever una mayor resistencia mecánica de los soportes.

En vista de las consideraciones anteriores, adoptaremos el poste de hormigón centrifugado, de fabricación standard de 12,50 m. y de 500 Kg. de carga de rotura a 20 cm. de la punta.

POSTES PARA LAS LINEAS DE BAJA TENSION.-

Calcularemos las características mecánicas requeridas por los postes de baja para el caso más desfavorable.

Posi ción	N° de Cond.	Calibre N° AWG	Secc. mm ²	Diámetro cm	Peso de 1 Cond.	Suma de Kg/m	Area(F) Suma de m ² /m.
a	3	2	33,6	0,742	0,305	0,915	0,02226
b	1	3	26,6	0,6	0,238	0,238	0,006
c	1	8	8,3	0,326	0,074	0,074	0,00326
Total:						1,227	Kg/m.

Viento de 90 Km/h.

GARGA DEL VIENTO SOBRE LOS
CONDUCTORES.

Posi ción	Coef. C	Area F	Pres. Unit. q	Fuerza W=cqF Kg/m
a	1,2	0,02226	29,5	0,788
b	1,2	0,006	29,5	0,212
c	1,2	0,00326	29,5	0,115

GARGA DEL VIENTO SOBRE
POSTE Y AISLADORES

$$F_{\text{poste}} = 1,6 \text{ m}^2 + 10\% \text{ cruce. y aisladores}$$

$$F = 1,76 \text{ m}^2$$

$$c = 0,7 ; q = 39$$

$$W_p = 0,7 \times 39 \times 1,76 = 48 \text{ Kg.}$$

Vano de 40 metros.

$$M_e = 40(0,788 + 0,212 + 0,115) \times 7 + 48 \times 3,40 = 475 \text{ Kg. m.}$$

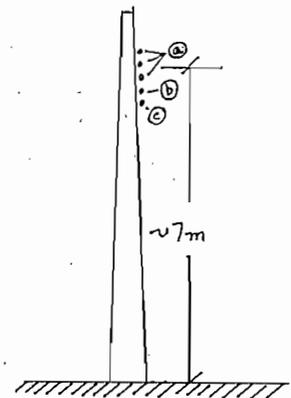
Fuerza equivalente a 20 cm. de la punta:

$$F = 475 / 7,40 = 64,2 \text{ Kg.}$$

Utilizando un factor de seguridad 3, la carga de rotura del poste a 20 cm. de la punta será:

$$F_{\text{rot.}} = 64,2 \times 3 = 192,6 \text{ Kg.}$$

Si hacemos las mismas consideraciones que apli
camos a los postes de alta, tenemos que prever
una reserva, en la seguridad mecánica de los postes de baja,
por lo tanto, adoptaremos el poste de hormigón centrifugado
de 9 m. y 400 Kg. de carga de rotura a 20 cm. de la punta.



Ateniéndonos al resultado del cálculo, de la carga de rotura para el poste de baja tensión, sería suficiente -- con prever una carga de rotura de 1,5 veces para las condiciones futuras; pero como la armadura de hierro mínima utilizada en los postes de hormigón centrifugado, asegura una carga de rotura de 400 Kg., nos vemos obligados a utilizar este poste.

Sin embargo cabe indicar, que si se hiciera un diseño especial para un poste con 300 Kg. de carga de rotura, no se tendría una rebaja notable en el precio del poste. (Según información de la casa constructora).

POSTES DE MADERA PARA BAJA TENSION.-

Tomando en cuenta los esfuerzos calculados para el poste de hormigón de baja tensión, podríamos asumir para el poste de madera una carga de trabajo de 100 Kg. a 7 m. del suelo.

El momento máximo que causaría este esfuerzo es:

$$M_s = 7 \times 100 = 700 \text{ Kg. m.}$$

Por lo tanto el diámetro del poste sería:

$$M_s = 0,098 d^3 S.$$

$$0,098 d^3 = \text{Módulo de la sección.}; M_s = 70000 \text{ Kg. cm.}$$

$$S = 80 \text{ Kg/cm}^2. \text{ (carga de trabajo).}$$

$$d = \sqrt[3]{\frac{70000}{0,098 \times 80}} = 20 \text{ cm.}$$

$$d = 20 \text{ cm.}$$

Tomando un valor de conicidad adecuado, los postes deben tener 16 cm. de diámetro en la punta y 20 cm. en la base.

COMPROBACION DE LA CARGA UNITARIA DE TRABAJO HA QUE ESTA SOMETIDO EL SUELO.-

Para este análisis, tomaremos el caso más desfavorable, que corresponde al poste de tangente para alta y baja tensión:

Peso total de los conductores en Kg/m = 11,708

Este peso unitario corresponde a : 3 Conductores N°4 y 1 N°6 AWG. en alta y 2 Conductores N°2 + 1 N°4 + 1 N°8 AWG. en baja.

Para un vano de 40 m., el peso de los conductores que actúa sobre el poste sería:

$$P_c = 40 \times 1,708 = 68,32 \text{ Kg.}$$

Peso del poste: Aproximadamente 900 Kg.

Sección de la base que se apoya sobre el suelo; aproximadamente 780 cm^2 .

Presión unitaria que soporta el suelo:

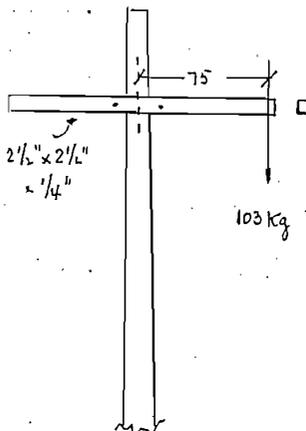
$$\text{Peso Total} = 968,32 \text{ Kg.}$$

$$\text{Area de la base del poste} = 780 \text{ cm}^2.$$

$$p_{\text{terr.}} = 968,32 / 780 = 1,24 \text{ Kg/cm}^2.$$

El valor obtenido está dentro de los límites aceptables para un suelo constituido por tierra vegetal.

CALCULO DE LA CRUCETA PARA LAS LINEAS DE ALTA TENSION.-



Haremos la comprobación de la resistencia mecánica del perfil de hierro adoptado para las crucetas. Como fuerzas actuantes consideraremos: la debida al peso de conductores y el peso de un hombre que

eventualmente tiene que apoyarse sobre la cruceta.

El peso del conductor que actúa sobre la cruceta, para el caso más desfavorable es:

$$P_c = 75 \times 0,305 = 23 \text{ Kg. (Vano de 75 m., conductor de cobre - N° 2 AWG.)}$$

El peso de un hombre, aproximadamente podemos valorarlo en 80 Kg.

El peso total que lo suponemos concentrado en el extremo de la cruceta es : 103 Kg.

MOMENTO FLEXIONANTE MAXIMO.-

$$M_s = 103 \times 75 = 7725 \text{ Kg. cm.}$$

El Momento Resistente de la sección adoptada ($2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}''$).

Mr = W. S.

$$W = 14,7 \text{ cm}^3 ; S = 1200 \text{ Kg/cm}^2 \text{ (hierro)}$$

$$M_r = 17640 \text{ Kg. cm.}$$

Prácticamente el momento resistente es de 2,3 veces más grande que el momento flexionante producido por las cargas; por lo tanto resultan excesivas las dimensiones del perfil adoptado.

Sin embargo, para guardar coordinación con el resto de elementos (poste) además, de que en el futuro pueden montarse conductores de mayor calibre y sobre todo, por que el ambiente del lugar de funcionamiento del equipo es bastante húmedo y salino, hace necesario sobre-dimensionar los elementos metálicos para evitar la pronta destrucción por corrosión; en consecuencia ratificamos el perfil adoptado.

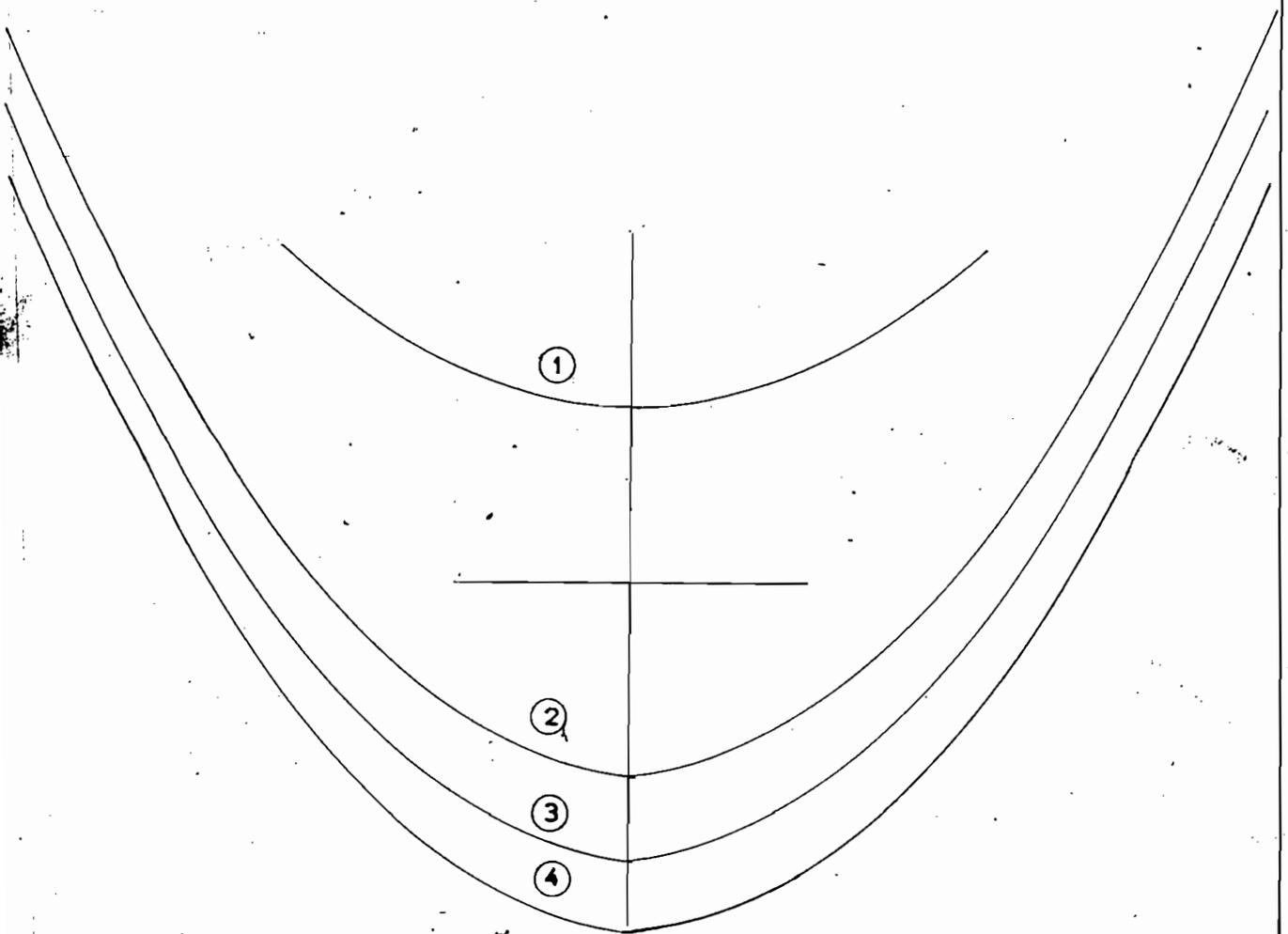
En cuanto a la resistencia mecánica del resto de elementos (pernos, aisladores de retensión, etc.); a base de

los esfuerzos máximos ocasionados por los conductores se contrastará con los valores incluidos en los catálogos, a fin de seleccionar los elementos adecuados.

CURVAS PARA UBICACION DE POSTES

Nº 6

- ① Curva de flecha mínima
- ② Curva de flecha máxima
- ③ Curva de perfil del terreno
- ④ Curva de ubicacion de soportes



Nº 7

CURVAS DE MONTAJE
LINEAS URBANAS

200

150

100

50

0

FLECHA (cm.)

0

10

20

30

40

50

60

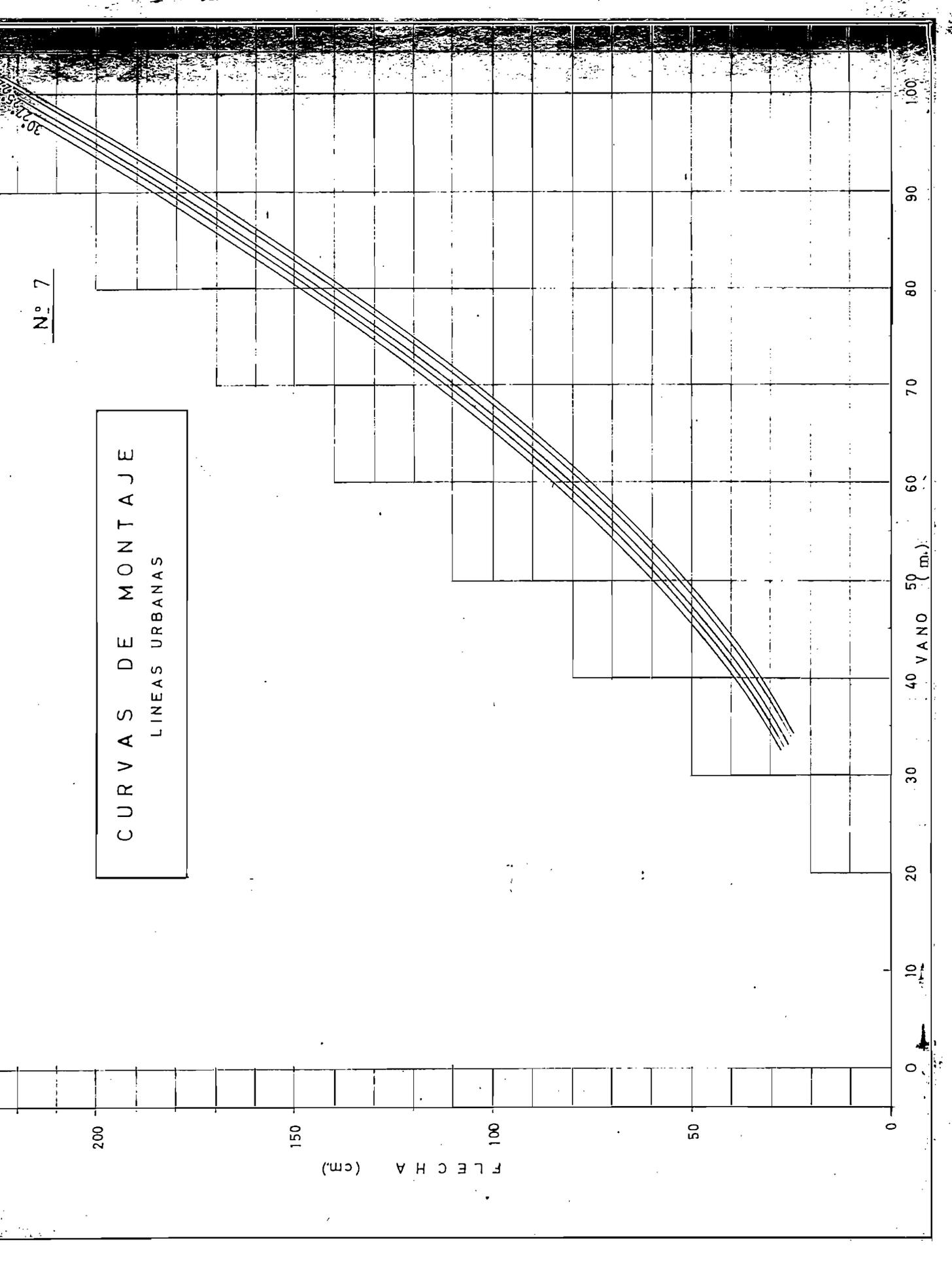
70

80

90

100

VANO (m.)



CAPITULO VII

LISTA DE MATERIALES Y ESPECIFICACIONES TECNICAS.--

Antes de determinar individualmente las características técnicas que debe reunir cada material, haremos algunas consideraciones generales sobre los factores que influyen primordialmente en las propiedades eléctricas, mecánicas, -- rendimientos, etc.

Los factores básicos que determinan las cualidades requeridas por los materiales y equipo de una Red de Distribución, pueden resumirse en los siguientes:

- a) Tensiones de servicio (frecuencia)
- b) Potencias necesarias.
- c) Magnitud de las corrientes de cortocircuito.
- d) Altura de funcionamiento sobre el nivel del mar.
- e) Características del medio ambiente.
- f) Grados de seguridad requeridos.

TENSIONES DE SERVICIO.--

Los voltajes utilizados en el sistema de distribución del presente proyecto son: 13800 y 7960 Voltios en alta tensión (Sistema con neutro solidamente a tierra); 208/121 - Voltios, sistema trifásico en estrella con neutro, y 240/120 Voltios sistema trifilar, en baja tensión.

La frecuencia de corrientes y voltajes es de 60 ci clos.

POTENCIAS NECESARIAS.--

En lo que respecta a este factor, se especificará in

dividualmente de acuerdo a las necesidades particulares, tomando en cuenta el rendimiento obtenido por la altura de funcionamiento sobre el nivel del mar.

MAGNITUDES DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-

Este es un factor importante para la determinación de las capacidades de interrupción del equipo de seccionamiento y protección; el cálculo de las magnitudes lo haremos posteriormente.

ALTURA DE FUNCIONAMIENTO SOBRE EL NIVEL DEL MAR.-

Este factor influye notablemente en el rendimiento de máquinas y transformadores y también en el nivel de aislamiento.

CARACTERISTICAS DEL MEDIO AMBIENTE.-

El grado de humedad, la cantidad de lluvias y la contaminación del aire tienen influencia sobre el aislamiento del equipo eléctrico y la corrosión de los materiales metálicos.

GRADO DE SEGURIDAD REQUERIDOS.-

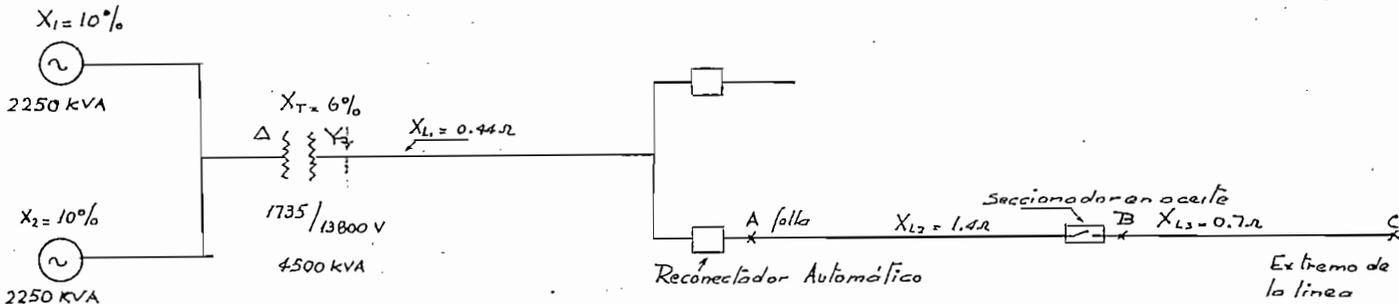
Los límites de seguridad generalmente constan en reglamentos o normas vigentes en cada país y establecen ciertas exigencias en todas las características del equipo.

En el Ecuador todavía existe un reglamento a este respecto, por lo tanto, los grados de seguridad se los adopta de las normas de otros países a criterio individual del proyectista.

CALCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.-

Estudiaremos dos tipos de fallas que nos determinen la máxima y mínima corriente de cortocircuito, para cono

cer la capacidad de interrupción requerida por los elementos de protección y determinar si este equipo puede operar convenientemente.



CORRIENTE DE FALLA MAXIMA EN EL PUNTO A:

KVA - Base = 4500 KVA.

KV - Base = 13,8 KV.

Reducción de todas las impedancias a la Potencia Base:

$$X_1 = \frac{4500}{2250} \times 0,1 = 0,2 \Omega \text{ .PU.}$$

$$X_2 = \frac{4500}{2250} \times 0,1 = 0,2 \Omega \text{ .PU.}$$

$$X_T = 0,06 \Omega \text{ .PU.}$$

$$X_{L1} = \frac{0,44 \times 4500 \times 10^3}{13800^2} = 0,01 \Omega \text{ .PU.}$$

Reactancia Equivalente de los dos Generadores en Paralelo:

$$X_{12} = \frac{1}{1/X_1 + 1/X_2} = \frac{1}{5 + 5} = 0,1 \Omega \text{ .PU.}$$

Corriente de Falla en PU.

$$I_F = \frac{1}{0,1 + 0,06 + 0,01} = \frac{1}{0,17} = 5,9 \text{ PU.}$$

Corriente de Falla en Amperios:

$$I_F = 5,9 \frac{4500}{3 \times 13,8} = 1112 \text{ Amp.}$$

Reactancia en PU. del tramo de línea: RECONECTADOR-SECCIONADOR

$$X_{L2} = \frac{1,4 \times 4500 \times 10^3}{13800^2} = 0,191 \text{ PU.}$$

Corriente de falla en el punto B:

$$I_f = \frac{1}{0,17 + 0,191} = \frac{1}{0,361} = 2,76 \text{ PU.}$$

Corriente de falla en Amperios.

$$I_f = 2,76 \times \frac{4500}{\sqrt{3} \times 13,8} = 800 \text{ Amp.}$$

Las corrientes de fallas calculadas se refieren a una falla trifásica,

Los valores de las impedancias tomados para el cálculo, son los referentes a las reactancias únicamente, ya -- que estas tienen mayor influencia en la impedancia y en definitiva al despreciar las resistencias se tiene un error en el cálculo de las corrientes de falla, que brinda una mayor seguridad para escoger las capacidades de interrupción del equipo de protección; o sea que, al especificar el equipo para las corrientes de falla calculadas (despreciando la resistencia), los aparatos de protección vienen sobredimensionados en una magnitud conveniente.

CORRIENTE DE FALLA DE UNA FASE A TIERRA.-

Este tipo de falla lo calculamos con el objeto de determinar la corriente de disparo de los reconectadores automáticos.

Para el cálculo de la impedancia del camino de retorno de la corriente, por el neutro y tierra, algunos autores recomiendan utilizar un valor equivalente al 67% de la -

impedancia de fase, en sistemas con el neutro varias veces -
puesto a tierra.

El valor del 67% para la impedancia del camino de
retorno de la corriente, se lo aplica en razón de que aproxi-
madamente el 33% de la intensidad circula por tierra.

Para el cálculo de la corriente mínima de falla, -
tomaremos en cuenta las impedancias reales de las líneas.

La impedancia total de una fase, desde el reconec-
tador automático hasta el extremo de la línea, vale:

$$Z_L = 4,4 \Omega$$

La impedancia del camino de retorno sería:

$$Z_G = 2,95 \Omega$$

$$Z_T = 4,4 + 2,95 = 7,35 \Omega$$

La impedancia en PU., sería:

$$Z_T = 7,3 \times \frac{4500 \times 10^3}{13800^2} = 1 \text{ PU.}$$

$$I_f = \frac{1}{0,17 + 1} = \frac{1}{1,17} = 0,853 \text{ PU.}$$

Corriente de Falla en Amperios:

$$I_f = 0,853 \frac{4500}{7,96} = 485 \text{ Amp.}$$

En caso de funcionar un solo generador, la corrien-
te de falla sería aproximadamente 156 Amp. (según cálculo).

ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS PRINCIPALES MATERIALES PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA CIUDAD DE ESMERALDAS.-

ESPECIFICACION A.- Conductores de Cobre.-

Los conductores de cobre para las líneas aéreas de Alta Tensión, serán de cobre desnudo cableado, 7 hilos, de 97,3% de conductividad y 40 Kg/mm^2 de carga mínima de rotura.

Los conductores para las redes de Baja Tensión, serán de cobre suave, desnudos, cableados, de 7 hilos y de características eléctricas y mecánicas similares a las especificaciones ASTM-B8-46-1946 (Tipo de conductor AA).

Los conductores para la alimentación de las lámparas de alumbrado público, serán de cobre sólido con aislamiento apropiado para uso de intemperie (TW).

ESPECIFICACION B.- Aisladores.-

Los aisladores para las líneas activas de alta tensión, serán de porcelana barnizada para uso a la intemperie, con una tensión de contorno bajo lluvia de por lo menos 2,5 veces la tensión nominal de servicio y en el resto, de propiedades eléctricas y mecánicas, se sujetarán a las normas NEMA-Clase-55-4.

Los aisladores de retención serán de las mismas características que el 52-1 de las normas NEMA.

Los aisladores tipo retenida para utilizarse en los tensores, serán similar al Clase-54-4, de las normas NEMA.

Los aisladores tipo rollo para baja tensión, se sujetarán a la norma de NEMA, Clase-53-2.

Los aisladores tipo retenida para baja tensión utilizados en el aislamiento de circuitos, serán de caracterís-

ticas similares al Clase 54-1, de NEMA.

ESPECIFICACION C.- Seccionadores.

Los 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 2000 Amperios de capacidad de interrupción. Se suministrarán con accesorios para montaje en cruceta.

ESPECIFICACION D.- Portafusibles - Desconectadores.-

Los portafusibles desconectadores 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 alejamiento del fusible y barnes terminales para conductores de cobre, desde N°2AWG hasta N°6AWG.-- Se suministrarán con accesorios para montaje en cruceta.

Los portafusibles para utilizarse con los transformadores monofásicos serán para 8 KV. y 50 Amperios nominales; en cuanto al resto de características se sujetarán a las especificaciones anteriores en lo pertinente.

ESPECIFICACION E .- Seccionadores en Aceite.-

Los seccionadores en aceite serán tripolares de accionamiento manual, para 13,8 KV., 100 Amperios nominales y una capacidad de interrupción de por lo menos 2000 Amperios.

ESPECIFICACION F.- Reconectadores Automáticos.-

Los reconectadores automáticos serán para 13,8 KV. de tensión nominal, 50 Amperios de corriente de trabajo y 100 Amperios de corriente de disparo; Previstos para soportar corrientes de interrupción de por lo menos 2000 Amperios.

La secuencia de operación será: 2 operaciones rápidas y 2 lentas y el reconectador debe suministrarse con los accesorios completos para montaje en un solo poste.

ESPECIFICACION G.- Pararrayos.-

Los pararrayos serán para distribución, del tipo - válvula, de 60 ciclos por segundo, para funcionamiento al ni vel del mar, con accesorios de montaje en cruceta.

En cuanto a las características de tensión se describirán para cada caso en las listas de materiales detalladas que se incluyen al fin de las especificaciones generales.

ESPECIFICACION H .- Transformadores.-

Los transformadores trifásicos serán del tipo conven cional, autorefrigerado 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, la pola ridad debe ser sustractiva; las tensiones de servicio serán de 13200/208/120 Voltios.

Los transformadores monofásicos deben cumplir las mismas condiciones anteriores en lo que sea aplicable y además deben estar previstos para las tensiones de 7620/240/120 Voltios y la polaridad debe ser aditiva.

En cuanto al resto de características para ambos - tipos de transformadores, se detallan claramente en las listas de materiales.

ESPECIFICACION I.- Pernos.-

Los pernos en general serán de hierro galvanizado y en cuanto a las dimensiones, se sujetarán a las especificaciones dadas en las listas de materiales.

ESPECIFICACION J.- Accesorios de Fabricación Nacional.-

Los accesorios de fabricación nacional, deben registrarse a los diseños indicados en los planos y además el acabado en lo referente a pintura, debe ser de una substancia anticorrosiva para todos los accesorios.

Nota: Las especificaciones correspondientes al resto de equipo, se detallan claramente en las listas de materiales incluidas en las páginas siguientes.

LISTA DE MATERIALES Y ESPECIFICACIONES PARA LA RED DE DISTRIBUCION DE LA CIUDAD DE ESMERALDAS.

RED DE ALTA TENSION

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic.	Precios Unitar.	Total
1	3.000	Metros de conductor de cobre desnudo, semiduro cableado - N° 2 AWG.			
2	36.800	Metros de conductor de cobre desnudo, semiduro cableado N° 4 AWG.-			
3	20.800	Metros de conductor de cobre desnudo, semiduro cableado N° 6 AWG			
4	12	Postes de madera incorruptible a la acción del agua de 13 m. de alto, de 30 cm de diámetro en la base y 20 cm. en la punta.	16	1	
5	30	Poste de madera de iguales características a lo especificado en el renglón 4, de 5 m de alto y 25 cm. de diámetro.	16	2	
6	187	Postes de hormigón centrifugado de 12,50 m. y 500 Kg. de rotura de 20 cm. de la punta pro-			

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Precios Plano Posic. Unitar.	Total
		vistos de una tuerca en la punta para sujeción de pernos de 3/4".		
7	93	Idem. a las especificaciones en el renglón anterior y además provistos de un hueco circular de 1" de diámetro a 1,50 m. de la punta, para puesta a tierra en postes de tangente. A.T.		
8	9	Idem. renglón 6, además un hueco de una pulgada de diámetro a 80 cm. de la punta, para bajada de la tierra de los pararrayos en las estaciones Trifásicas.	11	
9	9	Idem. renglón 4, además un hueco de ϕ 1" a 2,90 m. de la punta, para tierra del neutro secundario y tanque de transformador.		
10	2	Idem. renglón 6, además 2 huecos ϕ 1" uno a 80 cm., de la punta y otro de 2,20 m. para poste recloser	12	

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic.	Precio Unitar. Total
11	70	Postes de madera resistent <u>e</u> a la acción de la hume <u>d</u> ad de 11,50m, de 24 cm. ϕ en la base y 17 cm. en la punta para derivación monofásica.		
12	70	Idem. renglón 11, de 25 - cm. de ϕ en la base y 18 cm. en la punta, para soporte de Transformadores y línea A.T. hasta los tan <u>q</u> ues de agua potable.		
13	340	Crucetas de hierro "U" de 2 $\frac{1}{2}$ "x2 $\frac{1}{2}$ "x $\frac{1}{4}$ " y 1,60m. de longitud, conforme diseño.	13	A
14	10	Idem. renglón 13, provistas además de huecos de <u>a</u> cuerdo al diseño indicado en plano 11.	11	18
15	600	Abrazaderas de hierro redondo, ϕ $\frac{1}{2}$ " de 56 cm. de longitud, conforme diseño con sus respectivas tuercas.	13	B
16	100	Idem. renglón 15, de 70 - cm. de longitud, variando la dimensión 15,8 a 20 cm.	13	B
17	700	Pletinas de 11 cm. y de $\frac{1}{2}$ " x $\frac{1}{2}$ ", conforme diseño.	13	C

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Prec. Unit.	Total
18	410	Racks de un hilo para suje- ción del neutro similares a: DC8F1, Cat.L.M.	13		
19	260	Abrazaderas de hierro, plati- na de 1½" x 3/16" conforme diseño.	13	D	
20	150	Idem. Renglón 19 cambiando el diámetro 15 cm, a 20 cm.	13	D	
21	410	Pernos de hierro galvanizado de 2" x ½" con sus respecti- vas tuercas y rodela. *	13		
22	410	Aisladores de polea similares a WD684, Cat.L.M.	13		
23	1.750	Metros de alambre de hierro galvanizado grado común Nº 4 BWG. 3 hilos			
24	140	Barras de tierra de hierro galvanizado de 6' y 5/8" de diámetro, similares a: DN386; Cat.L.M.			
25	140	Conectores de hierro galvaniza- do para barra de tierra, simila- res a GA6426; Cat. Burndy.			
26	140	Conectores para el neutro y ca- ble galvanizado bajada a tierra,			

Ren-
glón Cantidad

Descripción

Referencias Proc. Total
Plano Posición Unit.

similares a: KSHFK;23; Cat.

Burndy.

27 3.800

Grampas galvanizadas para suje-
ción del conductor de tierra al
poste, similares a: WDN2U1; Cat.
L.M.

28 1.200

Aisladores de porcelana tipo
PIN de características semejan-
tes a: RAP-D185; Cat. N.G.K. o al
NP11 D1; Cat. L.M.

11 1

29 1.050

Pernos de hierro galvanizado
Ø 3/4" para sujeción del aisla-
dor a la cruzeta con sus res-
pectivas tuercas y rondelas
de presión, similares a: 1M30474AN
Cat. N.G.K., con la dimensión C
Cambiada a 3" y rosca de plomo
de 1"

30 160

Pernos de hierro galvanizado
para sujeción del aislador a
poste de madera, similar a:
NP12P1; Catal. LM.

31 320

Pernos de hierro con cabeza de
10" x 5/8" con sus respectivas
tuercas y rodela, (rodela de 2"
x 2" x 1/8" con hueco Ø 11/16")

Re-n- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Proc. Unit.	Total
32	192	Aisladores de retención simila- res al: NS5A1; Cat.L.M.			
33	15	Abrazaderas de hierro, pletina de 1 1/2" x 3/16".	13	1	
34	24	Pletinas de 11 cm., de 1 1/2" x 1/2" de acuerdo a diseño indicado.	13	2	
35	26	Pernos de hierro galvanizado de 2" x 3/4"	13	4	
36	24	Pletinas de 40 cm, de 1 1/2" x 1/2" de acuerdo al diseño indicado.	13	6	
37	25	Pernos de hierro galvanizado de 1 1/2" x 3/4"	13	7	
38	12	Grucetas de hierro ángulo de 1,60 m, y de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" terminadas de acuerdo al diseño indicado.	12	9	
39	12	Abrazaderas de hierro redondo de ϕ 1/2" y 36 cm, de longitud similar a 24 Plano N ^o 11 con R=7,5 cm.	11	24	
40	6	Pernos de hierro galvanizado de 60 cm, y ϕ 3/4" con tuercas y rodela planas, similares a: DF4W9, Cat. L.M.			

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias. Plano Posición	Prec. Unit.	total
41	18	Pernos con cabeza de hierro galvanizado de 14" y ϕ 5/8" con tuercas y redondelas de presión.	16	13	
42	3	Cruceta de hierro "U" de 2½" x 2½" x ¼", de 2 m. de longitud, terminada de acuerdo con el diseño indicado.	16	14	
43	3	Idem. renglón 42, terminada de acuerdo diseño.	16	18	
44	9	Piezas de tubo de hierro galvanizado de 3/4" y 27,5 cm, de Longitud.	16	15	
45	9	Pernos de orejas de hierro galvanizado, ϕ 5/8" similares a: DF2E12;Cat.LM.	16	16	
46	3	Tuercas de oreja 5/8", similares a: DG2E3;Cat.L.M.			
47	25	Pletinas de hierro de 30 cm., de 1½" x ½", terminadas de acuerdo al diseño indicado	12	E	
48	2	Abrazaderas de hierro redondo de ϕ 5/8" de 56 cm, de longitud, similares a: "B" Plano 13, cam-			

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Precio Unitar.	Total
		biando la dimensión 15,8 a 16,8 cm.	12	14	
49	4	Crucetas de hierro "U" de 2½" x 2½" x ¼" y de 90 centímetros de longitud, terminadas de acuerdo al diseño indicado.	12	15	
50	6	Crucetas de hierro ángulo de 2" x 2" x ¼" y 24 cm, de longitud terminadas de acuerdo al diseño indicado	11	12	
51	6	Abrazaderas de hierro redondo de Ø = " y 42 cm, de longitud a "B" plano 13.	13	B	
52	6	Crucetas de hierro "U" de 2½" x 2½" x ¼" de 60 cm, de longi- tud, terminada de acuerdo al diseño indicado.	11	4	
53	6	Crucetas de hierro ángulo de 2"x 2"x¼" y 30 cm, de longitud terminadas de acuerdo al dise- ño indicado	11	6	
54	6	Abrazaderas similares renglón 51 de 44 cm, de longitud	11	17	

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Precio Unitar.	Total
55	25	Piezas de perfil NP8 termina- das de acuerdo diseño indica- do, con la dimensión A=11 $\frac{1}{4}$ ".	11	22	
56	10	Idem. renglón 55 con la dimen- sión A=23 $\frac{1}{4}$ ".			
57	50	Abrazaderas de hierro redondo \varnothing 5/8" y 70 cm, de longitud, con tuercas y rodela de pre- sión, terminadas de acuerdo al diseño.	11	24	
58	34	Crucetas similares renglón 50 con una distancia entre huecos de 20 cm.	11	26	
59	34	Crucetas similares a renglón 53 con una distancia entre huecos de 20 cm.	11	28	
60	70	Pernos de hierro galvanizado de 1 $\frac{1}{2}$ " x 5/8" con tuercas y rodela de presión.	11	23	
61	65	Pletinas de 1 $\frac{1}{2}$ " x $\frac{1}{2}$ " y de 24 cm de longitud terminadas de acuerdo al diseño indicado.	11	25	
62	10	Crucetas de hierro ángulo de			

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Precio Unitr.	Total
		2½" x 2½" x ¼" y de 1,60 m. de longitud, terminadas de acuerdo diseño indicado.	11	4	
63	20	Perfil NP8 de 1,80 m, de longitud.	11	22	
64	80	Pletinas de 1½" x ½" de 12,5 cm, de longitud, terminadas de acuerdo al diseño indicado	11	23	
65	10	Crucetas de hierro ángulo de 2" x 2" x ¼" y de 60 cm de longitud, terminadas de acuerdo diseño indicado.	11	26	
66	60	Pernos de hierro galvanizado de 1" x 3/8"	11	8	
67	20	Pernos de hierro galvanizado de 1½" x ½".	11	24	
68	200	Metros de alambre de hierro galvanizado # 10 BWG			
69	4	Crucetas de hierro "U" de 2½" x 2½" x ¼" de 90 cm, de longitud, terminadas de acuerdo diseño.	12	15	
70	4	Abrazaderas de hierro redondo			

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Precio Unita.	Total
--------------	----------	-------------	-------------------------------	------------------	-------

Ø 5/8" de 56 cm, de longitud,
similares a B plano 13, cambian
do la dimensión 15,8 a 16,8 cm.

71	1	<p>Transformador trifásico en ba- ño de aceite para funcionamien- to a intemperie, autorefrigera- do de 75 KVA.13200/7620 a 208/ 120 Voltios con neutro sacado al exterior, 4% de impedancia con derivaciones adicionales para poder variar la tensión desde el exterior con un con- mutador en: $\pm 2,5\%$ y 5%, 60 ciclos con un aumento de 55°C. sobre 30°C, de temperatura media am- biente, equipado con indicador de nivel de aceite, llave para toma de prueba de aceite, llave para conexión de prensa filtro, perno y tuerca para puesta a tierra, ganchos para elevación carga completa de aceite, pre- vistas para funcionar aproxima- damente al nivel del mar.</p>			
----	---	---	--	--	--

Ran- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Precios Unitar.Total
72	7	Idem. renglón 71, de 45 KVA.		
73	2	Idem. renglón 71, de 30 KVA.		
74	8	<p>Transformadores monofásicos tipo convencional para funcionamiento a intemperie, en baño de aceite autorefrigerado de 37,5 KVA; 7620 a 240/120 voltios, con derivaciones adicionales para poder variar la tensión en $\pm 2,5$ y 5% por medio de un conmutador accionable desde el exterior, 60 ciclos, con aumento de temperatura de 55^oC de temperatura media ambiente, equipado con indicador de nivel de aceite, llave para toma de pruebas, perno y tuerca para puesta a tierra, ganchos para elevación, carga completa de aceite, previstos para funcionar aproximadamente al nivel del mar, similares a: TE411076-37; Cat; L.M.</p>		
75	15	Idem. renglón 74 de 25 KVA, similares a: TE411076-25.		

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Precios Unitar. Total
76	11	Idem, renglón 74, de 15 KVA, similares a: TE411076-15.		
77	5	Idem, renglón 74, de 10 KVA similares a: TE411076-10.		
78	2	"Hanger" para montaje de Transformador monofásico en crucetas similar a: DT6H1; Cat.L.M.		
79	2	Idem, renglón 78, similar a: DT5H1; Cat.L.M.		
80	2	"Kieker", similar a: DT1K1; Cat.L.M.		
81	2	"Kieker", similar a: DT 2K1; Cat.L.M.		
82	33	Contacircuitos, tipo Switch- para seccionamiento de 13,8 KV., provistos de barras de cobre para 200 Amp., con acce- sorios de montaje en cruceta, similares a: FOC1C2; Cat.L.M.		
83	33	Cortacircuitos de 13,8 KV, pa- ra montaje de fusibles de Transformadores, con acceso- rios de montaje en cruceta,		

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posición	Precios. Unitar.Total
		similares a: FOC1C1; Cat.LM		
84	40	Idem, renglón 82 para 8 KV.		
85	27	Paratrayos tipo válvula para 13,8 KV, con accesorios de montaje en crucetas, para protección de transformadores trifásicos, similares a: AV1B15,- Cat.L.M.		
86	9	Idem, renglón 84 para 12 KV., similares a: AV1B12; Cat.L.M.		
87	40	Idem, renglón 84, para 8 Kv., similares a: AV189; Cat.L.M.		
88	66	Portafusibles de baja tens. 600 V.;100 Amp.provistos de pernos de $\varnothing \frac{1}{2}$ ",rodela y tuerca para sujeción en cruceta, similares AEG.		
89	33	Idem, renglón 87 de 200 amp,		
90	50	Aisladores portaneutro para sujeción del neutro en la cruceta de los portafusibles de baja tensión, con su respectiva tuerca y rodela de presión similar a:DW6R1; Cat.L.M.		

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic. Unitar.	Precio Total
91	250	Metros de conductor de cobre macizo N°6AWG. para tomas de transformadores, pararrayos, seccionamientos, derivaciones, etc.		
92	320	Metros de conductor de cobre cableado N°1/0 AWG., con aislamiento TW para intemperie 600 Voltios.		
93	460	Conectores de cobre unimax, desde 4 hasta 25 mm ² .		
94	240	Idem. renglón 93 para 50 - mm ² .		
95	700	Metros de alambre conductor, cableado de cobre suave N°2AWG. para bajada de las conexiones a tierra de las estaciones de transformación.		
96	60	Barras de copperweld de ø 5/8" y 6" similares a: WDN3 G6.		
97	60	Conectores para la barra de tierra, similares a: GKP6352 W; Cat. Burndy.		
98	10	Metros cúbicos de hormigón ciclópeo con la proporción 1-3-6, para cimentación de los postes en donde el terreno sea deleznable.		

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias		Precio	
			Plano	Posic.	Unitar.	Total
99	2100	Metros de cable de acero - galvanizado de 1/2", 7 Hilos calidad "Siemens Martin", - carga de rotura 5400 Kg.	14	1		
100	135	Grilletes de hierro galva nizado, similar al WDG9C9; Cat. L.M.	14	2		
101	270	Guarda-cabos tipo oreja, - similar al DG1T2; Cat. L.M.	14	3		
102	135	Templador para tensor de 13000 lbs. de carga de ro tura similar al: WCH58X6EE, Cat. L. M.	14	4		
103	530	Grampas de anclaje de dos pernos, similar a: DG2C2; - Cat. L. M.				
104	135	Aisladores de extensión - tipo bola para 10KV., nomi nales y 12000 lbs. de trac ción de rotura.				
105	135	Mezas de tubo de hierro -- galvanizado de $\phi 2\frac{1}{2}$ " y de 60 cm. de longitud.	14	7		
106	0,25 m ³ .	de asfalto para rellenar los tubos de los tensores.				
107	135	Barillas de hierro galva nizado de $\phi 5/8$ " y 1,60 m. de longitud terminadas de acuerdo al diseño con gan cho en un extremo y el o tro en oreja.	14	8		

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic.	Unitar.	Total
108	125	Bloques de hormigón terminados de acuerdo al diseño indicado, con su respectiva barilla 3/4" para anclaje.	14	9	
109	2	Reconectadores automáticos para 13,8KV., 50 Amp., de corriente nominal, 100 Amp. corriente mínima de disparo y 2000 Amp. de capacidad de interrupción, secuencia de operación 2 A2B, similar a: KHA650 B22.			
110	2	Accesorios para montaje de reconectador en cruzeta similar a: KA19H3.			
111	2	Interruptores en reducido volumen de aceite para 13,8 KV. y 100 Amp. de corriente de trabajo, 60 ciclos, -- 2000 Amp. de capacidad de Interrupción, con accionamiento manual desde el exterior e incluido accesorios para montaje en poste de hormigón del renglón 6.			
112	25	Tiras de fusible de 12 Amp. para adaptarse a los cortacircuitos especificados en el renglón 83, similares a: FL11T12 (para transformadores trifásicos de 75 KVA).			

Ren nglón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic.	Precios Unitar. Total
113	25	Idem. renglón 112 simila- res a:FL11T6(para transfor madores trifásicos de 45 - KVA) y monofásicos de 37,5 KVA.		
114	25	Idem. renglón 112 simila-- res a:FL11H3, Cat. L.M.(pa ra transformadores trifásicos de 30 KVA y monofásicos de 15 KVA.)		
115	25	Idem. renglón 112, simila-- res a:FL11H5, Cat. L.M.(pa ra transformadores monofá- sicos de 25 KVA).		
116	25	Idem. renglón 112 simila-- res a:FL11H2., Cat.L.M.(pa ra transformadores monofá- sicos de 10 KVA).		
117	40	Portafusibles de 200 Amp., de 250 Volts., similares a: Mastschalter-Sicheyung DRP N°397(AEG), para transforma dores trifásicos de 75,45 - KVA y monofásicos de 37,5 - KVA.		
118	70	Idem. renglón 117 de 100 Amp. similares a:M.S.D-R-P,N°396 (AEG).		
119	20	Tiras fusibles de 200 Amp.- para adaptarse en los porta fusibles del renglón 117.		
120	50	Idem. renglón 119 de 150 Amp.		

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias		Precios	
			Plano	Posic.	Unitar.	Total
121	50	Idem. renglón 119 de 100 Amp.				
122	30	Idem. renglón 119 de 60 Amp.				
123	20	Idem. renglón 119 de 40 Amp.				
124	2	Pértigas de material aislante de 26', de longitud para maniobra de cortacircuitos.				

LISTA DE MATERIALES ADICIONALES PARA POSTES DE ANGULO Y DERIVACION

Referencia Plano N°9

125	60	Aisladores de suspensión, - clase 52-1 NEMA.				
126	10	Abrazaderas de una vía para anclaje de aisladores de suspensión.				
127	5	Abrazaderas de doble suspensión para amarre del tensor.				
128	20	Pletinas de 45 cm., para anclaje de aisladores de suspensión.				
129	20	Tubos separadores de 14,9cm. y de 3/4" de diámetro.				
130	40	Pernos de 8"x5/8".				
131	20	Crucetas de hierro ángulo de 2 1/2"x2 1/2"x1/4" de 1,50 m. de longitud.				
132	40	Pernos de 1 1/2"x1/2".				
133	10	Aisladores de tipo PIN para 13,8 KV. con sus respectivos pernos.				
134	20	Pernos galvanizados de 3"x5/8".				

Re <u>n</u> gl <u>o</u> n	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic.	Precio Unitar.	Total
135		Material para dos tensores con cable de acero de 3/8".			
136	60	Aisladores de suspensión clase 52-1, NEMA.			
137	30	Grampas terminales de aleación de aluminio.			
138	10	Abrazaderas de una vía.			
139	30	Grampas de ranuras paralelas de aleación de aluminio.			
140	20	Platinas de 25 cm.			
141	10	Pernos de 1 1/2" x 5/8".			
142	5	Crucetas de hierro ángulo de 2 1/2" x 1 1/2" x 1/4" y de 1,50 m. de longitud.			
143	20	Pernos galvanizados de 3" x 5/8".			
144		Material para un tensor con cable de acero, inclusive abrazadera.			

RED DE BAJA TENSION

<u>Ren-</u> <u>glón.</u>	<u>Cantidad</u>	<u>Descripción</u>	<u>Referencias</u> <u>Plano.Posic.</u>	<u>Precios.</u> <u>Unitario. Total</u>
1	23.600	Metros de conductor de cobre desnudo cableado No 2 AWG.		
2	7.100	Idem, renglón 1 No 3 AWG		
3	36.400	Idem, renglón 1, No 4 AWG.		
4	41.000	Idem, renglón 1, No 6 AWG.		
5	12.000	Idem renglón 1, No 8 AWG		
6	250	Postes de hormigón centrifugado de 9 m, de largo, 13,8 cm, de diámetro en la punta y 400 Kg, de carga de rotura a 20 cm, de la punta.		
7	520	Postes de madera incorruptible a la acción de la humedad de 9 m, de largo 22 cm diámetro en la base y 17 cm en la punta.		
8	1.000	Racks de 4 hilos, 8" de separación similares a: DR7R3; - Cat. L.M.		
9	225	Idem renglón 8, de 5 hilos similares a: DR7R4:Cat.L.M.		
10	5.125	Aisladores tipo polea para montar en los racks, similares a :WD680: Cat.L.M.		

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias.	Plano. Posici	Unitario. Total
11	572	Abrazaderas para sujeción del rack al poste, similares a : DG4B10; Cat.L.M, para ϕ poste 20 cm.			
12	492	Idem renglón 11, similares a: DG4B8; Cat.L.M, para ϕ poste 15 cm.			
13	20	Abrazadera con doble sujeción para 2 racks, similares a : - DG5B10, Cat.L.M.			
14	700	Pernos de acero galvanizado - de cabeza cuadrada de 9 pulgadas x 5/8", con su respectiva tuerca similares a: DF3B9.Cat. L.M.			
15	50	Idem. renglón 13, similares a: DG5B8.Cat.L. M.			
16	600	Idem renglón 14; de 8" x 5/8" similares a: DF3B.Cat.L.M.			
17	1.300	Arandelas de 2"x2"x3/8", con huecos de ϕ 11/16", similares a: DF2W2, Cat.L.M.			
18	140	Aisladores de extensión para baja tensión, similares a : - NG1A1.Cat.L.M, para utilizarse en aislamientos de circuito de B.T., y tensores Aereos.-			

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias. Plano.Posic.	Precio Unitario	Total
19	450	Conectores para cruce de con- ductores de material cobre o aleación de cobre, para conduc- tores hasta No 4 AWG similares a: GX4G4G, Cat. Burndy.			
20	120	Idem, renglón 19, para conduc- tores desde No 3 a No 2 AWG, si- milares a :GX2626, Cat. Burndy.			
21	200	Conectores de cobre " unimax"- para conductores desde 4 hasta 25 mm ² .			
22	120	Idem, renglón 21, para conduc- tores hasta de 50 mm ² .			
23	160	Pernos con orejas de 5/8"x8" con su respectiva tuerca y a- randela para madera similar a: DF2F8, con las dimensiones E- (rosca) cambiada a 2".	14	10	
24	200	Templadores de tipo doble ore- ja para 13.000 lbs, de carga de retura.	14	11	
25	100	Guardacabos de tipo oreja para cable de 1/2", similar a :DG1F 2, Cat.L.M.	14	12	
26	100	Idem renglón 25 para cable 3/8" similar A; DG1T1, Cat.L.M.			

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias. Plano.Posic.	Precios. Unitario.Total.
27	800	Grampas de 2 pernos para cable de 3/8" a 1/2", similar a: DG2C2, Cat.L.M.	14 13	
28	1.000	Metros de cable de acero galvanizado 3/8", de 7 hilos, 8.000 - libras de carga de rotura.	14 14	
29	1.100	Idem, renglón 28, 7 hilos, 1/2"- de diámetro. (10.000.Lbs).		
30	200	Aisladores de extensión tipo - bola, tensión de contorneo, bajo lluvia 20 KV, similares A:NG1A 1, Cat, L.M.		
31	80	Metros de hierro riel para -- tensores.	14 16	
32	10	Metros cúbicos de hormigón -- simple, proporción 1:2:4.	14 17	
33	180	Bloques de hormigón con su respectiva varilla para anclaje - (3/4): terminado de acuerdo a - diseño indicado.	14 9	
34	20	Apeyos para tensor tipo farol de tubo de hierro galvanizado ϕ 2 1/2", con su respectiva pieza de sujeción al poste y perno de 3"x1/2"; terminado de acuerdo al diseño indicado.	14 18	

Ren- glón	Cantidad	Descripción	Referencias. Plano.Posic.	Precios. Unitario.Total.
35	180	Varillas de hierro galvanizado de ϕ 5/8" x 1,60 m, terminadas de acuerdo al diseño indicado con gancho en el un extremo y oreja en el otro.	14	8
36	6.500	Metros de alambre de cobre suave No 9 para amarre.		
37		Litros de Alquitrán para pintar los postes de madera en su longitud de empotramiento.-		

ALUMBRADO PUBLICO

Re <u>n</u> gl <u>o</u> n	Cantidad	Descripción	Referencias		Precios	
			Plano	Posic.	Unitar.	Total
1	31000	Metros de conductor de co bre desnudo cableado N° - 8 AWG.				
2	370	Brazos de tubo de hierro de 1 1/2" con sus abrazade- ras, terminados de acuer- do al diseño y pintados - con pintura anticorrosiva color aluminio.	15	5		
3	740	Pernos de 2"x3/8" con sus respectivas arandelas de - presión.	15	6		
4	370	Pletinas de 35 cm. y de 1/2" x3/16", terminadas de acuer- do al diseño, para montaje del balasto.	15	7		
5	740	Pernos de 1"x3/16" para su jeción del balasto a la ple- tina.	15	8		
6	370	Balastos para el encendido de la lámpara, similar a:58 231AH/00. Cat. Philips.	15	4		
7	2400	Pertafusibles aéreos para - montaje de los fusibles de la lámpara.	15	3		
8	2400	Conectores de cobre "Unimar" para conductores de 4 a 50 mm ² .	15	1		

Re-n glón	Cantidad	Descripción	Referencias		Precios	
			Plano	Posic.	Unitar.	Total
9	2200	Metros de conductor de co- bre con aislamiento plás- tico para intemperie N°14 AVG.	15	2		
10	370	Pantallas para lámparas de mercurio de color corregi- do completo con boquilla - y reflectores, similar a: HRF10; Cat. Philips.	15	9		
11	210	Lámparas de mercurio de -- color corregido de 125W., - a 220 Volt., similar a: HPL1 50W; Cat. Philips.	15	10		
12	170	Idem. renglón 11, de 125 W. a 240 Voltios.				
13	780	Brazos de tubo de hierro - de ϕ 3/4" y 60 cm. de lon- gitud, con su respectiva pie- za de hierro pletina cen - huecos de 7/16", para suje- ción del brazo del poste; -- terminados de acuerdo al di- seño indicado.	15	1		
14	1600	Tornillos para madera de -- 2 1/4" x 3/8", similares a: DF6L 1/4; Cat. L.M.	15	4		
15	780	Gosnes (consola) para unión de tubo de ϕ 3/4" a la pan- talla OVR150; similar a: VF 7; Cat. B.B.T	15	5		

Re <u>n</u> gl <u>o</u> n	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic.	Precios Unitar. Total
16	2500	Metros de conductor de <u>c</u> obre con aislamiento pl <u>á</u> stico para intemperie N ^o -16 AWG., para conexión de lámparas incandescentes.		
17	780	Pantallas para lámparas incandescentes de 100 a 150 W., similar a: OVR150; Cat. B.B.T.	15	7
18	320	Lámparas incandescentes de 100 W. a 240 Volt.		
19	500	Lámparas incandescentes de 150 W. a 240 Volt.	15	3
20	200	Metros de alambre fusible de plomo de 5 Amp.		
21	500	Metros de conductor de <u>c</u> obre cableado con aislamiento apropiado para funcionar directamente enterrado en el suelo; calibre N ^o 6 AWG.	7	1
22	10	Portafusibles de doble cartucho, con su respectiva pieza de montaje y accesorios de sujeción al poste tubular de hierro de $\phi 2\frac{1}{2}$ " conforme diseño indicado.	7	2
23	10	Postes tubulares de hierro galvanizado de $\phi 2\frac{1}{2}$ " y de 3,80 m. de longitud, terminados de acuerdo al diseño indicado.	7	3

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias		Precios	
			Plano	Posic.	Unitar.	Total
24	28	Metros de conductor de <u>co</u> bre N°16 AWG. con aisla-- miento plástico para in-- temperie.				
25	830	Ladrillos acanalados de - 30x20x8 cm., terminados de acuerdo al diseño.	7		4	
26	830	Idem. renglón 25, sin <u>aca</u> nalar.				
27	4	Metros cúbicos de hormi-- gón simple, con la propor- ción: 1:2:4.				
28	10	Pantallas para lámparas de vapor de mercurio corregi- do de 125 W., similar a: HRG 10; Cat. Philips, N°65748A B/00, provisto de balasto y más accesorios para el - encendido.				
29	9	Metros de tubo de hierro - galvanizado de $\phi 1\frac{1}{2}$ ". Para bajada de los conductores de acometida desde el poste al suelo.				
30	3	Abrazaderas de hierro <u>pleti</u> na de $1\frac{1}{2}$ "x $\frac{1}{8}$ ", para un -- diámetro de poste de 24 cm. con sus respectivos pernos.				
31	47	Cajas de chapa de hierro <u>gal</u> vanizado de $\frac{1}{16}$ " con sus -- respectivas abrazaderas y <u>per</u> nos; terminadas de acuerdo di- seño indicado.	15		11	

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias Plano Posic.	Precios Unitar. Total
32	45	Switches unipolares de cu chilla de 30 Amp. 250 Volt.	15 2	
33	3	Idem. renglón 32, de 60 Amp.		
34	48	Portafusibles de un solo - cartucho para 30 Amp. 250 Volt.		
35	80	Metros de conductor de co- bre cableado N°8AWG, con ais- lamiento plástico para in- temperie.	15 17	
36	50	Racks de 2 hilos similares a:DR2W2; Cat. L. M.	15 15	
37	100	Aisladores de poleas simi- lares a:WD680; Cat.L.M.		
38	3	Relés de control remoto u- nipolares de 60 Amp. 240 - Volt., 60 ciclos, contactos de carga normalmente abier- tos, bobina desenergizada, - tipo RCOC, similares a:WSB-MRR- SD; Cat. L. M.		
39	20	Relés unipolares, contactos de carga normalmente abier- tos, bobina desenergizada para 210 Volt., 60 ciclos, - contactos de carga para 30 Amp., 240 Volt., similares a: WSB-MRR-Af.		
40	14	Idem. renglón 38, contactos de carga de 15 Amp., similar a:WSB-MRR-SD.		

Ren glón	Cantidad	Descripción	Referencias		Precios	
			Plano	Posic.	Unitar.	Total
41	13	Idem renglón 38, contactos de carga de 30 Amp., 208 - Volt., similar a: WSB-MR-AT, Cat., L.M.				
42	2	Células fotoeléctricas para control de alumbrado público, funcionamiento a la intemperie, para operación en 305 y 125 Volts., 60 ciclos, unipolar, con contactos de carga para 15 Amp., 208 Volts., con su respectivo equipo de montaje en poste, similar a: WTAT6501A; Cat. L. M.				
43	2	Idem renglón 42, contactos de carga de 15 Amp., 240 Volt. similar a: WTAT6501A; Cat. L.M.				
44	170	Conectores de cruce para conductores N°8AWG., similares a GX4646; Cat. Burndy.				
45	85	Conectores "Unimax" de 4 a 25 mm ² .				
46	1	Metro alambre fusible de plomo de 60 Amp.				
47	10	Idem renglón 46, de 30 Amp.				
48	10	Idem renglón 46, de 15 Amp.				
49	60	Idem renglón 46, de 5 Amp.				

CAPITULO VIII

ESTUDIO ECONOMICO

El presente estudio tiene el objeto de establecer de una manera aproximada, los costos de producción de la energía.

Los datos que utilizaremos para los cálculos han sido elaborados a base de estimaciones comparativas, presupuestos aproximados y rendimientos reales de la planta de generación.

La carga actual estimada para los diferentes tipos de consumo es la siguiente:

Residencial	300 KW.
Comercial	186 KW.
Alumbrado Público	100 KW.
Industrial	255 KW.
Bombeo de Agua Potable	140 KW.

De estas demandas: la Residencial, Comercial y de Alumbrado Público, intervendrán con su capacidad total cuando entre en funcionamiento el nuevo sistema de distribución.

En lo que respecta a las demandas Industrial y de Bombeo de Agua Potable; se espera que un 50% intervengan al terminar la construcción del nuevo sistema y el 50% aproximadamente, después de un año.

Para determinar los consumos probables de energía; el rendimiento del combustible y las demandas posibles en años posteriores, resumiremos en cuadros todos los valores ne

cesarios para los cálculos de rendimiento y costo de producción, etc.

EXPLICACION DE LOS CUADROS ELABORADOS QUE SE INCLUYEN EN LAS PAGINAS SIGUIENTES.-

Cuadro N°7 .- Cuadro de Curvas de Carga.-

Los datos de las curvas diarias de carga, se han a similitud de las poblaciones de la costa de características parecidas a la ciudad de Esmeraldas.

En cuanto a los datos para la curva de carga del bombeo de Agua Potable, se obtuvo del "Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública", que son los autores del proyecto del sistema de abastecimiento de agua potable para la ciudad de Esmeraldas.

Cuadro N°8 .- Cuadro de la Curva de Carga de la Planta.-

El dato de los KW-útiles, se obtuvo sumando los diferentes tipos de consumo en cada hora; tomando como base el cuadro N°7.

Los factores de capacidad están calculados en base a 1800 KW., que es la potencia nominal de un grupo.

El rendimiento calórico del combustible (BTU/KWH)- está calculado de acuerdo al rendimiento real obtenido en las pruebas efectuadas en las plantas.

Cuadro N° 9.- Cuadro demostrativo del Crecimiento de la Potencia.-

Este cuadro se ha elaborado suponiendo que en el año 1.964, el servicio se normalizará en lo que respecta a los consumos: Residencial, Comercial, Industrial y de Alumbrado Público; excepto el consumo de Bombeo de Agua Potable,

que según indicaciones del "S.C.I.S.P.", la potencia prevista de 140 KW. se hará efectiva en 1.965.

El porcentaje de crecimiento aplicado para calcular las demandas futuras es 8%.

Para el año de 1.963 se ha supuesto que todos los consumos, excepto el Bombeo de Agua Potable, intervendrán -- con el 50% de las potencias actuales estimadas.

Cuadro N° 10.- Cuadro Demostrativo del Crecimiento de Consumos de Energía.

Este cuadro se ha elaborado tomando como base las potencias previstas para cada uno de los años y aplicando -- los factores de carga obtenidos de las curvas diarias de carga.

Nota:

Para el año de 1.963 se ha supuesto que los consumos se sucederán en los tres últimos meses del año.

CUADRO Nº 7

CUADRO DE CURVAS DE CARGA

Horas	Residencial-Comercial		Industrial		Bombeo agua Potable		Alumbrado Público
	Carga %	Kw	Carga %	Kw	Carga %	Kw	Kw
1	25	142.5	25	63.75	20	28	100
2	25	142.5	25	63.75	20	28	100
3	25	142.5	25	63.75	20	28	100
4	25	142.5	25	63.75	20	28	100
5	25	142.5	25	63.75	25	35	100
6	30	171	25	63.75	35	49	100
7	30	171	30	76.5	60	84	
8	40	228	50	127.5	60	84	
9	45	256.5	80	204	60	84	
10	50	285	100	255	80	112	
11	50	285	90	229.5	90	126	
12	40	288	80	204	100	140	
13	40	288	50	127	80	112	
14	35	199.5	50	127.5	70	98	
15	35	199.5	80	204	60	84	
16	40	228	90	229.5	60	84	
17	50	285	70	178.5	70	98	
18	60	342	60	153	70	98	
19	90	513	30	76.5	70	112	100
20	100	570	30	76.5	80	112	100
21	85	484.5	25	63.75	70	98	100
22	50	285	25	63.75	50	70	100

Horas	Residencial-Comercial		Industrial		Bombeo agua Potable.		Alumbrado Público
	Carga %	Kw	Carga %	Kw	Carga %	Kw	Kw
23	40	228	25	63.75	30	42	100
24	30	171	25	63.75	20	28	100
		<u>6.190.50</u>		<u>2.906.50</u>		<u>1.862</u>	<u>1.200</u>
		Kwh		Kwh		Kwh	Kwh

Factores de carga:

- Residencial-Comercial = 45,25%
- Industrial = 47,5 %
- Bombeo de Agua Potable. = 55.4 %
- Alumbrado Público = 50.0 %

CUADRO Nº 8

CUADRO DE LA CURVA DE CARGA DE LA PLANTA

Para el cálculo del rendimiento del combustible

Hora	Kw. Utiles	Carga genrda. Incluido 15% pérdidas Kw.	Factor Capacidad %	BTU/Kwh	BTU.- Totales x 10 ³
1	334.25	384.38	21.40	35.368	13.594
2	334.25	384.38	21.40	35.368	13.594
3	334.25	384.38	21.40	35.368	13.594
4	334.25	384.38	21.40	35.368	13.594
5	346.25	398.19	22.10	35.062	13.961
6	383.75	441.31	24.50	34.630	15.282
7	431.50	496.23	27.60	34.072	16.907
8	539.50	620.43	34.40	32.848	20.379
9	644.50	741.18	41.10	31.642	23.452
10	752.00	864.80	48	30.400	26.289
11	740.50	851.58	47.30	30.526	25.995
12	672.00	772.80	42.90	31.318	24.202
13	567.00	652.05	36.20	32.524	21.207
14	525.00	603.75	33.50	33.010	19.929
15	587.50	673.63	37.50	32.290	21.816
16	641.50	737.73	40.90	31.678	23.369
17	661.50	770.73	42.80	31.336	24.151
18	693.00	796.95	44.20	31.084	24.772
19	801.50	921.73	41.20	31.624	29.148
20	858.50	987.28	54.80	29.176	28.804
21	746.25	858.19	47.60	30.472	26.150

Hora	Kw. Utiles	Carga genrda. Incluido 15% pérdidas Kw.	Factor Capacidad %	BTU/Kwh	BTU.-Totales x 10 ³
22	518.75	596.56	33.10	33.082	19.735
23	433.75	498.81	27.70	34.054	66.986
24	362.75	417.16	23.20	34.864	14.543
		<u>15.140.61 Kwh</u>			<u>TOTAL: 491.453</u>

Rendimiento combustible: 146.450 BTU/galón

Consumo diario de combustible: $\frac{491.453}{146,450} = 3.355$ galones

KWh por galón de combustible: $\frac{15.140,61}{3.355} = 4.51$ KWh/galón

CUADRO Nº 9

CUADRO DEMOSTRATIVO DEL CRECIMIENTO DE LA POTENCIA

DEMANDAS DE POTENCIA EN KW.

Años	Residen- cial	Comercial	Alumbrado Público	Industrial	Bombeo Ag.Potab.
1.963	150	93	50	125	-
1.964	291.6	170.75	108	255	-
1.965	314.93	184.40	116.64	275.4	140
1.966	340.12	199.16	125.97	297.43	144.2
1.967	367.20	215.02	136	321.22	148.52
1.968	396.71	232.30	146.93	346.80	153
1.969	428.45	250.88	158.68	374.67	157.6
1.970	462.72	270.95	171.38	404.65	162.3
1.971	499.74	292.63	185.09	437.02	167.2
1.972	539.73	316.04	199.9	471.97	172.2
1.973	582.90	341.32	215.89	509.74	177.4

CUADRO Nº 10

CUADRO DEMOSTRATIVO DEL CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGIA

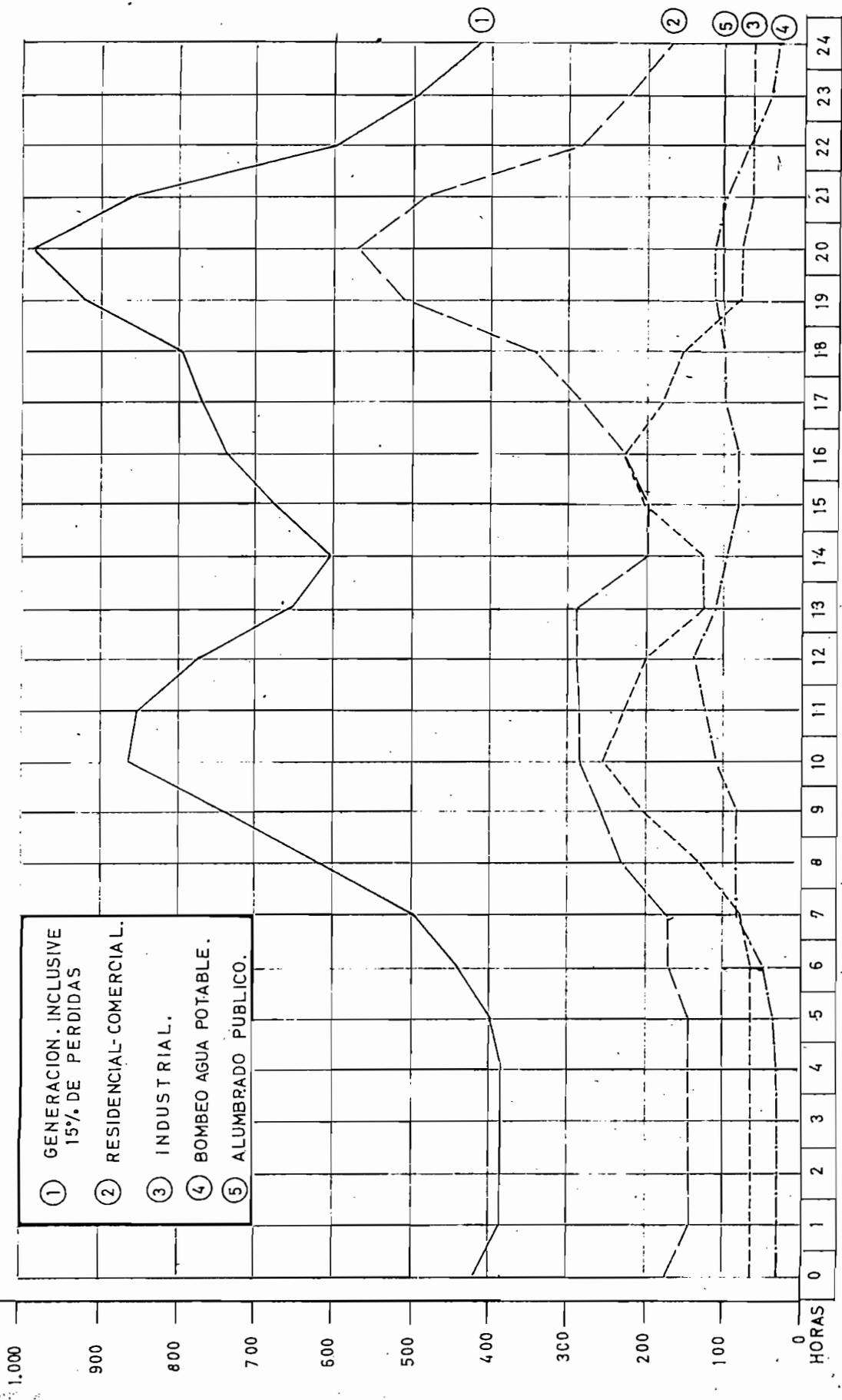
CONSUMOS PROBABLES EN MILLONES DE KWh.-

Año	Residen- cial	Comercial	Alumbra- do Púbco	Indus- trial	Bombeo Agua Pbl.	Total en KWh.
1.963	0.148	0.092	0.054	0.130	-	0.424
1.964	1.155	0.676	0.473	1.061	-	3.365
1.965	1.248	0.730	0.510	1.146	0.679	4.313
1.966	1.347	0.789	0.551	1.237	0.699	4.623
1.967	1.455	0.852	0.595	1.336	0.720	4.958
1.968	1.572	0.920	0.643	1.443	0.742	5.320
1.969	1.698	0.994	0.695	1.560	0.764	5.711
1.970	1.833	1.073	0.750	1.683	0.787	6.126
1.971	1.980	1.159	0.810	1.818	0.811	6.578
1.972	2.139	1.252	0.875	1.963	0.835	7.064
1.973	2.310	1.352	0.936	2.121	0.860	7.579
						56.051

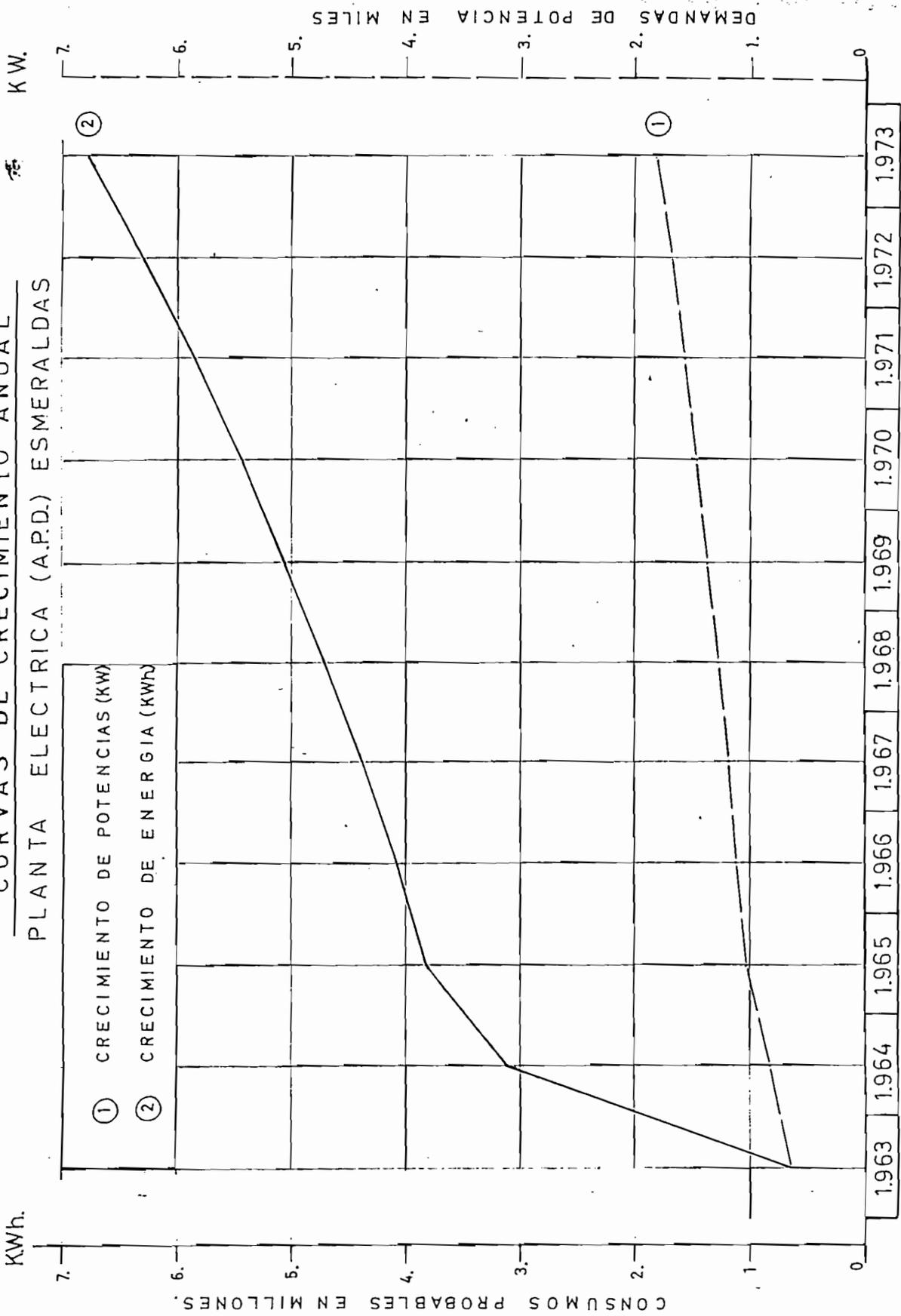
Promedio anual = 5,095 Millones de KWh.

CURVAS DE CARGA
PLANTA ELECTRICA (A.P.D.) ESMERALDAS

K.W.



CURVAS DE CRECIMIENTO ANUAL
 PLANTA ELECTRICA (A.P.D.) EMERALDAS



x

COSTOS DE PRODUCCION

La estimación de los costos de producción de un proyecto, se hace sobre la base de los precios de los distintos recursos requeridos, físicamente valorados de acuerdo con los estudios de ingeniería.

Para el caso en estudio, la falta de datos estadísticos que sean los indicadores de aspectos, como: demanda real de energía en los diversos tipos de consumo, factores de crecimiento, etc., etc., nos obliga a suponer una curva de carga típica, en base a estudios similares en otras poblaciones de la Costa de iguales características de la ciudad de Esmeraldas.

A continuación exponemos una apreciación del costo del proyecto en cuestión:

Costo Estimativo del Proyecto.-

Costo de las redes de distribución:

A base de los materiales especificados se ha efectuado un presupuesto estimativo bastante aproximado del costo de las redes de distribución, cuyos resultados se ponen a continuación:

Inversión Inicial

	<u>US Dólares</u>	<u>Sucres</u>
Red de Alta Tensión	37.840,66	687.943,93
Transformadores	27.830,00	505.949,40
Red de Baja Tensión	54.480,20	990.446,40
Alumbrado Público	32.685,00	594.213,30
Mano de Obra y Dirección Técnica	30.567,14	555.710,00
	<u>183.403,00</u>	<u>3'334.263,03</u>
Imprevistos 10%	18.340,30	333.426,30
TOTAL:	201.743,30	3'667.689,33

Los precios de los materiales para el presente presupuesto, fueron obtenidos de casas comerciales importadoras de materiales eléctricos.

La cotización del dólar es de \$ 18,18, que es el precio oficial del dólar para importaciones con liberación de derechos.

Al costo anterior hay que añadir:

Costo Anterior	3'667.689,33
Costo de Vehículos	150.000,00
Costo de Mobiliario y Herram.	<u>300.000,00</u>
Costo Total	4'117.689,33

NOTA: Los dos últimos rubros se refieren a las inversiones que hará la Empresa - de Distribución.

Costos de Operación.-

Costos Anuales Fijos

Costo Personal Oficina de Control y venta de Energía	390.000,00
Aportes Patronales 10 %	36.000,00
Arriendo Local	30.000,00
Depreciación	<u>332.771,82</u>
TOTAL	788.771,82

Detalle de los Costos.-

1.- Costo del personal de la Oficina de control y venta de energía

1	<u>Personal</u>	<u>Mensual</u>	<u>Anual</u>
1	Gerente	4.000	48.000
1	Secretario	2.500	30.000
1	Tesorero	3.000	36.000

1 Contador	2.500	30.000
1 Director Técnico	6.000	72.000
4 Instaladores, 1.500 c/u	6.000	36.000
2 Empleados de oficina, 1.500 c/u	3.000	36.000
2 Choferes, 1.500 c/u	3.000	36.000
	<u>30.000</u>	<u>360.000</u>
Sobresueldo del Personal		<u>30.000</u>
TOTAL	30.000	390.000

2.- Arriendo del Local.-

La cuota de arrendamiento es de 2.500 mensuales, o sea 30.000 sures anuales.

3.- Aportes Patronales.-

10 % del total de sueldos

4.- Depreciación.-

$$D = C \text{ frc.}$$

D : Depreciación

C : Capital

Frc.: Factor de Recuperación del Capital

$$\text{frc.} = \frac{1}{(1 + i)^n - 1} + i$$

El factor de recuperación del capital representa el coeficiente por el cual hay que multiplicar la inversión que ha de recuperarse para obtener el cargo anual por depreciación e intereses; $-i-$ es la tasa de interés y n el número de años o períodos. La fórmula supone que la tasa de interés a que se forma el fondo de acumulación es la misma que se paga por el uso de capital.

Se supone que el período de recuperación de las redes de distribución es de 30 años, a un interés anual del 6%

$$D = 3'667.689,33 \times 0,072648$$

$$D = 266.274,22$$

Nótese que es la depreciación se incluye la mano de obra, por simplicidad en el cálculo.

Para el mobiliario y herramientas, se supone una vida útil de 15 años a un interés anual del 6%.

$$D = 300.000 \times 10,2962$$

$$D = 30.8860$$

En el caso de los vehículos se fija un período de vida útil de 5 años y una tasa de interés anual de el 6%

$$D = 150.000 \times 0,23739$$

$$D = 35.609$$

Depreciación Total \$ 332.771,82

Costo de Generación.-

Costos anuales fijos:

Personal empleado y mantenimiento 680.000

Seguros 52.500

Depreciación 457.719

1'190.219

Costos anuales variables:

Combustible 3'075.566

Otros Gastos de conservación, impuestos, etc. 307.557

Detalle de los Costos.-

1.- Costo del personal empleado en el funcionamiento de la planta de abastecimiento de energía eléctrica.

<u>Personal</u>	<u>Mensual</u>	<u>Anual</u>
6 Hombres empleados en el funcionamiento de las turbinas, 1.200.00 mensuales c/u.	7.200	86.400
15 Hombres Empleados en el control del equipo de generación y mantenimiento del buque, 1.200 c/u.	<u>18.000</u>	<u>216.000</u>
Total Costo de Personal:	25.200	302.400
Mantenimiento del buque, calderas, turbinas, generadores, etc.		<u>376.000</u>
Aproximado		680.000

NOTA: El costo de mantenimiento (\$/ 376.000) fué proporcionado por Técnicos Americanos que realizaron los estudios correspondientes.

2.- Seguro

Se supone 1% del capital invertido o sea 52.500.

3.- Depreciación

Se calcula sobre 5'250.000, que es el costo de reactivación de la unidad flotante más 1/4 de barco de reserva. Además, se supone que la vida útil de la planta alcanzará a 20 años, pues son dos grupos generadores de 1.800 KW que en los primeros diez años pueden funcionar alternativamente y después de éste tiempo los dos en las horas de mayor consumo. La tasa de interés es del 6% anual.

$$D = C \text{ frc.}$$

$$D = 5'250.000 \times 0,08718456$$

$$D = 457.718,94$$

4.- Combustible

El rendimiento del combustible se ha calculado a base de la curva de carga típica y se ha obtenido el número de galones diarios de consumo; con este dato y el número de Kwh. generados diariamente, se ha determinado: cada galón de combustible producirá 4,51 KWh.

Costo de Generación por Combustible.-

Precio del galón de "Bunker C" en la ciudad de Esmeraldas	\$/ 1.60
Costo del KWh por combustible: $1,60/4,51=$	0,3547
Costo por combustible del KWh generado más 15% de pérdidas en todo el sistema de generación y distribución	0,4079

Se estima que anualmente se producirá 7'543.000 Kwh., en base al promedio proyectado en 20 años (1963 - 1983), con lo que el costo total por concepto de combustible será \$/ 3'075.566 al año. (Promedio: 1973-1983; 10.001.000)

Este costo de generación puede disminuir en años posteriores, debido a que con el incremento de la demanda se mejorará el factor de capacidad y por lo tanto el rendimiento del combustible.

5.- Otros gastos de conservación, impuestos, etc.

Se supone 10% del costo por combustible. Este costo comprende la mano de obra adicional en la conservación, gravámenes a la producción, gastos de lubricantes, etc.

Incidencia del Costo por KWh

Para efectuar este cálculo, se toma un promedio de la producción de energía en 20 años. Para los 10 primeros años se toma los datos computados en la ta-

tados en la tabla; para los 10 restantes se toma 6% como porcentaje de crecimiento de la producción de energía; éste porcentaje es el que normalmente se ha registrado en el Ecuador después del período inicial de funcionamiento de una nueva planta; en el período inicial de servicio eléctrico no se regulariza completamente y se observan variaciones en el crecimiento de la demanda de hasta el 100% de un año a otro.

Promedio anual de producción de energía

1963 - 1973	5'095.000
1973 - 1983	<u>10'001.000</u>

15'096.000 KWh.

Promedio anual de los dos períodos anteriores $15'096.000/2 = 7'543.000$ KWh.

Costo de generación:

$$\text{Inc. KWh} = \frac{4'573.342}{7'543.000} = \$ 0,6063.$$

Costo de distribución: (Costo depreciación y operación)

$$\text{Inc. KWh} = \frac{788.771.82}{7'543.000.00} = \$ 0.1045$$

Costo del KWh por generación y distribución

0.6063

0.1045

0.7108

ARREGLOS PARA LA CONSTRUCCION

En lo que respecta a la construcción "INECEL" convocará a concurso de ofertas para el montaje de las redes de distribución, someterá a calificación las firmas y luego se adjudicará al mejor proponente.

Editorial: Ediar - Buenos Aires.

Electricidad Gráfica,

Ing. Jesús Garduño Fernández

Impreso en 1956, Galas De México, S. A.

Transformadores

Por, Francisco L. Singer

Editorial Hispano Americana, S. A.

Buenos Aires.

Rural Electrification

Volume V

United Nations

Genova, 1961

Manual de Luminotecnia

Por: H. ZIJL

Biblioteca Técnica y Científica Philips

Construccion de Elementos de Máquinas

Por, Kimball y Barr

Distribucion - Apuntes de Clase

Por, Vicente Jácome.

Estática y Hormigón Armado - Apuntes de Clase

por Beckmann Hans

Catálogos de:

Line Material Industries

McGraw - Edison Company

E. G. F. - Insulators (Catálogo No. 60)

Durante el período de construcción "INECEL" supervisará las obras, fiscalizará las mismas y hará las recepciones parciales y totales de la obra.

FINANCIACION DEL PROYECTO

Para el financiamiento del proyecto de energía eléctrica de la ciudad de Esmeraldas se adoptarán las tarifas correspondientes para la venta de energía, teniendo como precedente que la aplicación de las mencionadas tarifas será factible ya que los precios de venta actuales del KWh oscilan entre 0,70 y \$ 1.0, por un mal servicio eléctrico; como el costo de generación y distribución alcanza a 71,2 cent/KWh., deja un margen suficiente para aplicar un sistema de tarificación conveniente, que incluso permita la reinversión de la empresa.

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

Distribution Systems

Copyright 1959, By

Westinghouse Electric Corporation

East Pittsburgh, PA.

Electrical - Transmission and Distribution

Copyright 1950, By

Westinghouse Electric Corporation

East Pittsburgh, PA.

Electric Transmission and Distribution

Bernhardt G. A. Skrotzki.

McGraw - Hill Book Company, Inc.

Curso de Electrotécnica por,

José Morillo y Barfán

Editorial Dóssat, S. A.

Manual "Standard" del Ingeniero Eléctrico, por

Archer E. Knowlton

Editorial Labor, S.A.

Centrales y Redes Eléctricas, por

Buchhold - Happoldt.

Editorial Labor, S.A.

Líneas y Redes Eléctricas, por

P. Marcalic