

" PLAN MAESTRO DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION "

SISTEMA REGIONAL DE MANABI

Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero en la
especialización de Fuerza de la Facultad de Ingeniería
Eléctrica.

Norman Gustavo Cevallos Ramírez

Quito, Julio 1975

CERTIFICO que la presente Tesis:
PLAN MAESTRO DE SUBTRANSMISION
Y DISTRIBUCION.- SISTEMA REGIONAL
DE MANABI, ha sido realizada en su to-
talidad por el Señor Norman G. Cevallos
Ramírez, bajo mi dirección y guía.



Ing. Patricio Enriquez
DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTO :

Al Ing. Patricio Enriquez por haberse dignado en dirigir el presente trabajo.

SUMARIO:

La presente tesis: PLAN MAESTRO DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION - SISTEMA MANABI ; tiene por objeto determinar la metodología que debería seguirse para establecer un plan de obras a largo plazo dentro del sector eléctrico para servir a una área determinada; se ha tomado como ejemplo el Sistema Regional de Manabí.

BIBLIOGRAFIA

- | Titulo | Autor |
|---|--|
| 1. REDES ELECTRICAS I Parte Mexico
1.969 | Jacinto Viqueira Landa |
| 2. DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRI-
CA EN LOS PAISES MIEMBROS DE LA
CIER - Tomo IV - 1.970. Medellín | CIER |
| 3. DISTRIBUTION SYSTEMS - Volumen III
Diciembre 1.959 - Pennsylvania - U.S.A. | WESTINGHOUSE |
| 4. ELECTRICAL TRANSMISSION AND DIS-
TRIBUTION - 1.964 - Pennsylvania | WESTINGHOUSE |
| 5. TRANSFORMADORES DE POTENCIA', DE
MEDIDA Y DE PROTECCION 2da Edición
Marcombo - Barcelona - España - 1.972 | Enrique Ras |
| 6. LINEAS E INSTALACIONES ELECTRICAS
IV Edición - Mexico - 1.972 | Carlos Luca M. |
| 7. ESTACIONES DE TRANSFORMACION Y
DISTRIBUCION - PROTECCION DE SISTE-
MAS ELECTRICOS - Enciclopedia CEAC -
Barcelona - 1.972 - I Edición | CEAC |
| 8. CRITERIOS APLICABLES A LOS ESTU-
DIOS DE MERCADO DE ENERGIA ELEC-
TRICA (Informe Preliminar N° 9)
INECEL | Grupo de Trabajo
del Sistema Nacio-
nal Interconectado |
| 9. STANDARD HANDBOOK FOR ELEC -
TRICAL ENGINEERS - 10 ma Edición | Donald G. Fink |

INDICE GENERAL

Página N°

CAPITULO I :

CARACTERISTICAS DEL MERCADO ELECTRICO:

1.1	Generalidades	1
1.2	Características principales del área de influencia.	4
1.3	Los principales centros de consumo	8
1.4	Importancia del área rural	11

CAPITULO II :

ESTUDIO DE LA DEMANDA Y ENERGIA:

2.1	Estado actual de la electrificación	15
2.2	Pronóstico de la demanda	18
2.2.1	Proyección de la demanda: Método aplicable en el estudio	19
2.2.2	Pérdidas de energía	26
2.2.3	Factor de carga y demanda máxima	28
2.3	Estudio de energía	31
2.3.1	Capacidad de generación de energía y potencia de las centrales existentes	32
2.3.2	Centrales proyectadas para el período 1973 - 1990	34

	<u>Página N°</u>
2.3.3 Capacidad de producción de energía y potencia hasta 1990	35
2.4 Programa de operación	36
 <u>CAPITULO III :</u>	
 <u>DISEÑO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION Y</u>	
<u>DISTRIBUCION :</u>	
3.1 Aspectos básicos	38
3.2 Estudio de cargas	40
3.3 Circuito de subtransmisión	44
3.3.1 Criterios que inciden para la mejor solución técnica	44
3.3.2 Nivel de voltaje	45
3.3.3 Capacidad del circuito de subtransmisión	49
3.3.4 Pérdidas en las líneas	50
3.3.5 Consideraciones para el diseño de líneas de subtransmisión en un sistema de dis- tribución	52
3.4 Subestaciones de distribución	91
3.4.1 Barraje de alta tensión	93
3.4.2 Capacidad de las subestaciones	100
3.4.3 Clases de voltaje	111
3.4.4 Diagrama unifilar	113
3.5 Circuitos primario y secundario	114

	<u>Página N°</u>
3.6 Regulación de voltaje	125
3.6.1 Rangos de voltaje convenientes	126
3.6.2 Caída de voltaje permisible	128
3.6.3 Métodos y equipos de regulación	131
3.6.4 Coordinación del equipo de regulación	138
3.7 Protección del Sistema	140
3.7.1 Probabilidad de fallas	141
3.7.2 Tipos y causas de fallas	142
3.7.3 Estudio de fallas: método de cálculo	143
3.7.4 Selección adecuada del equipo de protección	166
3.7.5 Protección contra descargas atmos- féricas	170
3.7.6 Coordinación del equipo de protec- ción	172

CAPITULO IV :

EVALUACION ECONOMICA :

4.1 Costo de realización	179
4.2 Costo de las pérdidas	182
4.2.1 Pérdidas en subtransmisión	183
4.2.2 Pérdidas en subestaciones de distri- bución	185

4.2.3 Pérdidas en circuitos primario y secundario	187
4.2.4 Pérdidas en transformadores de distribución	188
4.3 Costos de operación y mantenimiento	189

CAPITULO V :

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

5.1 Solución económica	192
5.2 Solución técnico - económica	194
5.3 Financiación de las obras	195

LISTA DE ANEXOS

- Anexo 2.1 Croquis del Sistema Manabí
- Anexo 2.2 Estudio de Mercado Eléctrico
 - Anexo 2.2.1 Previsión Global
 - Anexo 2.2.2 Area de Manta
 - Anexo 2.2.3 Area de Portoviejo
 - Anexo 2.2.4 Area de Santa Ana
 - Anexo 2.2.5 Area de Chone
 - Anexo 2.2.6 Area de Montecristi
 - Anexo 2.2.7 Area de Rocafuerte
 - Anexo 2.2.8 Area de Calceta
 - Anexo 2.2.9 Area de Jipijapa
 - Anexo 2.2.10 Area de Sucre
 - Anexo 2.2.11 Area de Junín
 - Anexo 2.2.12 Area de Paján
 - Anexo 2.2.13 Area de Bahía
 - Anexo 2.2.14 Area rural
- Anexo 2.3 Equipamiento previsto para el Sistema Manabí
- Anexo 2.4 Curva de demanda máxima y equipamiento
- Anexo 2.5 Disponibilidad de energía anual en el período 1974 - 1990.

- Anexo 2.6 Programa de operación de las centrales
- Anexo 3.1 Diagrama unifilar actual de Manabí
- Anexo 3.2 Representación gráfica del incremento de consumos.
- Anexo 3.3 Configuración del Sistema Manabí en el año 1990
- Anexo 3.4 Demanda integrada en kVA para diseño de líneas a 69 kV.
- Anexo 3.5 Curva promedio de carga de un día de trabajo
- Anexo 3.5.1 Curva día promedio representativo anual de carga
- Anexo 3.6 Tabla de regulación 1% para líneas a 69 kV.
- Anexo 3.7 Configuración de las estructuras para líneas a 69 kV.
- Anexo 3.8 Cálculos de conductores económicos en líneas a 69 kV.
- Anexo 3.9 Tabla de regulación 1% para líneas a 34.5 kV.
- Anexo 3.10 Configuración de las estructuras para líneas a 34.5 kV.
- Anexo 3.11 Cálculo del conductor para líneas a 34.5 kV.
- Anexo 3.12 Gráfico de las cartas de Thomas
- Anexo 3.13 Cuadro representativo de las cartas de Thomas
- Anexo 3.14 Pérdidas de potencia en los arrollamientos de los transformadores de las subestaciones, alternativa 69 kV/13.8 kV.

estudiadas.

Anexo - 3 -

- Anexo 3.15 Pérdidas totales de potencia en las subestaciones Alternativa 69 kV/13.8 kV.
- Anexo 3.16 Resumen de las pérdidas de energía en subestaciones, alternativa 69 kV/13.8 kV.
- Anexo 3.17 Diagrama unifilar tipo de una subestación
- Anexo 3.18 Demanda de potencia para diseño de líneas a 13.8 kV.
- Anexo 3.19 Tabla de regulación 1% para líneas a 13.8 kV.
- Anexo 3.20 Configuración de las estructuras para líneas a 13.8 kV.
- Anexo 3.21 Cálculo de conductores económicos en líneas a 13.8 kV.
- Anexo 4.1.1 Costo de programa de obras alternativa 69 kV.
- Anexo 4.1.2 Costo del programa de obras alternativa 34.5 kV.
- Anexo 4.2.1 Calendario de inversiones alternativa 69 kV.
- Anexo 4.2.2 Calendario de inversiones alternativa 34.5 kV.
- Anexo 5.1 Análisis económico del sistema de subtransmisión y distribución alternativa 69 kV.
- Anexo 5.2 Análisis económico del sistema de subtransmisión y distribución alternativa 34.5 kV.
- Anexo 5.3 Representación gráfica de las dos alternativas estudiadas.

CAPITULO I

CARACTERISTICAS DEL MERCADO ELECTRICO

1.1 GENERALIDADES:

El desarrollo del sector de energía eléctrica en el Ecuador no se ha mantenido a la par de las necesidades de electricidad de la nación, esta es una de las razones por las cuales alrededor del 60% de la población sigue marginada de los beneficios que presta la energía eléctrica. Otra de las razones por las cuales se ha estancado el proceso de electrificación en el país, se debe a que el suministro de energía eléctrica, excepto en los Cantones de Quito y Guayaquil, estaba a cargo de Municipios, los cuales se encargaban de la planificación, construcción mantenimiento y explotación de la energía, siempre a criterio propio, sin pensar en un criterio integracionista con el Municipio vecino, y en muchas ocasiones, influenciados por aspectos políticos; estos factores sumados con los escasos recursos económicos con que contaban las Municipalidades, ocasionaban el retraso en la electrificación del país.

Solamente Quito y Guayaquil disponían de servicio satisfactorio en el suministro de energía eléctrica, y sus empresas contaban con planes específicos de ampliación de sus instalaciones para satisfacer la demanda requerida.

Como consecuencia de esto hubo la necesidad de crear un Organismo que regule, planifique y lleve a cabo todo el desarro

llo de la electrificación del país. Así aparece INECEL en el ámbito nacional, al cual a más de las funciones enumeradas, se le encarga la organización de las Empresas Eléctricas del País.

Uno de los primeros pasos dados por este organismo, - fué la conformación de Empresas Eléctricas Seccionales, que administrativamente funcionen en forma autónoma y técnicamente reciban el asesoramiento de INECEL, además otra meta primordial fue la elaboración de "El Plan Nacional de Electrificación", dividido en los llamados: "Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica" y "Sistemas Eléctricos Regionales", cada cual con determinados objetivos; el primero de ellos, debidamente planificado, ejecutado y operado por INECEL, y los segundos serán los encargados de la distribución y comercialización de la energía en áreas geográficamente definidas.

Se han creado 10 (DIEZ) Sistemas Regionales: Norte, Pichincha, Centro-Norte, Centro-Sur, Sur, Esmeraldas, Manabí, Guayas-Los Ríos, El Oro y Menores.

Para la elaboración de la presente Tesis, he tomado como ejemplo el Sistema Manabí, por constituir el Sistema Provincial más ajustado al tema que trato de desarrollar.

La provincia de Manabí es eminentemente agrícola y ganadera, destacándose también la pesca como un sector económico muy importante, debido a que Manabí es una Provincia de natura-

leza costera.

La agricultura que ocupa el 50% de la población activa - de la Provincia, está obstaculizada en gran parte por condiciones ecológicas y orográficas relativamente desventajosas. De la superficie total de Manabí, el 16.4% son relativamente favorables para la agricultura, el 33.4% como explotables pero con ciertas dificultades. Además, la pequeña propiedad es característica predominante de tenencia de tierras, lo que se manifiesta en el uso de métodos arcaicos de trabajo y producción que solamente dejan obtener rendimientos relativamente bajos.

Se cultivan principalmente: café, cacao, algodón, maíz, frutas cítricas, papayas, melones, sandías, piñas y varios tipos de hortalizas como tomates, coles, ají, pimientos, etc.

Otras actividades económicas importantes son: la ganadería y el comercio, destacándose también la pesca que produce magníficos rubros.

La actividad agrícola predominante se refleja en el hecho de que un alto porcentaje de las exportaciones correspondieron a los productos agrícolas, destacándose el café, cacao, algodón y otros.

La relativa importancia de Manabí puede demostrarse brevemente a base de unas pocas cifras; representa el 7% de la superficie territorial del Ecuador y más o menos el 13% de la población nacional. Manabí aporta aproximadamente a la fuerza

de trabajo en el país en un 12%, a los ocupados en la Industria en aproximadamente el 16%. Finalmente, cerca del 20% de las tierras cultivadas en todo el país se encuentran dentro de Manabí. Estas pocas cifras demuestran que Manabí es una provincia con una mayor densidad de población que el promedio nacional y una pronunciada orientación hacia el sector agropecuario.

Para el año 1967 el producto interno bruto per cápita o costo de factores se estima en aproximadamente \$ 3.746, 00, correspondiendo así a un 75% del promedio nacional. La estructura económica se caracteriza por su alta participación del sector primario. Esto implica una relativa debilidad del crecimiento de la economía manabita, rezagándose en relación al promedio nacional en el desarrollo económico.

1.2 Características principales del área de influencia.-

El sistema provincial de Manabí comprende toda la provincia de Manabí, ubicada en la parte Occidental del Ecuador, en el centro de la Costa Ecuatoriana y tiene como límites: al norte, la Provincia de Esmeraldas; al sur, la Provincia del Guayas; al este, las Provincias de Guayas y Pichincha, y al oeste, el Océano Pacífico.

La superficie total de la provincia es de 18.831 Km² (1). La población estimada al 25 de Noviembre de 1972, es de 876.518 habitantes (2), correspondiendo 180.007 habitantes a la población urbana y 696.511 habitantes a la población rural.

La división territorial de la Provincia de Manabí, nos indica que consta de 13 cantones con 18 parroquias urbanas y 46 parroquias rurales, divididas de la siguiente forma:

<u>CANTON</u>	<u>CABECERA CANTONAL</u>	<u>#. DE HABITANTES ESTIMADOS EN 1972</u>	<u>% DEL TOTAL</u>
BOLIVAR	Caiceta	56.721	6.25
CHONE	Chone	172.403	19.02
JIPIJAPA	Jipijapa	86.983	9.93
JUNIN	Junín	18'583	2.05
MANTA	Manta	58.936	6.5
MONTECRISTI	Montecristi	23.475	2.6
PAJAN	Paján	40.935	4.5
PORTOVIEJO	Portoviejo	136.910	15.1
ROCAFUERTE	Rocafuerte	50.080	5.5
SANTA ANA	Santa Ana	63.661	7.0
SUCRE	Bahía de Caráquez	107.439	11.9
24 DE MAYO	Sucre	57,392	6.3
EL CARMEN	El Carmen	30.000	3.3
TOTAL PROVINCIAL:		<u>906.518</u>	

NOTAS:

- (1) Fuente IGM
- (2) Censo Nacional de la Población 1972.

El Gráfico N° 1, consta de un mapa donde se ubican las principales ciudades y poblaciones del Sistema Regional Manabí.

Los recursos territoriales en la Provincia de Manabí se clasifican así: 977.000 Ha. de uso agropecuario, 257.000 Ha. de bosques artificiales, 614.000 de bosques naturales y 35.000 Ha. de tierras improductivas.

En cuanto a carreteras tiene una densidad relativamente exigua de carreteras asfaltadas. Un porcentaje bastante elevado en más o menos 70% de las carreteras de la provincia se encuentran en un estado deplorable; sin lastre, ni cascajo, que durante las épocas de inviernos son intransitables y aún en la época de verano, disminuyen considerablemente las comunicaciones. A más de esto, en el Norte y Noreste de la Provincia, importante por su agricultura y ganadería, la accesibilidad es aún inferior con respecto a otras partes de la provincia.

Las telecomunicaciones son insuficientes y no permiten un rápido y eficiente intercambio con los centros más importantes como son Quito y Guayaquil.

En cuanto a energía eléctrica se ha logrado cubrir las necesidades de mercado, mediante la instalación de la Central - Térmica Manta. Para 1968 se tenían los siguientes índices per cápita: 14 vatios/habitante y 36kW-h/habitante, para 1972 estos índices disminuyeron a 13 vatios/habitante y 32 kWh/habitante, debido a que el sistema ha permanecido estancado totalmente, -

sin que nuevas áreas se incorporen al servicio eléctrico, si a esto se suma el crecimiento acelerado que experimenta la población manabita.

El servicio de agua potable puede considerarse deficiente y tan-solo el 15% de la población provincial (1972), puede considerarse servida de una manera adecuada. El abastecimiento de agua potable puede clasificarse así:

Sistemas centrales públicos	20% de la población
Pozos públicos	27% " " "
Pozos, pilas, ríos, etc.	Resto (53%)

Actualmente se aprovecha los recursos de agua del río Portoviejo mediante la utilización del embalse de Poza Honda, dicha obra es una realidad tangible, que no sólo servirá para riego agrícola de la zona de influencia, sino también en el futuro se piensa utilizar para el servicio de agua potable para varias poblaciones.

Clasificación Topográfica: La Provincia de Manabí está ubicada en la Zona de la Costa, separada de Los Andes por la formación de la Cuenca del Río Daule. Mediante un sistema de fallas y muchos valles profundamente pronunciados en el relieve, Manabí se encuentra dividido en innumerables zonas que están separadas por cerros de 300 a 600 metros de altura.

De los ríos que desembocan en el Océano Pacífico, tenemos: Jama, Chone, Calceta y Portoviejo, los mismos que -

descargan sus aguas durante todo el año. En forma general - sus cursos se dirigen hasta el noreste. Una parte de los ríos de Manabí corre en dirección hacia el este del río Daule (Guayas) y en dirección al Norte Quinindé (Esmeraldas).

La ubicación en la Línea Equinoccial, la orilla del Océano Pacífico y las capas de nubes frecuentemente presentes, logran un clima bastante equilibrado en el curso del año. La temperatura promedio anual en la provincia es de 25°C. (máx. = 35°C. , mín. = 15°C.).

Con respecto a las precipitaciones anuales, estas se reducen del Norte hacia el Sur, debiendo anotarse que varían desde un valor mínimo de 300 mm. en el litoral seco hasta 2.000 mm. más o menos en la zona comprendida por las cuencas del Daule y Esmeraldas, pertenecientes a Manabí. Las precipitaciones en el litoral ecuatoriano, se caracterizan por una descendente tendencia desde hace por lo menos 30 años y según cada zona, estas se limitan a los meses de Diciembre-Enero, hasta Abril-Mayo de cada año.

La humedad relativa atmosférica registra una media anual de más o menos 70 - 80 %. La presión atmosférica en la Provincia de Manabí, registra aproximadamente valores comprendidos entre 1010 milivares hasta 985 milivares.

1.3 Los principales centros de consumo.-

La provincia de Manabí como ya se indicó anteriormente, es una provincia eminentemente agrícola y ganadera, en conse

cuencia las principales actividades económicas de los centros de consumo se concentran en la comercialización de dichos productos.

MANTA: Es la cabecera cantonal del cantón del mismo nombre. Es el primer puerto marítimo del país donde converge gran parte de la actividad comercial de la rica provincia. Se exportan por él tagua, sombreros de paja toquilla, café, cacao, algodón, higuierillas, pescado congelado, entre los más importantes. A sus buenas condiciones portuarias se suma su importancia como balneario marítimo. Manta ha alcanzado un ritmo de progreso inusitado, gracias a las carreteras que lo vinculan directamente con regiones y lugares importantes del país. En el aspecto industrial, marcha a la cabeza con pasos gigantescos; constituye el principal centro productor de jabones y aceites, así mismo, tiene notable importancia la industria pesquera para la exportación.

PORTOVIEJO: Es la capital de Manabí, situada en medio de una región rica y feraz, progresa notablemente. Las obras de irrigación que se efectúan en el valle de Portoviejo y de manera particular, con la construcción de la represa de Poza Honda, con el objetivo primordial de captar las aguas del río Portoviejo, están aumentando considerablemente las perspectivas en los cultivos de algodón, café, cacao y otros productos que constituyen la mayor riqueza de la provincia.

En el ramo educativo es importante la Universidad Técnica de Portoviejo.

BAHIA DE CARAQUEZ: Tiene singular importancia, por constituir uno de los sitios más adecuados para la construcción de un nuevo puerto, que podría convertirse en uno de los mejores del país; especialmente podría servir para el embarque de bananos; pero es muy dudosa su construcción debido a situaciones mas bien de índole económico. Muy cerca de Bahía de Caráquez, se encuentra el balneario de San Vicente, sitio muy concurrido. Bahía de Caráquez es además el puerto obligado de la rica producción agrícola y forestal de pequeños agricultores del sector de Calceta, Tosagua y Chone.

CHONE: Uno de los centros de producción más importante de la provincia, fundamentalmente en el aspecto agrícola. A él convergen la gran mayoría de productos de mercadeo agrícola, destacándose el café, el cacao, algodón, higuera, maní, arroz, yuca, frutas cítricas, bananos, etc.

MONTECRISTI: Situado muy cerca del Puerto de Manta; tiene relativa importancia en las actividades artesanales con la elaboración de artículos de paja toquilla, con lo cual ha logrado abrirse campo no sólo en el país, sino también en el exterior.

Otros centros importantes dignos de mencionarse son: Calceta, Jipijapa, Junín, Rocafuerte, Santa Ana, Sucre, Tosagua, etc. Todas estas ciudades son los principales centros comerciales de los respectivos cantones. La mayor parte de

estas tierras son aprovechadas para uso agropecuario, el resto está cubierto de bosques y tierras improductivas. De manera general, en estas zonas se cultivan: algodón, higuerilla, café, cacao, arroz, maíz, yuca, plátano, frutas cítricas, maní, etc. En los bosques productores, se permite en cierta forma, cubrir gran parte de la demanda de leña y madera para construcciones, siendo los principales: caoba, mangle blanco, bálsamo, caucho, ceibo, palma real, pambil, tagua y otras maderas de la costa ecuatoriana.

En estas áreas de consumo el grado de industrialización está muy limitado al procesamiento de materias primas agrícolas, otras de bajo procesamiento como piladoras de café, desmotadoras de algodón y hornos de ceibo. La artesanía está representada aún en menor escala, generalmente establecida en forma de talleres de un solo dueño.

En las ciudades y pequeños pueblos asentados a lo largo de la costa manabita, la supervivencia de ellos constituye la pesca. Se pesca toda clase de peces y mariscos. Debe distinguirse entre pesca industrial y artesanal, pues los primeros utilizan barcos pesqueros dedicados a la pesca de cierta variedad, que se procesan industrialmente (atún) en su mayoría para exportación; y la segunda, que se dedica a la pesca para abastecimiento de los mercados locales.

1.4 Importancia del Area Rural.-

La electricidad se considera una necesidad y una buena inversión en el area rural. En realidad la gran mayoría de usua-

rios han comprobado que al evitar muchas horas de trabajo no solo significa ahorro en el tiempo sino que representa un mayor ingreso per cápita si es que esta inversión está destinada a algún beneficio personal.

La mayor parte de energía eléctrica que compra un agricultor la emplea en las faenas de campo, mediante bombas de agua para mejorar sus cultivos, muy poca electricidad la utilizará en su hogar. La cifra variará según las áreas y el tipo de agricultura. En el aspecto ganadero, tiene gran influencia debido a que gran parte de los procesos pueden automatizarse por el uso de energía eléctrica, lo que significa disminución de capital humano.

El ramo artesanal ha recibido un notable empuje de tal forma que los pequeños artesanos pueden tener sus talleres eléctricos.

De todas las mejoras que han llegado a la zona rural, probablemente todos los beneficios dirán, que es la electrificación. Los pobladores más antiguos siempre recordarán de los sacrificios que hacían para efectuar sus labores. Hoy en día ellos pueden hacer su trabajo, leer, estudiar, bombear, ordeñar, perforar, coser, etc. por medio de la electricidad.

De la evaluación del estado actual de la electrificación rural en el Ecuador se concluye que ésta, de forma general, ha estado desatendida por las autoridades sean estas nacionales o municipales. La labor desarrollada en este campo, más bien

ha obedecido al esfuerzo de determinadas entidades, que han comprendido la importancia de la electrificación rural.

La formación de cooperativas pareció una solución ideal, pero no fué así, debido a una serie de inconveniencias, tales como: inestabilidad administrativa, incomprensiones internas, - despreocupación de los socios.

Resultados positivos en cambio se han obtenido con los programas ejecutados por las Empresas Eléctricas. Han sido factores esenciales para el éxito, los siguientes:

- Estabilidad económico-administrativa de las Empresas.
- Criterio de servicio a la colectividad, contando entre ellos a los habitantes del agro.
- Cooperación del campesino, aportando su capital humano y económico.
- Aportes económicos oportunos de los accionistas de la Empresa, para llevar adelante los programas de electrificación.

Los programas de electrificación rural que se han realizado en el Ecuador, indudablemente representan un gran beneficio para las zonas donde se han ejecutado dichos programas, entre ellos merecen citarse:

- Incremento de la actividad artesanal
- Detención de la migración del campesino a las ciudades
- Elevación de la productividad del campo.

- Mejoramiento de las condiciones de trabajo y elevación - del nivel de vida.

En el Sistema Manabí todavía no se ha dado la importancia debida al área rural, sin embargo de constituir la principal fuente de economía de toda la provincia, tanto en el sector agrícola como en el ganadero.

CAPITULO II

ESTUDIO DE LA DEMANDA Y ENERGIA

2.1 ESTÁDO ACTUAL DE LA ELECTRIFICACION:

El suministro de energía eléctrica al sector de Manabí, está a cargo de 2 sistemas principales: el Sistema INECEL-Manta y la Empresa Eléctrica de Portoviejo; destacándose por su importancia el Sistema INECEL de Manta que genera y distribuye energía eléctrica prácticamente a toda la Provincia.

El Sistema Eléctrico INECEL-Manta: atiende las necesidades de energía eléctrica de la ciudad de Manta y las ciudades comprendidas dentro de su área de influencia como son: Portoviejo, Santa Ana, Sucre, Jipijapa, Rocafuerte, Calceta, Chone, Tosagua, entre las principales; las cuales están interconectadas a través de líneas de 69, 34.5 y 13.8 KV. En el Anexo N° 2-1 se puede ver, el estado de las obras.

La capacidad instalada en grupos térmicos hasta el momento arroja los siguientes términos:

- 4 Grupos Diesel Polacos de 3.400 KW. c/u (1)
- 2 Grupos Diesel G.M. de 2.500 KW. c/u
- 2 Grupos Diesel de 1.000 MW. c/u

Para el año de 1972 se tuvieron los siguientes índices:

Energía Generada:	23'534.517 KWh
Número de abonados:	9.483
Energía vendida:	17'311.645 KWh
Consumo/abonado/año promedio:	1.605 KWh
Número de habitantes servidos:	121.532
Consumo anual/habitante	132 KWh
Demanda Máxima:	7.420 KW
Demanda Máxima/habitante:	61 vatios

Con el incremento de la capacidad de generación en 1973 se espera que el sector esté suficientemente atendido y en consecuencia los índices indicados anteriormente sufran incrementos notables.

La demanda de esta ciudad creció desde 4.020 KW. en 1968 hasta 7.420 KW. en 1972; lo que representa una tasa de crecimiento del 16.6% para este período. La energía generada en 1968 fue de 15.098 MWh y en 1972: 23.534.5 MWh que nos dá un índice de crecimiento acumulativo anual de 11.7%; mientras que la energía facturada que en 1968 fue de 12.409 MWh, para el año 1972 alcanzó a 17.311.6 MWh lo que representa un crecimiento de 8.6% promedio anual.

(1) En funcionamiento desde Agosto de 1973.

Las tarifas del servicio eléctrico para el año de 1972 alcanzan las siguientes cifras:

Precio medio de venta de energía	0.792 \$/KWh
Costo promedio	1.373 \$/KWh
Déficit o pérdida	0.581 \$/KWh

Empresa Eléctrica Portoviejo: Suministra energía eléctrica a la ciudad del mismo nombre a base de generación propia y de la energía comprada al Sistema Eléctrico de INECEL Manta.

Para 1972 se obtuvo los siguientes índices:

Potencia Instalada:	1.597 KW. Diesel
Damanda Máxima:	1.380 KW.
Energía Generada:	3'233.344 KWh
Energía Facturada:	4'047.836 KWh
Número de abonados:	4.442
Consumo por abonado:	808 KWh/año
Consumo por habitante:	78 KWh/habit.
Demanda máxima por habitante:	26 Vatios/habit.
Potencia instalada por habitante:	31 Vatios/habit.
Precio promedio de venta:	0.88 \$/KWh
Costo promedio de venta:	1.358 \$/KWh
Pérdida:	0.358 \$/KWh

En 1968 la demanda fue de 700 KW. mientras que en 1972 se tuvo 1.380 KW. lo que representa un índice de creci-

miento acumulativo anual de 18.5%, la energía generada creció desde 841 MWh en 1968 hasta 3.233 MWh en 1972 lo que da una tasa de crecimiento de 40% anual, y finalmente la energía facturada creció desde 3.150 MWh en 1968 hasta 4.047 MWh en 1972, cuyo índice de crecimiento para este período es de 6.4% -anual.

Capítulo aparte se encuentran algunas entidades sociales y públicas e industrias que poseen sus grupos electrógenos de sel propios, que en unos casos abastecen su propio consumo o en otros que los utilizan como grupos de emergencia. Entre ellas podemos enumerar a algunas: Del Monte del Ecuador, - INALCA, ALES C.A., INEPACA, INTERCAMBIO S.A., Productos del Mar. C.R.M. (Centro de Rehabilitación de Manabí), Hospital de la Asistencia Social, IND. Y COM. RAFRANCO, EPACA, FABRICA, etc.

2.2 Pronóstico de la demanda.-

El único objetivo de analizar la previsión de demandas, es para satisfacer las necesidades de energía eléctrica hoy y en el futuro.

Este análisis de la demanda es de vital importancia, en razón de que permite diagnosticar el estado de la electrificación como también imponer metas de desarrollo eléctrico, cuya metodología se indicará más adelante.

Existen muchos factores que pueden influir en la demanda de mercado eléctrico tales como: tendencias demográficas, económicas, sociales y tecnológicas, que están muy relacionadas entre sí; es decir en el estudio emprendido, la formulación de más previsiones razonables de demanda de energía eléctrica, se debe procurar tener en cuenta el efecto de todos los factores importantes que actúan sobre esta demanda.

Los métodos usados para establecer estas previsiones son muy numerosos, pero conceptualmente pueden incluirse en 2 - grupos:

- Admitiendo que los factores económicos han actuado sobre la demanda eléctrica en el pasado condicionándola, y se postula que en el futuro estos factores seguirán ejerciendo su influencia de forma análoga. Se le conoce como extrapolación directa de los valores de demanda registrados.
- Estableciendo la dependencia entre el crecimiento anual de la demanda eléctrica y de algún índice tal como la renta nacional, producto interno bruto o producto industrial.

2.2.1 Proyección de la Demanda: Método aplicable en el Estudio:

Para la proyección de la demanda siempre debemos basarnos en la energía que pueden consumir cualquier tipo de abonados. La demanda se relaciona directamente con el factor de carga; este factor de carga tiene su limitación, países muy de-

sarrollados tienen un factor de carga que sufre muy ligeras variaciones en el transcurso de los años, por lo tanto hay que proyectar en el futuro con ligeras variaciones.

Existen 2 métodos para la previsión de la demanda:

El Método Global y el Método Sectorial.

El Método Global toma el concepto en forma global y se proyecta al futuro con un cierto índice de crecimiento. Este crecimiento que es función del tiempo, usa el criterio de tendencia histórica. Este método es muy aplicado por los países desarrollados, en donde el grado de industrialización y la forma de vida de sus habitantes han alcanzado un alto nivel.

El Método Sectorial es muy aplicable en nuestros países en vías de desarrollo. Este método se fundamenta en un estudio investigativo de todos los sectores de la economía: agrícola, ganadero, alimenticio, maderero, manufacturero, calzado, textil, etc.

Para la elaboración de la presente tesis se ha escogido este método considerando que el nivel de vida en nuestro medio aumenta día a día, y de una manera tan acelerada, que si aplicaríamos una tasa de crecimiento basada en las tendencias históricas, correríamos un grave riesgo, pues, significaría que estamos satisfechos del subdesarrollo económico y social en que vivimos.

Desgraciadamente, en nuestro país, nos encontramos con

una carencia total de organismos dedicados a la investigación de la gran mayoría de los sectores de la economía, es por esto que en las proyecciones de la demanda y energía muchas veces se efectúa mediante comparaciones entre poblaciones de cacterísticas más o menos similares, ya sea por su forma de vida, número de habitantes, características climatológicas, etc.

Al tratarse de un Plan Maestro, la proyección de la demanda será a largo plazo para lo cual se ha tomado como base de estudio el período comprendido entre 1974-1990. Este estudio comprende dos partes: la una que hace un enfoque global del Sistema Manabí; la otra que está dedicada a un estudio de la demanda de los diferentes cantones y parroquias consideradas independientemente del Sistema Regional. En los anexos - Nos. 2-2 y 2-3 se indica el detalle de las previsiones hasta el año 1990.

La proyección de la demanda se hace considerando como ya se indicó anteriormente que la verdadera manifestación del mercado lo constituyen el consumo de energía y el factor de carga, por lo tanto la metodología a seguirse consiste en proyectar los consumos de energía y determinar los factores de carga a esperarse en el futuro.

Consumos de Energía: Se analiza las características de cada tipo de servicio. Se clasificará en 2

tipos de servicio:

- Homogéneos; y,
- Heterogéneos.

Los primeros se los llamará así porque constan de un gran número de abonados, con consumos unitarios pequeños; y los segundos caracterizados por un número pequeño de abonados, con consumos unitarios muy significativos.

Homogéneos: Residencial, Comercial, Entidades Oficiales.

Heterogéneos: Industrial, Bombeo de agua potable.

La previsión del consumo industrial está hecha en base a los planes de expansión de las industrias existentes y de las que posiblemente se puedan instalar.

Para el consumo de alumbrado público, se toma en cuenta los programas de ampliación de redes de distribución y alumbrado público en cada una de las poblaciones.

Consumo Residencial: Tiene relación directa con la población.

Se han fijado metas tanto para el 1980 como para 1990; es así como para 1980 se debe llegar aproximadamente a 9 habit/abon.res.; y, para 1990 a 6 habit/abonado resid. El número de kWh/abonado prácticamente se debe mantener constante en el período 1972-1980. Ver anexo 2-2. Un resumen de esta proyección se indica a continuación:

<u>Año</u>	<u>Abonados (miles)</u>	<u>Consumo MWh</u>	<u>kWh/abon.</u>
1972	11.5	5920	515
1980	60.3	35057	520
% crec.	23.0	24.9	--

Consumo Comercial: Para determinar el crecimiento del número de consumidores comerciales, se puede analizar la relación que éstos tienen, en porcentaje, de los consumidores residenciales.

Se observa que el número de consumidores comerciales representa el 15 y 20% de los consumidores residenciales, lo que significaría que de cada 100 familias: 15 ó 20 se dedican a la actividad comercial. Si asumimos que este porcentaje - prevalecerá en el futuro, o se determina su variación con respecto a la previsión del número de consumidores residenciales, se puede obtener la previsión de los consumidores comerciales.

Un resumen de estos resultados se presentan a continuación:

<u>Año</u>	<u>Abonado (miles)</u>	<u>Consumo MWh</u>	<u>KWh/abon.</u>
1972	3.35	4210	1.256
1980	12.08	17093	1.415
índice crec.			
1972-1980	17.4%	19.1%	1.5%

Los resultados se pueden observar en el Anexo N^o 2-2.

Consumo Industrial: Es el más importante y el que causa mayores problemas en la previsión. El error que se puede cometer, inside en la previsión total, debido a que éste por su magnitud, representa un gran porcentaje

de la demanda. Es conveniente, para tener un criterio más a justado a la realidad, seguir el siguiente procedimiento:

- a) Analizar las tasas históricas del crecimiento industrial.
- b) Realizar encuestas industriales; tomar contacto tanto con los industriales como con las instituciones de desarrollo, lo cual permitirá conocer las posibles ampliaciones indus triales y las posibles nuevas industrias del país.
- c) Estudio detenido de los compromisos internacionales que redunden en el proceso de industrialización (Pacto Subre gional Andino , Acuerdos de Integración, etc).

En consecuencia la previsión total corresponderá a la in tegración de las previsiones de los consumos existentes, más los consumos que por su magnitud estén considerados fuera de lo normal, éstos representan saltos significativos en la curva de demanda. Para el sistema Manabí se ha considerado como incrementos de consumo importantes, aquellos que implican un incremento de potencia de 200 KW. o más.

Los resultados obtenidos representan una tasa de crecimiento de 18.1% acumulativa anual. Ver anexo 2-2.

Consumo de Alumbrado Público: Tiene como base los programas efectivos de ampliaciones de redes de distribución y el mejoramiento de los niveles lumínicos de las calles públicas. El índice de crecimiento en alum brado público es muy parecido al crecimiento de la población, pero para Manabí este índice es muy elevado debido a que la

provincia ha estado prácticamente estancada en el proceso de electrificación.

Un resumen se presenta a continuación:

<u>Año</u>	<u>Consumo MWh</u>	<u>KWh/hab.serv.</u>
1972	2760	20
1980	8400	15
% crec.	15	--

Otros Consumos: Otro consumo importante se refiere al Bombeo de Agua Potable, que especialmente ocurre con las poblaciones de la costa. En consecuencia para la proyección de este consumo debe tomarse en cuenta los siguientes factores:

- a) Caudales medios anuales necesarios para el abastecimiento de la población;
- b) Altura de Bombeo; y,
- c) Características de las bombas.

Conocidos estos factores, se calculan las horas de operación necesarias para bombear los volúmenes necesarios de agua que requiere la población, luego de ello se calculará consecuentemente la energía eléctrica anual necesaria para el trabajo de las bombas.

001687

El índice de crecimiento resultante acumulativo anual es 6.9%.

Consumo Total: La venta de energía se determina de la suma de las previsiones de todos los consumos (residencial + Comercial + Industrial + Alumbrado Público + otros consumos). La tasa de crecimiento de la venta de energía ha sido minuciosamente analizada puesto que ésta es realmente la que representa el crecimiento de mercado eléctrico. Los resultados son los siguientes:

1972	22050 MWh
1980	88010 MWh
% 1972-1980	18.9

Lo que nos indica que estamos dentro de los límites de crecimiento admitidos para los países en vías de desarrollo.

Para el período 1980-1990, la tasa de crecimiento de energía facturada resulta de un 14%, si se estima que el índice de electrificación por habitante será de aproximadamente 1300 kWh/habitante.

En los anexos NOs. 2-2 del 1 al 14 se indica el detalle de la previsión.

2.2.2 Pérdidas de Energía.-

Las pérdidas totales de energía varían mucho, de -

acuerdo con el estado de las líneas de subtransmisión y de las redes de distribución, depende también de la cantidad de energía que se distribuye gratuitamente, a más de las pérdidas por hurtos y robos; también influye notablemente en las pérdidas el establecimiento de una tarifa de luz fija, ya que el usuario al no disponer de un contador de energía, utiliza la energía eléctrica de acuerdo a sus conveniencias.

Los porcentajes de pérdidas de energía que se observaron para el año 1972 en el Sistema Manabí fueron:

INECEL-Manta	26.5%
Empresa Portoviejo	39.2%
Sistema Manabí Integrado	20.5%

Para disminuir dichas pérdidas, será conveniente analizar los estados actuales de las redes de distribución, elaborar programas de renovación y de construcción siguiendo una política de disminución de los consumos gratuitos, que trae como consecuencia lógica el abuso desenfrenado en el uso de energía de dichos usuarios.

Del estudio de previsión de la demanda se llega a los siguientes porcentajes de pérdidas:

Para 1980	14%
Para 1990	13.5%

Energía Generada: Una vez determinadas las proyecciones de la energía vendida y de las pérdidas, se calcula la energía generada mediante la fórmula siguiente:

$$Eg = \frac{Ev}{1 - \text{Pérdidas}}$$

Eg = Energía generada

Ev = Energía vendida

Pérdidas en tanto por uno

Si las pérdidas son constantes la tasa de crecimiento de la Energía Generada será similar a la tasa de crecimiento de la Energía Vendida; si las pérdidas disminuyen, entonces la tasa de crecimiento de Eg variará con respecto a Ev en la misma magnitud que las pérdidas. Un resumen de los resultados es:

<u>Año</u>	<u>Eg MWh</u>
1972	28451
1980	102337
1990	409742
% 72 - 80	17.4
% 80 - 90	14: Tasa promedio estimativa.

2.2.3 Factor de Carga y Demanda Máxima.-

El factor de carga es representativo de las caracterís

ticas del mercado. Si el grado de industrialización es bastante alto, entonces el factor de carga será también alto; mientras que un factor de carga bajo corresponde a un mercado de carácter residencial. Los factores de carga históricos, de los centros de consumo, varían en forma proporcional al consumo industrial expresado como porcentaje del consumo total. Estableciendo una relación entre estos 2 consumos (industrial y total), se determinaron las variaciones del factor de carga en cada uno de los años del pronóstico.

Un resumen para los años 1973, 1980, 1985 y 1990 se da a continuación:

<u>Año</u>	<u>Factor de carga%</u>
1972	47
1980	50
1985	52
1990	54

Ver anexo N^o 2-2

En función de los requerimientos de energía en subestaciones y previa la determinación de los factores de carga, se calcularon las demandas máximas anuales que corresponden al mes de Diciembre, de acuerdo a las estadísticas mensuales de demanda.

$$D \text{ máx} = \frac{E_g}{T \times f.c}$$

E_g = Energía generada

T = Número de horas al año

$f.c$ = factor de carga

Un resumen es el siguiente:

<u>Año</u>	<u>D. Máx. KW.</u>
1972	6910
1980	23416
% crec.	16.5

En el período 1980 - 1990, los resultados indican una tasa de crecimiento de un 14% si consideramos que se alcanzará un índice de electrificación de 55 vatios/habitante, lo que representa una tasa promedio aceptable, los resultados a los que se llegaron son los siguientes:

1985: 44987 KW.

1990: 88619 KW.

Tasa de crec. 1980-1990: 14 %

En los anexos Nos. 2-2 del 1 al 14 se da el detalle de la previsión de la demanda máxima.

Para una mayor visualización del problema se ha grafizado la curva de demanda máxima y el equipamiento previsto para Manabí en el Anexo N° 2-4.

2.3 Estudio de Energía .-

Uno de los aspectos más importantes en un estudio de mercado es analizar la energía que pueden suministrar las centrales existentes tanto hidroeléctricas como térmicas: En base a esto se podrá conocer la potencia y energía disponibles en los sistemas de interconexión futuras, con las plantas existentes. En este estudio se ha considerado solo las centrales que demuestran buen estado de funcionamiento.

Para el Sistema Regional de Manabí se tienen centrales diesel, la operación y mantenimiento de este tipo de centrales tienen un costo elevado, por ello es imprescindible elegir una tarifa adecuada para el usuario, de lo contrario sucedería lo que hasta ahora ha ocurrido que la mayoría de las empresas eléctricas no tienen una rentabilidad adecuada.

El criterio para eliminar generación de tipo térmico son los altos costos de combustible. Se estiman del orden de \$ 0.25/KWh generado para BUNKER C y \$ 0.50 por kWh generado para diesel oil.

Otro criterio es la vida útil de los motores diesel; de acuerdo a los datos que proporcionan los fabricantes, se llega a los siguientes valores:

Velocidad r.p.m.	Vida útil (miles de horas)	Vida útil estimativa (Años)
1400	24.0	
1200	31.6	
1000	41.4	8-12
800	53.6	
600	69.8	
400	92.3	12-15
200	125.0	18-20

Otros aspectos importantes, es el tipo de explotación. Por un lado la producción no se ve afectada por las variaciones climatéricas estacionales, pero si depende de los impuestos que se sancionan al combustible y de la seguridad del suministro.

2.3.1 Capacidad de generación de energía y potencia de las centrales existentes.-

En función de las características físicas y técnicas de cada central, tales como: rendimiento, potencia nominal (de placa), vida media, horas de operación anual, etc.; se determinaron las capacidades de generación de energía y potencia de cada una de ellas. Para las centrales diesel se ha tomado la

potencia nominal (potencia de placa), la primera mitad de su vida útil y el 90% de la potencia nominal, el resto de su vida útil. Las pérdidas por consumos propios para las centrales diesel son aproximadamente un 3% de la potencia nominal.

En el anexo 2-3 se indica la potencia disponible del Sistema Manabí considerando las centrales existentes hasta 1973. Destaquemos que para el presente estudio solo se ha considerado los grupos termoeléctricos cuya capacidad instalada supera los 500 KW.

La capacidad de producción de energía se realizará en base a la producción de las centrales, de acuerdo a las horas de funcionamiento y al número de años de vida útil. En el siguiente cuadro se tiene las características de los grupos existentes:

Potencia de los Grupos	Horas de funcionamiento	Vida útil (años)	RPM
Diesel 2 x 1000 KW.	49.000	14	720
Diesel 2 x 2500 KW.	35.000	10	900
Diesel 4 x 3400 KW.	108.000	18	150

La generación promedio a lo largo de su vida útil se ha estimado de la siguiente forma:

GRUPOS	Horas de funcionamiento máximo promedio al año.	
	1ra. mitad de su vida útil.	2da. mitad de su vida útil
2 x 1000 KW	4000	3000
2 x 2500 KW	4000	3000
4 x 3400 KW.	7000	5000

2.3.2 Centrales proyectadas para el período 1973 - 1990.-

Después de analizar el balance de potencia del Sistema Manabí, notemos que la potencia instalada en la actualidad satisface las necesidades del mercado en cuanto a potencia. se refiere hasta fines del año 1977. De ahí en adelante se hace necesario el aumentar la capacidad de potencia. Ver anexo - 2-3.

En cuanto a energía, el balance nos indica que no existirá problemas, pues se dispone de suficiente energía hasta el año 1980. En el anexo 2-5, se indica el balance de energía - considerando sólo las centrales existentes.

En el siguiente cuadro se puede ver un resumen de la fecha de salida de los grupos diesel disponibles:

<u>Potencia de los Grupos</u>	<u>Año de instalación</u>	<u>Fecha de salida</u>
MANTA:		
Diesel 2 x 1000 KW.	1972 (1)	Enero 1979
Diesel 2 x 2500 KW.	1973	Enero 1983
Diesel 4 x 3400 KW.	1973	Enero 1991

En consecuencia para cubrir estos déficits tanto de potencia como de energía resulta imprescindible que el siste-

NOTA (1) Estos grupos fueron adquiridos a EMELEC y a la EEQ.

tema Manabí, entre a formar parte del Sistema Nacional Interconectado previsto para Enero de 1979, pero por otro lado podemos ver en la curva de demanda (anexo 2-4) que, para el año 1978 existe déficit que debe ser cubierto con una central - diesel de 4.000 KW. que debería ser de las siguientes características:

Diesel tipo medio con una vida útil de aproximadamente 50.000 horas con 4.000 horas al año la primera mitad de su vida útil y 3.000 horas al año la segunda mitad.

Con la entrada en operación de la línea de transmisión - Quevedo-Portoviejo a 138 KV. y mediante la instalación de la subestación de 40-50 MVA - 138 KV/69KV, situada en las inmediaciones de Portoviejo, el Sistema Manabí entrará a formar parte del Sistema Nacional Interconectado.

En el anexo N^o 2-7 se indica la configuración del Sistema Nacional Interconectado.

2.3.3 Capacidad de Producción de Energía y Potencia hasta 1990 .-

Después de analizar la capacidad de generación de energía y potencia de las centrales existentes, y de las características físicas de las centrales o líneas que se interconectarán al sistema existente en Manabí, se procedió a determinar la capa-

idad total de producción de potencia y energía de cada una de las centrales hasta el año 1990 cuyo detalle se encuentra en los anexos Nos. 2-3 y 2-5.

En estos anexos se puede observar los déficits que se producen tanto en potencia como en energía, los cuales indudablemente deberán ser cubiertos por energía y potencia que aportará el Sistema Nacional Interconectado. Es posible que la interconexión no suceda en la fecha prevista, razón por la cual debería pensarse en una generación adicional, que podrían en este caso ser grupos prestados por alguna empresa regional

2.4 Programa de Operación.-

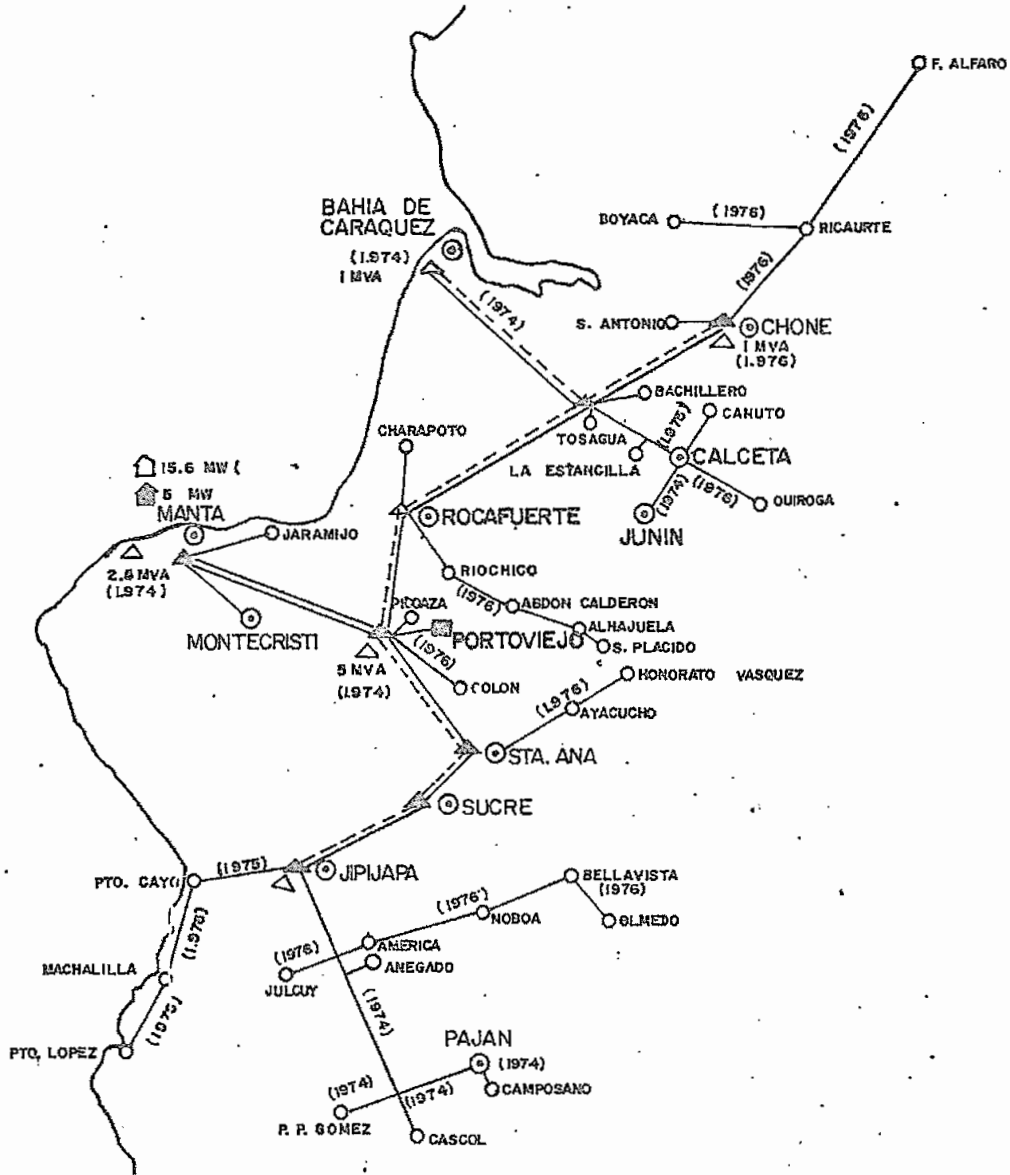
El objetivo del presente capítulo es determinar la operación más adecuada de las centrales del Sistema. Con esto se persigue, encontrar la mejor forma de utilización tanto desde el punto de vista técnico como del económico.

Las premisas básicas consideradas en la preparación del programa de operación son las siguientes:

- Los 2 grupos de 1000 KW. operarán hasta el año de 1979, año en que se efectuará la interconexión con el Sistema Nacional Interconectado.
- Los 2 grupos de 1500 KW Diesel G.M. funcionarán hasta fines de 1982 año que se ha supuesto terminan su vida útil.

- Los 4 grupos diesel polacos de 3400 KW c/u, funcionarán hasta el año 1991; hasta 1981 con el 100% de su capacidad y de ahí en adelante aproximadamente en un 90%.
- El grupo diesel de 4000 KW. operará hasta el año de 1991; hasta el año 1984 con el 100% de su potencia y de ahí para adelante con el 90% de su potencia nominal.
- El número de horas de operación al año se tomó de acuerdo a lo indicado en los puntos anteriores (2.3.1 y 2.3.2).
- Para los diferentes grupos se ha considerado un mes de mantenimiento tiempo en el cual el grupo diesel saldrá fuera de operación.
- Al anexarse al Sistema Nacional Interconectado parece más conveniente el comprar energía al S.N.I.; indudablemente hasta que entre en operación el Proyecto Hidroeléctrico - Paute la anexión o la compra de energía al S.N.I. no resulta conveniente desde el punto de vista económico por cuanto hasta el funcionamiento de Paute el equipamiento es de carácter térmico, que no se justificaría comprar esta energía y sería preferible generar las propias plantas con su generación máxima. Al entrar en operación Paute, naturalmente los costos marginales de potencia y energía se reducen.

En el anexo N° 2-6 se indica el detalle de la operación de las centrales del Sistema Manabí y el aporte de energía estimativo del Sistema Nacional Interconectado.



LEYENDA

- ===== LINEA DE 69 KV
- LINEA DE 34.5 KV
- LINEA DE 13.8 KV
- 🏠 CENTRAL DIESEL EXISTENTE
- 🏠☐ CENTRAL DIESEL PROGRAMADA
- △ SUBESTACION EXISTENTE
- △☐ SUBESTACION PROGRAMADA
- () AÑO DE ENTRADA EN OPERACION

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
Quito-Ecuador

SISTEMA MANABI

GROQUIS DEL SISTEMA

Escala 1:1'000000

Desc. Año	Población		H/A	Consumo Residencial			Consumo Comercial		Consumo Industrial (MWh)	Alumbr. Público (MWh)	Otros Consum. (MWh)	Consumo Total (MWh)
	Total (miles)	Servid. (miles)		Abonados (miles)	KWh/ Abon.	Consumo (MWh)	Abonad. (miles)	KWh/ Abc.				
1.972	884.6	138.0	12.0	11.5	515	5920	3.35	1256	4210	5700	2760	22050
1.973	894.0	223.5	11.5	19.4	381	7394	3.93	1274	5006	7445	3174	26589
1.974	830.4	251.2	11.4	22.0	420	9235	4.61	1294	5965	14336(6)	3650	38391
1.975	968.7	290.6	11.2	25.9	445	11534	5.42	1313	7116	16955(7)	4198	45083
1.976	986.9	345.4	11.0	31.4	459	14406	6.36	1333	8478	17714(8)	4827	50825
1.977	1021.3	398.3	10.6	37.5	480	17993	7.47	1353	10107	18548	5551	57719
1.978	1061.0	445.6	10.2	43.6	514	22473	8.77	1373	12041	19466	6384	65994
1.979	1095.2	503.8	9.8	51.4	546	28068	10.29	1394	14344	20475	7342	75979
1.980	1121.4	560.7	9.3	60.3	581	35057	12.08	1415	17093	21585	8400	88010
1.985	1380.1	1035.1										
1.990	1603.6	1571.5										

Tasa de Crecimiento (%)

72-80	19.2	28.0	24.9	17.4	1.5	19.1	18.1	15.0	6.9	18.9
80-90										

NOTAS:

- (1) Comprende el servicio a Manta - Montecristi - Portoviejo - Sucre - Jipijapa - Picoazá - Rocafuerte - Río Chico - Tosagua - Bachillero - La Estancilla - Calceta - Chone - San Antonio.
- (2) A mediados del año 1.973 se anexó Santa Ana
- (3) Se anexan Junín - Bahía de Caráquez - Cascol - Pajal - Camposano - P.P. Gómez
- (4) Se anexan Puerto Cayo - Julicuy - Anegado - Canuto
- (5) Se anexan Machalilla - Pto. López - Nobao - Bellavista - Olmedo - Colón - Ayacucho - H. Vásquez - A. Calderón - Alhajuela - San Plácido - Quiroga - Ricaurte - Boyacá - F. Alfaro.
- (6) A mediados del año 1.973 se integran INEPACA y Productos del Mar.

Desc. Año	Pérdidas %	Energía Generada MWh	Factor de Carga %	Deman- da Potencia (KW)	Vatios/ habitante servido	Vatios/ habitante total
1.972	22.5	28451	47.0	6910	50	7.8
1.973	21.0	33657	47.2	8100	36.2	9.0
1.974	20.0	47988	47.5	11530	46.0	12.4
1.975	19.0	55658	48.0	13236	45.5	13.6
1.976	18.0	61981	48.5	14588	42.2	14.8
1.977	17.0	69540	48.7	16303	40.9	15.9
1.978	16.0	78564	49.0	18303	41.0	17.2
1.979	15.0	89387	49.5	20614	40.9	18.8
1.980	14.0	102337	50.0	23365	41.6	20.8
1.985	14.0	204925	52.0	44987	57.9	43.5
1.990	13.5	409742	54.0	86619	56.2	55.1
Tasa de Crecimiento (%)						
72-80		17.4		16.5		
80-90		14.9		14.0		
NOTAS:						
(7)	A comienzos de 1.974 se integran CRM, Industrias y Comercio RAFRANCO, EPA CA y Fábrica Guayaquil; a mediados de año Camal Frigorífico, Fábrica de Café - Soluble y de Hielo; Fábrica de harina y Aceite de Tiburón; Envases de Hojalata.					
(8)	Se integra Complejo Pesquero.					
(9)	Se incluye servicio de energía a Planta de Agua Potable de Portoviejo y a Pozos de Bombeo en Jipijapa.					

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA : AREA DE MANTA

2.

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. por Servicio	kWh por Hab. por Servicio
1972	26.45	15890	36	5039	90	209	110	255
1973	24.85	18790	37	5797				
1974	22.8	29700	37.5	9041				
1975	21.5	34160	38.0	10261				
1976	21.2	36428	38.5	10801				
1977	21.0	39115	39.0	11450				
1978	20.7	42175	40.0	12036				
1979	20.4	45771	41.0	12748				
1980	20.0	49932	42.0	13570	181	534	184	540
Tasa de Crecimiento (%)								
1.972 - 1.980								
		15.4		13.2	9.1	12.4	6.7	9.9
1.985	18.0	95320	45.5	23915	269	880	286	936
1.990	16.0	177216	48.0	42146	400	1411	412	1455
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
		13.5		12.0	8.25	10.2	8.4	10.4

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servido	kWh por Hab. Servido
1972	39.2	6658	32.0	2375	39	67	48	82
1973	37.6	7523	32.9	2612				
1974	36.0	8502	33.8	2874				
1975	34.2	9607	34.7	3161				
1976	32.5	10856	35.6	3477				
1977	30.7	12267	36.6	3825				
1978	28.8	13862	37.6	4207				
1979	27.0	15664	38.6	4628				
1980	25.0	17700	39.7	5091	59	155	64	166
Tasa de Crecimiento (%)								
1972-1980								
		13.0		10.0				
1985	22.0	30353	42.3	8199	81	233	85	245
1990	18.0	52054	45.0	13205	109	354	113	365
Tasa de Crecimiento (%)								
1980-1990								
		11.4		10.0				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA AREA: DE SANTA ANA

2.

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	kWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servicio	kWh por Hab. Servicio
1.972	30.0	314.3	82.0	130.0	4.8	8.1	15.5	26.3
1.973	29.5	382.6	82.0	147.2				
1.974	29.0	468.7	82.0	166.6				
1.975	28.5	575.5	34.8	188.6				
1.976	28.0	709.4	37.9	213.5				
1.977	27.5	877.0	41.4	241.6				
1.978	27.0	1091.2	45.2	273.5				
1.979	26.5	1356.5	50.0	309.6				
1.980	26.0	1692.6	55.1	350.5	10.8	38.6	11.8	42.2
Tasa de Crecimiento (%)								
1.972 - 1.980								
				13.2				
1.985	24.0	3003.1	55.5	617.7	17.1	63.1	18.6	68.6
1.990	20.0	5721.7	60.0	1088.6	27.0	113.6	28.4	119.5
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
		13.0		12.0				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA: AREA DE CHONE

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servido	kWh por Hab. Servido
1972	25.5	1944	51.0	435	9.0	30.0	20.2	67.4
1973	25.0	2277	51.2	508				
1974	24.5	2672	51.4	593				
1975	24.0	3142	51.6	695				
1976	23.5	3698	51.8	815				
1977	23.0	4362	51.9	959				
1978	22.5	5152	52.0	1131				
1979	22.0	6094	52.2	1333				
1980	21.5	7217	52.4	1572	24.6	88.8	26.4	95.1
Tasa de Crecimiento (%)								
1972 - 1980								
		17.8		17.4				
1985	20.0	12812	52.8	2770	36.5	135.2	38.5	142.4
1990	18.0	23521	55.0	4882	54.1	213.8	55.8	220.4
Tasa de Crecimiento (%)								
1980 - 1990								
		12.5		12.0				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA AREA DE MONTE CRISTI

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servido	kWh por Hab. Servido
1973	30	1117	40.0	322	12.5	30.4	23.1	56.2
1974	29	1223	40.5	345				
1975	28	1393	41.0	388				
1976	27	1559	41.5	429				
1977	26	1762	42.0	479				
1978	25	1979	42.5	532				
1979	24	2263	43.0	600				
1980	23	2613	43.5	686	25.7	75.3	27.1	79.4
Tasa de Crecimiento (%)								
1.973 - 1.980								
		12.9		11.4				
1.985	20	4640	45.0	1117	42.8	134.9	45.6	143.7
1.990	18	8489	48.0	2019	71.3	246.0	72.5	249.9
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
		12.5		11.4				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA: AREA DE ROCAFUERTE

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	kWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servido	kWh por Hab. Servido
1973	31	461	41.0	128	4.76	11.8	13.9	34.4
1974	30	540	41.5	149				
1975	29	676	42.0	184				
1976	28	819	42.5	220				
1977	27	992	43.0	263				
1978	26	1208	43.5	317				
1979	25	1416	44.0	367				
1980	24	1676	44.5	430	12.76	37.8	13.9	41.2
Tasa de Crecimiento (%)								
1973 - 1980								
		20.2	-	18.9				
1985	23	2730	45.0	693	17.5	53.1	18.8	57.1
1990	17	4885	50.0	1115	24.0	87.1	24.4	88.9
Tasa de Crecimiento (%)								
1980 - 1990								
		11.3	-	10.0				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA AREA: DE CALCETA - BOLIVAR

AÑOS	Población (mils)		H/A.	RESIDENCIAL			COMERCIAL		Consumo Indust. (MWh)	Alumbrado Público (MWh)	Otros Consumos (MWh)	Consumo Total (MWh)
	Total	Servida		Abonados	kWh/A.	Consumo (MWh)	Abonados kWh/A.	Consumo (MWh)				
1.973	32.58	11.51	13.2	0.87	218	190				196		386
1.974	33.12	13.16	12.5	1.05	220	231				223		454
1.975	33.66	16.31	12.0	1.36	217	295				270		565
1.976	33.95	19.38	11.4	1.70	215	365				318		683
1.977	34.12	22.48	10.9	2.06	216	444				365		809
1.978	34.29	25.54	10.4	2.45	217	532				413		945
1.979	34.46	28.69	9.5	3.00	226	677				461		1138
1.980	34.68	31.84	9.0	3.53	229	808				509		1317
Tasa de Crecimiento (%)												
1.973 - 1.980												
	0.9	15.6		22.2		22.9				14.6		19.1
	36.45	38.90										2192
	38.31	37.54										4293
Tasa de Crecimiento (%)												
1.980 - 1.990												
	1.0	1.66										12.5

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA : AREA DE CALCETA - BOLIVAR

2.

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. por Servicio	kWh por Hab. por Servicio
1.973	25.0	515	38.5	153	4.7	11.8	13.3	33.5
1.974	24.7	603	38.8	177				
1.975	24.4	747	39.1	218				
1.976	24.1	900	39.4	261				
1.977	23.8	1062	39.7	305				
1.978	23.5	1235	40.0	352				
1.979	23.2	1482	40.3	420				
1.980	22.9	1708	40.6	480	13.8	38.0	15.1	41.4
Tasa de Crecimiento (%)								
1.973 - 1.980								
		18.7						
1.985	22.0	2810	41.5	773	21.2	60.1	22.8	64.7
1.990	18.0	5235	48.0	1245	32.5	112.1	33.2	114.4
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
				10.0				
		11.8						

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA: AREA DE JIPIJAPA

Anexo 2:2.9

2.

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	Kwh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servido	kWh por Hab. Servido
1.973	26.5	1.186	42.0	322	9.5	25.6	17.1	46.4
1.974	26.0	1.320	42.5	355				
1.975	25.5	1.515	43.0	402				
1.976	25.0	1.727	43.5	453				
1.977	24.5	1.971	44.0	511				
1.978	24.0	2.267	44.5	582				
1.979	23.5	2.601	45.0	660				
1.980	23.0	2.877	45.5	722	19.7	60.4	20.7	63.5
Tasa de Crecimiento (%)								
1.973 - 1.980								
		13.5		12.2				
1.985	20.0	5.237	47.0	1.272	32.8	108.0	35.2	116.1
1.990	18.0	9.820	50.0	2.242	54.8	196.9	55.9	200.8
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
		13.0		12.0				

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servicio	kWh por Hab. Servicio
1.973	21	467	43.5	122.6	4.4	13.2	13.2	39.8
1.974	20.5	564	44.0	146.3				
1.975	20.0	721	44.5	185.0				
1.976	19.5	899	45.0	228.0				
1.977	19.0	1101	45.5	276.2				
1.978	18.5	1330	46.0	330.0				
1.979	18.0	1596	46.5	387.6				
1.980	17.5	1908	47.0	463.4	12.2	41.5	13.4	45.4
Tasa de Crecimiento (%)								
1.973 - 1.980								
		22.3		20.9				
1.985	17.0	3434	48.0	816.7	17.3	60.3	18.6	64.9
1.990	16.0	6304	50.0	1439.2	24.5	90.0	25.5	93.7
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
		12.7		12.0				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA AREA DE: JUNIN

2.

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servicio	kWh por Hab. Servicio
1.973	32.0	240	35.0	78.7	4.2	8.7	13.8	28.5
1.974	31.0	283	36.0	89.7				
1.975	29.0	358	37.0	110.5				
1.976	27.0	431	38.0	129.5				
1.977	25.0	513	39.0	150.2				
1.978	23.0	603	40.0	172.1				
1.979	21.0	652	41.0	192.7				
1.980	19.0	797	42.0	216.6	10.9	32.5	11.9	35.6
Tasa de Crecimiento (%)								
1.973 - 1.980								
		18.7		15.5				
1.985	18.0	1438	43.0	381.7	18.3	56.7	19.7	60.9
1.990	16.0	2829	48.0	672.7	30.9	109.2	32.2	113.8
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
		13.5		12.0				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA : AREA DE PAJAN

Anexo 2.2.12

2.

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servicio	kWh por Hab. Servicio
1.973	25.0	199	43.0	107	7.3	10.2	22.8	31.7
1.974	24.5	234	43.5	124				
1.975	24.0	295	25.0	135				
1.976	23.5	365	27.0	154				
1.977	23.0	428	29.0	168				
1.978	22.5	519	31.0	191				
1.979	22.0	609	33.0	211				
1.980	21.5	712	35.0	232	14.9	35.9	16.2	39.0
Tasa de Crecimiento (%)								
1.973 - 1.980								
		20.0		11.7				
1.985	19.5	1450	41.0	404	24.7	71.3	26.2	75.8
1.990	16.0	3075	50.0	702	40.8	150.1	42.5	156.4
Tasa de Crecimiento (%)								
1.980 - 1.990								
		15.8		11.7				

PREVISION DE LA DEMANDA ELECTRICA: AREA DE BAHIA

Descrip. A ñ o s	Pérdidas (%)	Energía Generada (MWh)	Factor Carga (%)	Demanda Máxima (kW)	Vatios por Hab. Total	KWh por Hab. Total	Vatios por Hab. Servicio	kWh por Hab. Servicio
1973	35	1477	42.0	401.4	31.9	76.2	39.4	94.2
1974	34	1558	42.5	418.5				
1975	33	1666	43.0	442.3				
1976	31	1780	44.0	461.8				
1977	29	1807	43.9	469.9				
1978	27	1893	45.0	480.2				
1979	25	1973	45.5	495.0				
1980	23	2067	46.0	513.0	36.7	114.0	37.5	116.5
Tasa de Crecimiento (%)								
1973-1980								
	-	4.9	-	3.6				
1985	20	3272	46.0	812.0	54.0	174.1	57.4	185.1
1990	16	5630	50.0	1285.3	79.3	291.9	82.7	304.1
Tasa de Crecimiento (%)								
1980-1990								
	-	10.5	-	9.6				

PROYECCION DE LA POBLACION Y DEMANDA
ELECTRICA EN KW. : PARROQUIAS RURALES

CANTON Y PARROQUIA	1.973		1.980		1.990	
	Poblac.	Demanda	Poblac.	Demanda	Poblac.	Demanda
<u>BOLIVAR</u>						
Pichincha	3468	173	5425	380	10279	1028
Quiroga	501	30	783	55	1484	148
<u>CHONE</u>						
Boyacá	512	30	671	47	988	99
Canuto	1285	64	1601	112	2194	219
Convento	461	28	654	46	1075	107
E. Alfaro	497	25	619	43	848	85
F. Alfaro	1892	76	3237	227	6963	696
Ricaurte	495	35	860	60	1891	189
San Antonio	1056	53	1393	97	2068	207
<u>JIPIJAPA</u>						
América	1580	79	2295	161	3913	391
Anegado	2022	101	2466	173	3276	328
Julcuy	516	26	565	40	642	64
Machalilla	703	35	768	54	872	87
P.P. Gómez	2348	94	3028	212	4355	435
P. Cayo	827	41	905	63	1028	103
P. López	3541	142	4749	332	7221	722
<u>MANTA</u>						
San Lorenzo	600	30	623	44	664	66
<u>MONTECRISTI</u>						
Jaramijó	3027	121	3318	232	3783	378
<u>PAJAN</u>						
Camposano	348	17	362	25	383	38
Cascol	913	46	1077	75	1367	137
Guale	1295	58	1546	108	1993	199
Lascano	430	22	564	39	832	83
<u>PORTOVIEJO</u>						
A. Calderón	1742	87	1905	133	2164	216
Alhajuela	1197	60	1309	92	1488	149
Colón	920	46	1054	74	1280	128
Picoazá	4112	206	4945	346	6436	644
Pueblo Nuevo	1008	50	1134	79	1342	134

CANTON Y PARROQUIA	1.973		1.980		1.990	
	Poblac.	Demanda	Poblac.	Demanda	Poblac.	Demanda
Rio Chico	1252	63	1369	96	1555	155
San Plácido	601	30	676	47	800	80
<u>ROCAFUERTE</u>						
Bachillero	423	21	501	35	801	80
La Estancilla	641	32	725	51	866	87
Tosagua	2286	114	2477	173	2777	273
<u>SANTA ANA</u>						
Ayacucho	401	20	439	31	502	50
H. Vásquez	352	18	389	27	451	45
La Unión	241	12	312	22	451	45
Olmedo	1579	80	1969	138	2698	270
<u>SUCRE</u>						
Canoa	843	42	1060	74	1471	147
Cojimíes	2486	124	3349	234	5127	513
Charapotó	1930	96	2187	153	2614	261
10 de Agosto	446	22	551	39	744	74
Jama	2576	128	3288	231	4661	466
Pedernales	731	36	819	57	963	96
San Isidro	2854	58	4045	283	6652	665
San Vicente	1953	98	2187	153	2571	257
<u>24 DE MAYO</u>						
Bellavista	543	27	696	49	992	99
Noboa	1371	69	2130	149	3998	400

EQUIPAMIENTO PREVISTO PARA EL SISTEMA MANABI 1.974 - 1.990 (MW)

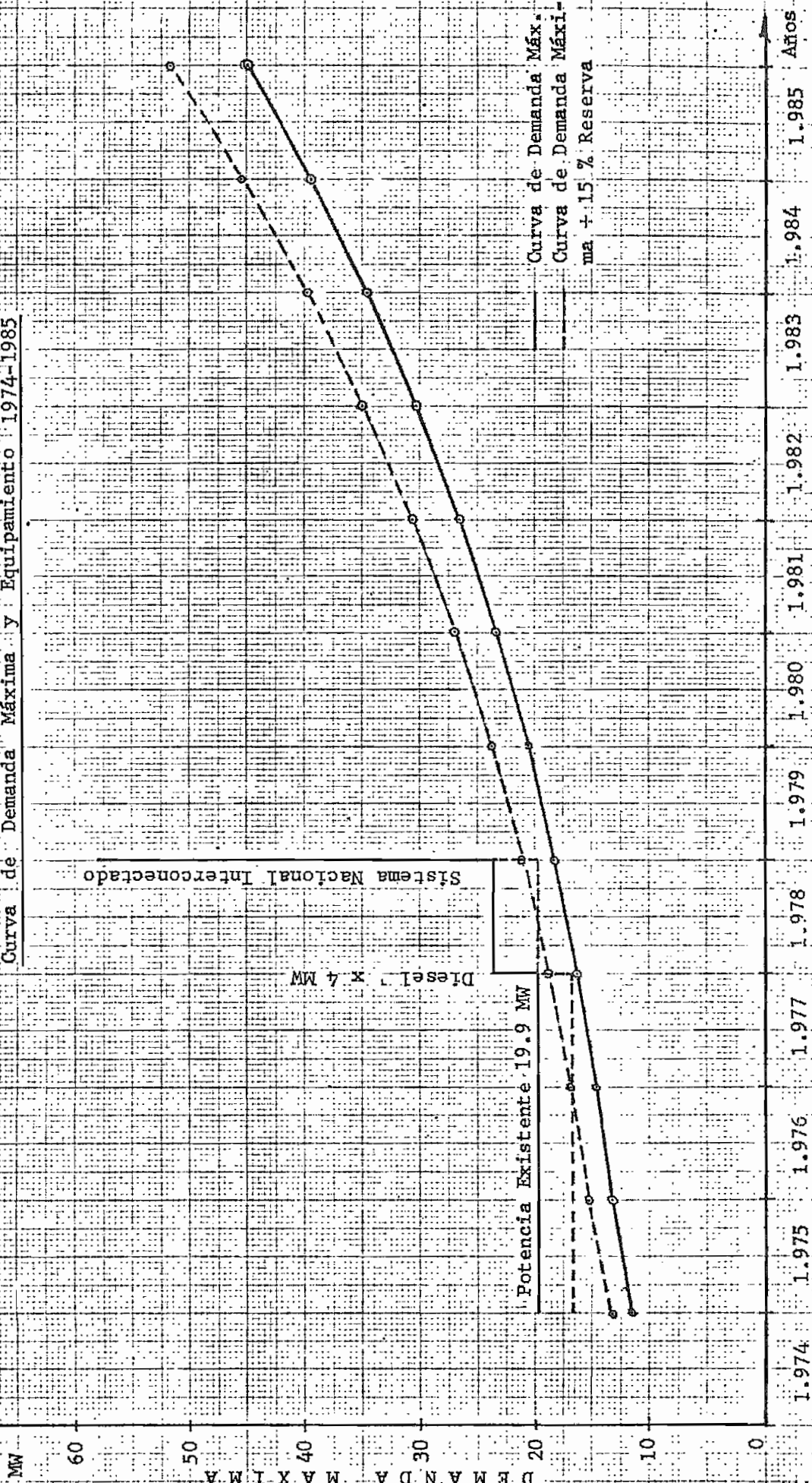
Anexo 2.3

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
a) Demanda	11.5	13.2	14.6	16.3	18.3	20.6	23.4	26.6	30.4	34.6	39.5	45.0	51.3	58.5	66.6	76.0	86.6
b) Demanda + 15% de Reserva	13.2	15.2	16.8	18.7	21.0	23.7	26.9	30.6	35.0	39.8	45.4	51.7	59.0	67.3	76.6	87.4	99.6
c) Potencia Disponible Existente																	
4 x 3.4 MW Dies	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
2 x 2.5 MW Dies	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.3	4.3	4.3	4.3	4	-	-	-
2 x 1.0 MW Dies	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
d) Equipamiento Futuro																	
1 x 4 MW Diesel (2)					3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
e) Balance	6.5	4.5	2.9	1.0	2.6	1.8	-5.5	-9.2	-13.6	-19.7	-25.3	-32.0	-39.3	-51.9	-61.2	-72.0	-84.2
NOTAS																	
(1)	Se ha previsto la interconexión al Sistema Nacional a principios de 1.979																
(2)	Diesel tipo medio																
(3)	Signo negativo significa déficit, que deberá ser cubierto con potencia proveniente del Sistema Nacional Interconectado																

S I S T E M A M A N A B I

ANEXO N° 2.4

Curva de Demanda Máxima y Equipamiento 1974-1985



Potencia Existente 19.9 MW

Diesel x 4 MW

Sistema Nacional Interconectado

Curva de Demanda Máx.
Curva de Demanda Máxima + 15% Reserva

MW

DEMANDA MÁXIMA

1974

1975

1976

1977

1978

1979

1980

1981

1982

1983

1984

1985

Años

SISTEMA MANABI

DISPONIBILIDAD DE ENERGIA ANUAL EN EL PERIODO 1.974 - 1.990 (GWh)

Anexo 2 - 5

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
<u>Centrales Existentes</u>																	
Diesel 2 x 1000 KW	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1												
Diesel 2 x 2500 KW	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	19.2	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9				
Diesel 4 x 3400 KW	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	92.4	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5	59.5
<u>Total Existentes</u>	116.7	116.7	116.7	116.7	116.7	111.6	105.3	105.3	105.3	72.4	72.4	72.4	72.4	59.5	59.5	59.5	59.5
<u>Centrales Futuras</u>																	
Diesel 1 x 4000 KW					15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9	12.9
<u>TOTAL</u>	116.7	116.7	116.7	116.7	132.3	127.2	120.9	120.9	120.9	88.0	88.0	85.3	85.3	72.4	72.4	72.4	72.4
<u>CONSUMO</u>	48.0	55.7	62.0	69.5	78.6	89.4	102.3	117.6	135.1	155.2	178.2	204.8	235.2	270.2	310.4	356.6	409.7
<u>BALANCE</u>	68.7	61.0	54.7	47.2	53.7	37.8	18.6	3.3	-14.2	-67.2	-90.2	-119.5	-149.9	-197.8	-238.0	-284.2	-337.3

(1) El signo negativo significa déficit, que debe ser cubierto con la energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado.

SISTEMA MANABI

PROGRAMA DE OPERACION DE LAS CENTRALES (GWh)

Anexo 2 - 6

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
a) Consumos	48.0	55.7	62.0	69.5	78.6	89.4	102.3	117.6	135.1	155.2	178.2	204.8	235.2	270.2	310.4	356.6	409.7
b) Generación																	
Térmica																	
4 x 34 MW diesel	48.0	52.8	55.4	59.4	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0	66.0
2 x 2.5 MW diesel	-	2.9	4.8	9.1	3.6	7.2	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	-	-	-	-
2 x 1.0 MW diesel	-	-	1.8	1.0	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 x 4.0 MW diesel	-	-	-	-	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0
Sistema Nacional																	
Interconectado	-	-	-	-	-	8.4	22.1	37.4	54.9	75.0	98.0	125.4	155.8	197.2	237.4	283.6	336.7

CAPITULO III

DISEÑO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION Y

DISTRIBUCION

3.1 ASPECTOS BASICOS:

Desde el punto de vista de ingeniería un sistema de sub-transmisión incluye todos los componentes de utilización eléctrica, comprendidos desde la subestación principal de potencia hasta la acometida al consumidor. Estos componentes o elementos son los siguientes:

- Subestación principal de potencia
- Circuito de subtransmisión
- Subestación de distribución
- Alimentadores primarios
- Transformadores de distribución
- Red secundaria ; y,
- Servicio a consumidores

Estos componentes que se explicarán a continuación, son aplicables a todos los sistemas de distribución clasificados ya sea por el tipo de área de carga: residencial, comercial o industrial; o de acuerdo al tipo de construcción: aéreo o subterráneo.

Subestación principal de potencia: Recibe la potencia desde un circuito de transmisión y luego lo transforma a un voltaje de -

subtransmisión.

Circuito de subtransmisión: Es o son los circuitos que arrancando de la subestación principal, alimentan a las subestaciones de distribución.

Subestación de distribución: Recibe la potencia de los circuitos de subtransmisión para transformarlos a un voltaje primario.

Alimentadores Primarios: Circuitos que salen de las subestaciones de distribución y que proveen la ruta para que el flujo de la potencia llegue a los transformadores de distribución.

Transformadores de distribución: Son los dispositivos que permiten disminuir el voltaje desde un nivel primario hasta un voltaje adecuado para el uso de los consumidores.

Red secundaria: Distribuye la potencia a un nivel de voltaje de utilización; dicho tramo se inicia desde los transformadores de distribución hasta ciertos puntos relativamente cortos con respecto a los usuarios.

Acometidas a los consumidores: Entregan la energía desde los circuitos principales hasta el contador de energía de los consumidores.

Diagrama Unifilar del Sistema Manabí: En el anexo N° 3.1 se indica el diagrama unifilar de lo que constituye actualmente el Sistema Eléctrico de Manabí. Con la integración del Sistema Regional de Manabí al Sistema Nacional prevista para el año 1979, debería instalarse una subestación de 40-50 MVA en Portoviejo,

la cual sería alimentada por el Sistema Nacional mediante una línea de transmisión de 138 kV. que vendría desde la ciudad de Quevedo.

3.2 Estudio de Cargas .-

Para realizar un estudio de cargas existen varias clasificaciones, pero dos tipos, son las que se utilizarán en este estudio:

- a) De acuerdo al establecimiento del consumidor
- b) De acuerdo a la distribución física de las cargas.

La primera clasificación nos indica que pueden haber varios tipos de abonados o cargas, siendo las principales las siguientes:

- Residencial: que puede ser urbano o rural
- Comercial: que se clasifica de acuerdo a la importancia del consumo, pudiendo ser comercial del sector céntrico y comercial de ventas pequeñas.
- Industrial: aquellas cargas que pertenecen a establecimientos industriales y manufactureros.
- Alumbrado Público y Otros: se refieren a aquellas cargas que tienen su aplicación en alumbrado de calles y parques y otras tales como bombeo de agua, Entidades Públicas y servicios ocasionales.

En el anexo N° 3.2 se indica como se han incrementado los diferentes consumos a través de los últimos años, y cuyo detalle es el siguiente:

Consumo de Energía Sistema Manabí

Consumos (MWh)

Año	Resid.	Com.	Indus.	Alum. Púb.	Otros	Total
1964	2297	336	5815	682	225	9355
1965	4218	535	6773	990	223	12739
1966(+)	-	-	-	-	-	-
1967	5733	50	7744	1176	845	15548
1968	6706	58	9236	1308	5001	22309
1969	6840	1981	8912	1557	5095	24385
1970	7433	2396	10199	1547	416 ?	21991
1971	7137	3902	10565	1638	3869	27111
1972	6921	3978	12097	1495	3604	28095
1973	10823	5290	12448	697 ?	9228	38486

En consecuencia se tiene las siguientes tasas de crecimiento:

CONSUMO	Tasa de crecimiento 1964-1973 (%)
Residencial	18.8
Comercial	35.8
Industrial	8.8
Alumbrado Público	10.3
Otros	51.1.
Total	17.0

NOTA: (+) No se dispone de estadísticas.

Analizando los diferentes consumos se puede concluir:

- Notable incremento del consumo comercial, debido a las facilidades que presta el suministro de energía eléctrica.
- El consumo industrial no tiene un incremento pronunciado debido a que la mayoría de industrias todavía son autoprodutores que se abastecen con su propia generación.
- El alumbrado público ha crecido con un 10%; notándose una disminución pronunciada debido a racionamiento por falta de energía.
- Otros consumos han experimentado incrementos considerables debido al aumento de servicios y organismos clasificados en este tipo de consumo.

La segunda clasificación indica que físicamente las cargas pueden ser de dos tipos:

- Cargas concentradas en puntos del sistema; estas cargas son más fácilmente manipulables en estudios de circuitos de transmisión y subtransmisión. Aunque un grupo de cargas pueden estar distribuidas sobre una parte del sistema, se los puede considerar como carga concentrada en un punto particular de dicho sistema.

- Cargas no concentradas que pueden estar ya sea uniformemente distribuídas o no uniformemente distribuídas a lo largo de un alimentador o sobre un área determinada. Ya que la carga no está perfectamente distribuída de manera uniforme, a menudo se supone que estará, sobre todo para llegar a una solución práctica, ya que podemos expresarla como una función de la distancia a lo largo del alimentador en estudio.

En el presente estudio se ha hecho las siguientes consideraciones:

- Concentrar las cargas en las diferentes ciudades y poblaciones. Por lo tanto las cargas que se encuentran dispersas a lo largo de las líneas que unirán estas poblaciones se los considera concentradas en diferentes puntos con el objeto de llegar a una solución más práctica.

- Para obtener un centro de carga adecuado para la ubicación de una subestación de distribución se ha procedido a la integración de las cargas concentradas de las diferentes poblaciones considerando un factor de diversificación que varía entre 0.92 hasta 1.0 dependiendo de la magnitud de las cargas y de la hora a la cual ocurrirá la demanda máxima de los diferentes centros de carga.

- Se ha considerado una distribución de cargas para el período 1973 - 1990, esto servirá para el estudio de diseño de líneas y subestaciones.

3.3 Circuito de Subtransmisión.-

La subtransmisión es aquella parte del sistema de distribución comprendida entre las grandes subestaciones de potencia hasta las subestaciones de distribución. En áreas urbanas de grandes ciudades los circuitos de subtransmisión son usualmente cables con cubierta de plomo localizados en ductos subterráneos. En ciudades más pequeñas o en ciudades ubicadas a distancias más o menos cortas los circuitos de subtransmisión son aéreos sobre postes de hormigón o madera tratada.

3.3.1 Criterios que inciden para la mejor solución técnica.-

La subtransmisión es función más bien del voltaje. El voltaje más conveniente para subtransmisión depende de los niveles de voltaje tanto superiores como inferiores al nivel que se desea transmitir. La mayor o menor relación de voltaje entre los diferentes niveles del sistema (transmisión, subtransmisión, primario y secundario) generalmente no es práctica o económica.

Los voltajes de los circuitos de subtransmisión varían desde 13 a 138 kV, pero los que más normalmente se usan son los niveles de 34.5 kV y 69 kV.

Otros factores y quizá los más importantes constituyen el costo y seguridad de suministro de potencia eléctrica, estos en definitiva determinan el tipo o arreglo del sistema a usarse. Por último la distribución de la carga, la topografía, el

número y localización de las fuentes de potencia son también factores determinantes.

La forma radial es la más simple y la que tiene más baja inversión inicial. Sin embargo, desde el punto de vista técnico no es muy confiable, debido a que un bloque muy grande de carga resulta interrumpido y los consumidores como consecuencia de ello, resultan sin servicio en la eventualidad de una falla del circuito.

Subtransmisión de doble circuito en paralelo nos asegurará un servicio más confiable para todas las subestaciones de distribución, pero la inversión inicial bastante alta no justifica adoptar este tipo para el sistema en estudio.

En el Anexo N° 3.3 se encuentra representado el diagrama unifilar de lo que sería la configuración del sistema Regional de Manabí en el año de 1990.

3.3.2 Nivel de Voltaje .-

El explosivo crecimiento del consumo de energía eléctrica experimentado durante los últimos años, hace imprescindible normalizar los voltajes en los sistemas de distribución de las poblaciones servidas por la Empresa Regional.

En muchos casos, la selección de un voltaje de más alto nivel suele dar la solución más económica al problema que presentan las líneas rurales, en todo caso para solucionar el -

problema de conversión o unificación de voltajes, es preciso - un análisis de costos para así estimar la economía probable que se puede alcanzar.

Para obtener economías apreciables con el uso de - voltajes mayores, es indispensable que el tamaño promedio del transformador de distribución aumente progresivamente con la densidad de carga de la zona. Los voltajes de subtransmisión como 34.5 kV, 69 kV en la distribución primaria, parece a - simple vista muy atractivos, ya que se elimina un paso de transformación en el sistema; sin embargo, para esos niveles de voltaje los transformadores de distribución tienen un costo más elevado, haciéndose en algunos casos que su aplicación sea antieconómica. Pero debemos anotar que las zonas de características rurales, en general tienen densidades de carga bastante bajas, debido a la distancia considerable entre los diferentes abonados, por lo cual la aplicación de voltajes mayores pueden resultar económicamente ventajosos.

En el caso del Sistema Regional de Mariabí, sin embargo de que se ha notado un incremento notable de la demanda en los principales centros poblados ocasionado por la facilidad que prestan dichos centros, para dotar de servicio eléctrico eficiente y oportuno, no así ha sucedido en el área auténticamente rural, donde ya sea por la falta de atención de los organismos públicos y privados al sector rural, o por la rivalidad existente entre los diferentes cantones, lo que causa una renuencia a la integración, han hecho que este sector no tenga un desarrollo adecuado.

Para el estudio de la tensión de subtransmisión, se ha considerado 2 alternativas:

- a) Líneas de subtransmisión a 69 kV
- b) Líneas de subtransmisión a 34,5 kV.

En los anexos Nos. 3.4 hasta 3.11 se realiza un análisis técnico-económico de las alternativas estudiadas, llegándose a los siguientes resultados en lo que se refiere a regulación:

Tramo	Año	Calibre Conductor	Regulación (%)	
			69 kV.	34.5 kV.
Portoviejo-San Isidro	1980	266.8 Mcm.	3.55	6.93 ⁽¹⁾
	1985		5.86	7.64
	1990		9.69	12.62
Portoviejo-Manta	1980	336.4 Mcm (69kV)	4.64	6.8 ⁽²⁾
	1985	500 Mcm (34.5 kV)	8.42	12.3
	1990		15.11	14.7
Portoviejo-Paján	1980	4/0	2.20	8.8 ⁽³⁾
	1985		3.58	7.2
	1990		5.80	11.6
Tosagua-Bañía	1980	2/0	0.54	1.32
	1985		0.86	2.11
	1990		1.47	3.42

NOTAS: (1) En 1979 y 1985 entran en operación una 2da. y 3ra. líneas respectivamente.

(2) En 1979 y 1986 entran en operación una 2da. y 3ra. líneas respectivamente.

(3) En 1983 entra en operación una 2da. línea.

Analizando estas dos alternativas desde el punto de vista técnico se puede ver muy claramente que el nivel más adecuado para subtransmisión es el de 69 kV, por cuanto se obtienen regulaciones muy bajas en % si las comparamos con el nivel de 34,5 kV.

era obvio

En lo referente a las pérdidas de potencia en resumen se tienen los siguientes resultados:

Tramo	Año	Calibre Conductor	Pérdidas (%)	
			69 kV.	34,5 kV.
Portoviejo-San Isidro	1980	266.8 Mcm	2.75	5.74
	1985		4.86	6.41
	1990		8.73	11.59
Portoviejo-Manta	1980	336.4 Mcm	2.82	3.87
	1985	500 Mcm	5.62	7.76
	1990		11.51	9.69
Portoviejo-Paján	1980	4/0	1.77	8.30
	1985		3.03	6.80
	1990		5.19	12.30
Tosagua-Bahía	1980	2/0	0.27	1.15
	1985		0.44	1.86
	1990		0.74	3.10

De los resultados observados en el cuadro resumen de pérdidas se desprende que el nivel de 69 kV es el más adecuado, por cuanto se obtienen pérdidas inferiores a los del nivel de 34.5 kV.

era obvio

3.3.3 Capacidad del Circuito de Subtransmisión.—

En un sistema de distribución, cada circuito de subtransmisión está generalmente asociado con la alimentación a varias subestaciones de distribución. La etapa de subtransmisión del sistema de distribución es usualmente diseñada con mayor flexibilidad del que se requiere en líneas de transmisión. Las líneas de transmisión son diseñadas para obtener un ajuste a las condiciones de flujo de potencia entre estaciones de generación, ó entre subestaciones de transmisión. La planificación y diseño de líneas de subtransmisión debe realizarse para entregar potencia a mucho puntos (subestaciones de distribución) con la posibilidad que en el futuro se pueda realizar nuevas ampliaciones tanto en las subestaciones de distribución como en extensiones de circuitos a lo largo de las rutas que no siempre pueden ser predichas o estudiadas de antemano. ✓

El tamaño de los conductores de subtransmisión está determinado por los siguientes factores:

- a) Magnitud y factor de potencia de la carga
- b) Distancia de transporte de la carga
- c) Voltaje de operación
- d) Regulación de voltaje permisible
- e) Pérdidas de energía del conductor ; y,
- f) Inversiones de las líneas para diferentes voltajes y calibres de conductores. ✓

Los tamaños de conductor más usados para subtransmisión aérea varía desde N° 2 hasta 556 Mcm ACSR o aleación de aluminio de grado EC estriado.

3.3.4 Pérdidas en las líneas .-

Las pérdidas de un circuito de subtransmisión son el sumatorio de todas las pérdidas I^2R , en todos los ramales del circuito. Sin embargo, como una ayuda para el diseño del sistema, ciertas relaciones que afectan las pérdidas de las líneas pueden ser desarrolladas. Se consideran para el efecto 2 tipos de cargabilidad:

- Líneas cargadas térmicamente
- Líneas limitadas en su cargabilidad por la caída de voltaje.

El primer tipo de cargabilidad es el que se utilizará para el cálculo de las pérdidas. La cargabilidad térmica tiene su limitación de acuerdo a la corriente máxima permisible que puede transportar el conductor.

Las pérdidas de potencia

$$p = 3 I^2 \cdot r \cdot s.$$

p = pérdidas totales en kW.

r = resistencia ohmica en ohmios/cond /Km

s = longitud de la línea en Km.

$$I = \text{corriente de línea} = \frac{\text{kVA}}{3 \times \text{kV ff}} \quad (\text{Amperios})$$

kVA = potencia en kVA 3ϕ (potencia demandada)

kVff = voltaje fase-fase en kV.

En consecuencia:

$$p = 3 \times \left(\frac{\text{kVA}}{3 \text{ kVff}} \right)^2 \times r \times s$$

$$p = \left(\frac{\text{kVA}}{\text{kVff}} \right)^2 \times r \times s \quad (\text{KW})$$

Las pérdidas de energía anuales en las líneas de subtransmisión son las que en definitiva nos interesan, ya que representan un costo de energía perdida, que debería ser reducido a un mínimo adecuado.

Para el cálculo de las pérdidas de energía se toma como base una curva de carga representativa de un día promedio representativo anual, tal como se grafiza en el anexo N^o 3.5.1. En consecuencia las pérdidas de energía anuales serán:

$$p_e = [p(10) + p_{(1)} + p(3)] \times 365$$

$$p(10) = 10 \times \left(\frac{0.3 \text{ kVA}}{\text{kVff}} \right)^2 \times r \times s \quad (\text{energía demandada durante 10 horas}).$$

$$p(11) = 11 \times \left(\frac{0.5 \text{ kVA}}{\text{kVff}} \right)^2 \times r \times s \quad (\text{energía demandada durante 11 horas})$$

$$p(3) = 3 \times \left(\frac{\text{kVA}}{\text{kVff}} \right)^2 \times r \times s \quad (\text{energía demandada durante 3 horas que correspondería a las horas de máxima demanda})$$

$$p_e = \left[(0.09 + 0.25 + 1) \left(\frac{\text{kVA}}{\text{kVff}} \right)^2 \times r \times s \right] \times 365$$

$$p_e = 1.34 r \times s \left(\frac{\text{kVA}}{\text{kVff}} \right)^2$$

3.3.5 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LINEAS DE SUBTRÁNSMISION EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

Este breve análisis tiene por objeto considerar aquellos elementos necesarios sin pretender entrar en muchos detalles teóricos, en lo posible se tratará de utilizar tablas o abacos existentes o que serán elaborados para el efecto de cálculos.

Trazado de la línea: El estudio comienza con el anteproyecto topográfico, para el efecto se cuenta con las cartas topográficas elaboradas por el IGM (escala 1:50.000). Las condiciones más importantes para el trazado de las líneas son las siguientes: Proximidad de caminos, cruce de líneas en sitios concurridos, tipos de suelos, etc.

El estudio topográfico sería el siguiente paso; en general las líneas de distribución no necesitan de un perfil completo de trazado, sino solamente en zonas muy accidentadas. Por ello es que muchas veces con el anteproyecto topográfico se podría verificar y hacer las correspondientes correcciones en el terreno.

Una vez que se ha fijado el rumbo definitivo podría decir que se inicia el proyecto de la línea.

CRUCES, PARALELISMOS CONCESIONES Y SERVIDUMBRES

a) Distancias verticales entre líneas de A.T.

La distancia vertical entre los conductores más cercanos en líneas de alta tensión que se cruzan en tramo libre no debe ser inferior a los valores siguientes:

$$DV = 1.5 + \frac{kVs + kVi}{170} \text{ (mts)}$$

DV = distancia vertical

kVs = voltaje de líneas superiores (kV)

kVi = voltaje de líneas inferiores (kV)

Para el sistema de Manabí se considerará 2 voltajes:

kVs = 69 kV.

kVi = 13.8 kV.

$$DV = 1.5 + \frac{69 + 13.8}{170} \text{ m} = 1.5 + \frac{82.8}{170} = 1.5 + 0.487$$

$$DV = 1.987 \text{ m.}$$

b) Distancia horizontal en líneas de A.T.

Las distancias horizontales que deben mantenerse entre conductores de la línea inferior y las partes más cercanas de los soportes de la línea superior debe ser por lo menos igual a:

$$Dh = 1.5 + \frac{f}{\sqrt{2}} + \frac{kVi}{170} \text{ m}$$

f = flecha aparente, medida en el punto de cruce de los conductores de la línea inferior.

kVi = voltaje de la línea inferior.

c) Paralelismo entre líneas de alta tensión y líneas de corrientes débiles.

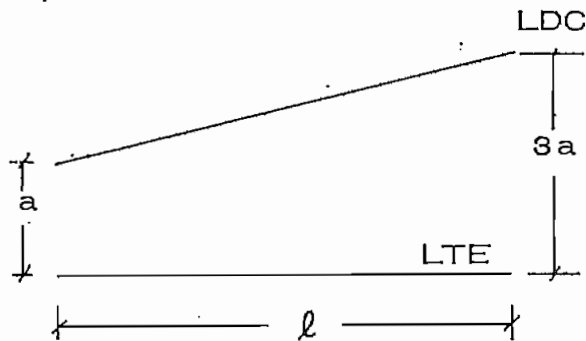
Distancia Horizontal: Se puede adoptar una distancia horizontal de por lo menos 20 metros entre los conductores de líneas más cercanas. En zonas urbanas se podría adoptar distancias mucho menores siempre que no queden expuestas a peligros, ni perturbaciones de explotación.

d) Paralelismo entre líneas de distribución y líneas de telecomunicaciones: El problema que se presenta en este caso

es de inducción electromagnética y de inducción electrostática. En ambos casos se origina voltajes apreciables con respecto a los que normalmente se presentan en las comunicaciones.

Los principales parámetros que intervienen en la determinación de estos voltajes son las distancias entre líneas y la longitud del paralelismo. En la práctica el trazado de las líneas no es paralelo y la distancia entre ellas es variable.

En general la longitud del paralelismo (ℓ) es la proyección de la línea de comunicación sobre la línea de transporte eléctrico. Con respecto a la distancia entre líneas (d) se presentan los siguientes casos:



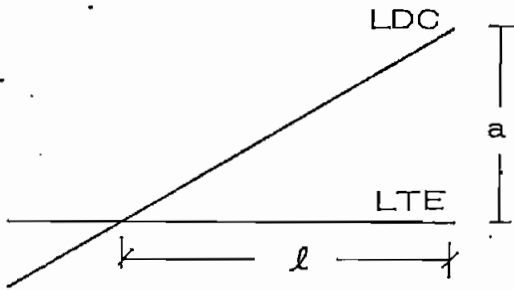
d = distancia media entre líneas

$$d = \frac{a + 3a}{2} = 2a$$

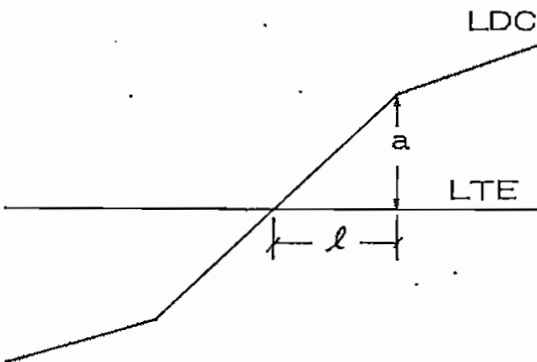
LDC = línea de comunicación

LTE = línea de transporte eléctrico

- 2) Si las 2 líneas se cruzan, se consideran separadamente - ambos lados del cruce.



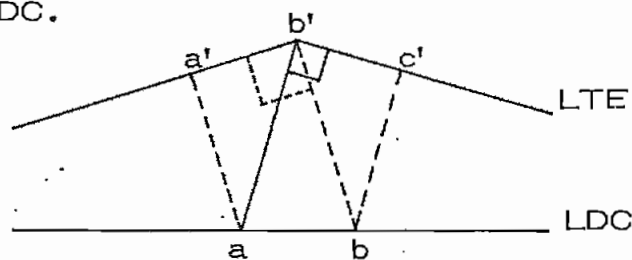
$$d = \frac{a}{2} \quad (a = 30 \text{ m})$$



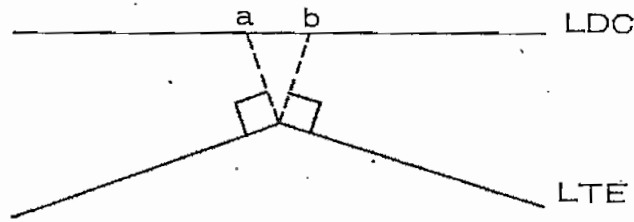
$$d = \frac{a}{2}$$

- 3) Cuando la L.T.E. forma un ángulo se pueden presentar 2 casos:

- a) Cuando la LTE forma un \sphericalangle cóncavo con respecto a la LDC.



b) La LTE forma un \sphericalangle convexo hacia la LDC



El tramo a-b no tiene longitud de paralelismo con la L.T.E.

Voltajes peligrosos de origen electromagnético .-

El caso más común y el más desfavorable es el voltaje inducido en un paralelismo durante falla a tierra en la LTE. En estos casos se inducen voltajes y corrientes más elevados y los que pueden causar daño al equipo de comunicación. Cuando se pasa 430 volt. se estima muy peligroso.

Consideramos un caso en el cual la LDC es de hilo desnudo, colocados en postes de 6 a 8 metros de altura. El voltaje inducido será igual a:

$$V_i = K \times I_{cc} \times \ell \quad (\text{voltios})$$

I_{cc} = corriente de cortocircuito a tierra

ℓ = longitud del paralelismo

K = constante que para $f = 100$ ohm-m tiene ciertos valores.

El voltaje inducido es proporcional a la corriente de cortocircuito que circula por la LTE y por tierra y a la longitud del paralelismo. Su valor aumenta con la resistividad del terreno (ρ) y disminuye al aumentar la distancia entre la LDC y la LTE.

Para el estudio se puede tomar un valor medio de $\rho = 100$ ohm-m

<u>Distancia entre líneas (m)</u>	<u>K</u>
0	250
10	250
30	240
40	210
50	195
100	150
200	110
300	90
500	60
600	50
700	42
800	36
1000	27

Voltajes peligrosos de origen electrostático.-

Estos voltajes se presentan en LDC vecinas a sistemas eléctricos

cos con neutro aislado de la tierra cuando una de las fases de la L.T.E. queda accidentalmente puesta a tierra.

Como las líneas de distribución derivan siempre de sistemas con neutro a tierra no se presenta este tipo de voltajes.

Ruidos en líneas telefónicas.-

Los ruidos son perturbaciones que desmejoran la calidad de la transmisión de señales por las líneas de comunicaciones.

Los ruidos interesan solo cuando se presentan por un tiempo prolongado. Las recomendaciones aconsejables en el caso de tener una postación común es trasponer el par telefónico cada uno o 2 postes con lo cual se elimina el problema del ruido.

En el caso de líneas de distribución se consideran solo los ruidos producidos por éstas durante su funcionamiento normal, ya que en caso de una falla a tierra la perturbación es solo transitoria porque operan los elementos de protección.

CALCULO MECANICO DE CONDUCTORES.-

Si se suspende de 2 puntos diferentes a un conductor perfectamente flexible no elástico y homogéneo, se forma una curva llamada catenaria. El cálculo de esta curva es muy laborioso, razón por la cual en la mayoría de los casos se recurre a utilizar la parábola como una curva de equilibrio para el conductor, por su simplicidad en su manejo. En todo caso, el

error que se comete al emplear la parábola en lugar de la catenaria es muy pequeño hasta vanos de 250 m aproximadamente.

Existen varios métodos para calcular la flecha de un conductor utilizando cualquiera de las curvas ya mencionadas. Para su empleo es necesario que, previamente, se conozcan los datos del conductor que se utilizará y las condiciones a que estará sometido.

Solicitaciones sobre un conductor .-

Los datos del conductor como son: peso por metro, sección, etc, se puede encontrar en tablas o catálogos.

En cuanto a las sollicitaciones a que estará sometido un conductor, estas pueden ser:

- a) Su propio peso
- b) Peso o fuerza ejercida por el viento
- c) Las variaciones de temperatura ambiental, lo que se traduce en cambios de la flecha en el vano del conductor (la temperatura máxima de diseño se ha determinado en 50°C).

Fatiga de trabajo de los conductores.- Es otro aspecto importante, el conocer algo sobre la fatiga con que deben trabajar los conductores. Los conductores que se utilizarán serán ACSR, para este tipo de conductor señalemos -

algunas características importantes; el aluminio como conductor eléctrico tiene grandes ventajas: buena conductividad, pequeña densidad y buena resistencia a la corrosión; pero tiene el inconveniente de que su carga de rotura es pequeña. Por otro lado, el costo actual de los aisladores y apoyos de las líneas aéreas, obliga en lo posible a reducir, el número de estos elementos, para lo cual se precisan vanos de gran longitud y, por lo tanto conductores con grandes cargas de rotura en estos casos el aluminio por si solo no es conveniente por su pequeña resistencia mecánica.

La flecha es proporcional al peso del conductor, por lo tanto si utilizamos cobre, este material nos es muy apropiado para grandes vanos ya que su densidad es elevada, por lo tanto se requieren estructuras de apoyo bastante elevadas, para que el punto más bajo de las flechas quede a una distancia adecuada de acuerdo a las normas.

Por lo tanto era necesario obtener un conductor que, poseyendo la densidad pequeña del aluminio, tuviera una resistencia mecánica comparable por lo menos a la del cobre. Como consecuencia se estudiaron y fabricaron los cables de aluminio-acero, constituidos por una alma de acero de uno o más alambres, y varias capas de alambres de aluminio. De esta forma se aprovechan tanto las cualidades eléctricas del aluminio como las cualidades mecánicas del acero.

Las fatigas de rotura del acero en estos cables oscilan entre los 130 y 145 Kgr/mm² y el límite elástico es de apro

ximadamente 95 Kg/mm^2 ; de ahí se desprende que debemos hacer trabajar a los conductores con esta última fatiga como caso límite ^{de} sino queremos tener deformaciones permanentes en ellas.

Vibraciones sobre los conductores.-

Debe considerarse que el viento origina vibraciones que tienden a dañar los conductores. Estas vibraciones son muy - frecuentes mientras más alta sea la fatiga de trabajo del conductor y cuando la luz del tramo es bastante grande. De esto se desprende la conveniencia de que los conductores queden trabajando con la menor fatiga posible.

Por otro lado mientras menor es la fatiga mayor es la flecha, y la luz permitida entre dos estructuras adyacentes va a ser más reducida si se quiere mantener una distancia al suelo que esté de acuerdo a las normas.

Resumiendo el problema que se presenta con la fatiga diremos:

- a) La fatiga debe ser baja para evitar vibraciones
- b) La fatiga debe ser alta para obtener luces mayores.

Para conciliar ambos fundamentos se ha tratado de buscar fatigas de equilibrio, para esto se ha visto que la forma más - práctica es adoptar una fatiga que es la más frecuente a lo largo de todo el año, o bien fijar la fatiga máxima.

Características de los conductores.-

Los conductores tipos que se utilizarán tienen las siguientes características:

Tipo	Calibre #	Secc. Alum. (mm ²)	Peso [Kgr /Km]			Costo \$/m.
			Alumin.	Acero	Total	
Turkey	6	13.30	36.39	17.22	53.61	1.28
Swam	4	12.15	57.89	27.42	85.31	2.34
Sparrow	2	23.62	92.02	43.63	135.60	3.40
Rowen	1/0	53.49	146.50	69.40	215.90	5.50
Quail	2/0	67.43	184.60	87.50	272.10	8.50
Pigeon	3/0	85.01	232.70	110.20	342.90	11.00
Penguin	4/0	107.20	293.50	139.00	432.50	15.50
Partridge	266800	135.20	373.50	171.90	545.40	19.50

Condiciones ambientales .-

Temperatura: Máxima 35°C
 Mínima 15°C
 Promedio 25°C

Velocidad del viento: 20 - 80 Km/hora

Variación de altura de 0 a 600 metros sobre el nivel del mar.

Cálculo de la presión ejercida por el viento .-

El viento ejerce un esfuerzo horizontal transversal; si la velocidad del viento es conocida y vale V m/seg, la presión - sobre conductores y estructuras se calcula por la fórmula:

$$P_v = C_d \times C_a \times \frac{V^2}{16}$$

$C_d = 0.75 \rightarrow 1.0$ Coeficiente de desuniformidad del viento en el vano.

$C_a = 0.7 \rightarrow 1.2$ Coeficiente aereodinámico.

Para velocidades del viento menores a 30 m/seg se establecerá para cables un $C_d = 0.85$, mientras que para los soportes un $C_d = 1.0$

Los valores de C_a para diferentes diámetros de conductor son los siguientes:

Conductores	< a 12.5 mm de diámetro	1.2
Conductores	12.5 < Diámetro < 15.8 mm	1.1
Conductores	> 15.8 mm	1.0
Elementos planos de las estructuras		1.4
Postes circulares (madera, hormigón o acero)		0.7

Cálculo de la presión del viento cuando $V = 20$ Km/hora.-

Conductor 2/0 - Quail - ACSR

$$P_v = C_d \times C_a \times \frac{V^2}{16} = 0.85 \times 1.2 \times \frac{5.55^2}{16} = 1.93 \text{ Kgr/m}^2$$

Conductor 4/0 - Penguin - ACSR

$$P_v = 0.85 \times 1.1 \times \frac{5.55^2}{16} = 1.80 \text{ Kgr/m}^2$$

Conductor 336.4 Mcm - ACSR

$$P_v = 0.85 \times 1.0 \times \frac{5.55^2}{16} = 1.64 \text{ Kgr/m}^2$$

Cálculo de la presión del viento cuando $V = 80$ Km/hora.-

$$2/0 : P_v = 1 \times 1.2 \times \frac{22.2^2}{16} = 36.96 \text{ Kgr/m}^2$$

$$4/0 : P_v = 1 \times 1.1 \times \frac{22.2^2}{16} = 33.88 \text{ Kgr/m}^2$$

$$336.4 \text{ Mcm}; P_v = 1 \times 1 \times \frac{22.2^2}{16} = 30.80 \text{ Kgr/m}^2$$

Fuerza del viento por unidad de longitud.-

$$F_v = P_v \times \phi \quad \phi = \text{diámetro del conductor}$$

Con velocidad del viento de 20 Km/hora.-

$$2/0 : F_v = 1,93 \frac{\text{Kgr}}{\text{m}^2} \times 11,35 \times 10^{-3} \text{ m} = 0,0219 \text{ Kgr/m}$$

$$4/0 : F_v = 1,80 \frac{\text{Kgr}}{\text{m}^2} \times 14,30 \times 10^{-3} \text{ m} = 0,0257 \text{ Kgr/m}$$

$$336,4 \text{ Mcm} = F_v = 1,64 \frac{\text{Kgr}}{\text{m}^2} \times 18,31 \times 10^{-3} \text{ m} = 0,0300 \text{ Kgr/m}$$

Con velocidad del viento de 80 Km/hora.-

$$2/0 : F_v = 36,96 \frac{\text{Kgr}}{\text{m}^2} \times 11,35 \times 10^{-3} \text{ m} = 0,419 \text{ Kgr/m}$$

$$4/0 : F_v = 33,88 \frac{\text{Kgr}}{\text{m}^2} \times 14,30 \times 10^{-3} \text{ m} = 0,484 \text{ Kgr/m}$$

$$336,4 \text{ Mcm}: F_v = 30,80 \frac{\text{Kgr}}{\text{m}^2} \times 18,31 \times 10^{-3} \text{ m} = 0,564 \text{ Kgr/m}$$

Cálculo de Tensiones y Flechas .-

El diseño del vano consiste en determinar la flecha a la cual el conductor debe ser erigido tal que los vientos fuertes, acumulaciones de hielo si las hay, y bajas temperaturas existentes durante varios días no presionen al conductor sobre el límite elástico.

La forma matemática de la inclinación de la tangente a una catenaria es $\text{Cos } \Theta = \frac{c}{y}$

c = ordenadas del punto más bajo de la curva

y = ordenada del punto de tangencia.

Luego es evidente que el vano debe formar una catenaria y , que la ordenada y debería ser considerada como la dimensión de un vano correspondiente a la tensión en el punto de soporte; o más definidamente esta dimensión imaginaria y es una longitud de conductor cuyo peso es igual a la tensión T . De manera similar, la ordenada c corresponde a la tensión horizontal existente en el punto más bajo de la cercha y debería también ser considerada una dimensión del vano.

En la figura (b) el peso del conductor en la mitad del vano es aproximadamente igual a w_x , ya que $2x$ aproximadamente es igual a l , si el vano no es muy grande. La tangente de la pendiente Θ es:

$\tan \Theta = wx/t$, que es la forma matemática de la tangente a la parábola.

$\tan \Theta = \frac{x}{p}$ en que p es la distancia de la directriz al

foco de la parábola. Esto demuestra que el conductor en un vano asume aproximadamente la forma de la parábola, y en muchos casos las fórmulas de la parábola son más simples y suficientemente exactas para casi cualquier problema práctico.

Las fórmulas de la catenaria son sin embargo, utilizadas en las dimensiones del vano unidad.

Esfuerzos en un vano .- Los esfuerzos de gran tensión en el conductor son debidos a la forma misma que adopta este al ser tendido en una posición cercanamente a la horizontal, o cercanamente en ángulos rectos a la dirección de la carga.

La tensión horizontal en el conductor: t és igual al peso soportado V (longitud del conductor $\frac{l}{2}$ veces el peso por pie w) dividido por la tangente del ángulo. θ .

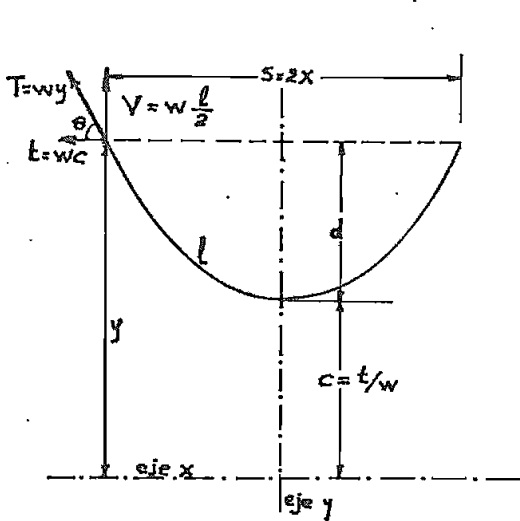


Figura (a)

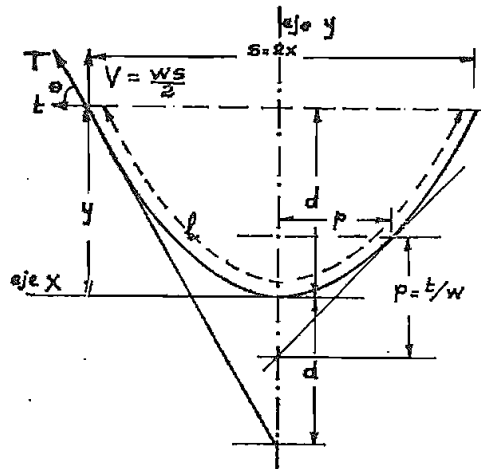


Figura (b)

La parábola y catenaria.- La inclinación del conductor en un soporte que es el factor determinante de la tensión del conductor, indica la forma de la curva asumida por el conductor.

En la figura (a) se puede ver que:

$$\text{Cos } \theta = \frac{t}{T}$$

Ecuaciones de la catenaria:

$$y = c \cosh \frac{x}{c}$$

$$\frac{l}{2} = c \sinh \frac{x}{c} = \sqrt{y^2 - c^2}$$

$$d = y - c = c \left[\cosh \frac{x}{c} - 1 \right]$$

Ecuaciones de la parábola:

$$x^2 = 2py$$

$$d = \frac{w s^2}{8 t}$$

$$l = s \left(1 + \frac{8}{3} x \frac{d^2}{s^2} \right) \text{ aproximadamente}$$

$$T = t + wd$$

Los valores y y c de la catenaria dan dimensiones verdaderas de la curva correspondiente a la tensión en el conductor, esto es $y = T/w$, $c = t/w$. La relación $T = t + wd$ es muy usada.

El vano unidad.-

Un ahorro considerable en el cálculo y una ganancia en -

exactitud se consiguen usando las dimensiones del vano unitario.

Cada dimensión de la curva unitaria está en la relación $1/s$ para las dimensiones del vano verdadero, incluyendo las dimensiones y y c correspondientes a la tensión. En la discusión siguiente, la dimensión unidad y_1 , estará referida como el factor de tensión T_1 .

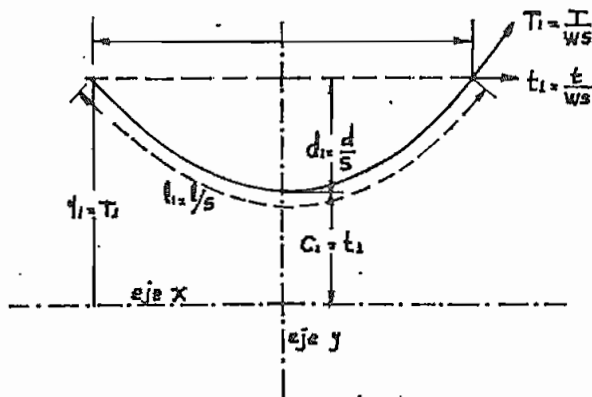


Figura (c)

En la figura c) las dimensiones unitarias son como siguen:

Flecha unidad:

$$d_1 = \frac{d}{s} = y_1 - c_1 = [\cosh (1/2 c_1) - 1] c_1$$

Longitud unitaria:

$$l_1 = \frac{l}{s} = 2c_1 \operatorname{Senh} (1/2 c_1)$$

Factor de tensión:

$$T_1 = y_1 = y/s = T/ws = c_1 \cosh (1/2 c_1)$$

$$t_1 = c_1 = c/s = t/ws$$

Todos los vanos que tienen la misma relación de flecha a vano, o la misma relación de longitud a vano, o el mismo factor de tensión están representados por la misma curva unitaria; y luego una breve tabulación comparativa listando las dimensiones unitarias puede ser preparada asumiendo valores de c_1 y calculando d_1 , l_1 y y_1 mediante las ecuaciones anteriores.

Diseño del vano .-

Los problemas de diseño del vano pueden ser divididos en 3 clases:

- a) La flecha en un vano, resultante de un conductor de peso dado a una tensión dada. (o a la inversa).
- b) Las flechas o tensiones resultantes de vanos desiguales o diferencias en elevación de los soportes.
- c) Las flechas resultantes por cambios en cargabilidad o temperaturas.

Cálculo de la flecha .-

Para el cálculo de la flecha tenemos que partir que el vano medio para líneas a 69 kV será de 180 metros, el vano máximo de 225 metros, altura de postes 16.50 metros, carga de rotura 900 Kgr. Los conductores que se utilizarán son N° 2/0, 4/0, 266.8 Mcm, 336.4 Mcm y 500 Mcm entre los principales. La temperatura máxima de diseño será de 50°C y la velocidad má-

xima del viento de 80 Km/hora. A manera de ejemplo se analizaron 3 tipos de conductores: 2/0, 4/0 y 336-4 Mcm.

Flecha en conductor 2/0 .-

Esfuerzo final .- De las tablas de características eléctricas para cables ACSR (T and D Westinghouse) el esfuerzo final - en lb. para conductor 2/0 es 5345 lb.

Tensión máxima .- La tensión máxima no debe exceder a la mitad del esfuerzo final en el conductor.

$$T \text{ máx.} = 2670 \text{ lb.}$$

Peso del conductor .- $w = 970 \text{ lb/milla} = 0.1838 \text{ lb/pie}$

Fuerza del viento .- Se ha considerado dos velocidades tipo: 20 Km/hora y 80 Km/hora

Para 20 Km/hora: $F_{v_{20}} = 0.0147 \text{ lb/pie}$

Para 80 Km/hora: $F_{v_{80}} = 0.2810 \text{ lb./pie}$

Peso resultante .- $Pr = w + F_v$

$V_1 = 20 \text{ Km/hora}$ $Pr_{20} = (0.1838 + 0.0147) \text{ lb/pie}$

$$Pr_{20} = 0.1985 \text{ lb/pie}$$

$V_2 = 80 \text{ Km/hora}$ $Pr_{80} = (0.1838 + 0.2810) \text{ lb/pie}$

$$Pr_{80} = 0.4648 \text{ lb/pie}$$

Factor de tensión .- $T1 = \frac{T}{wxs} = y1 = \frac{y}{s}$

$V1 = 20 \text{ Km/hora}$ $T1 = \frac{2670 \text{ lb.}}{0.1985 \frac{\text{lb.}}{\text{pie}} \times \frac{180}{0.3048} \text{ pies}} = 22.78$

$V2 = 80 \text{ Km/hora}$ $T1 = \frac{2670 \text{ lb.}}{0.4648 \frac{\text{lb.}}{\text{pie}} \times \frac{180}{0.3048} \text{ pies}} = 9.73$

De acuerdo a las cartas de Thomas (anexo N° 3.12 y anexo N° 3.13)

$y1 = 22.78$ $\begin{cases} d1 = 0.00549 \\ l1 = 1.0000807 \end{cases}$

$y1 = 9.73$ $\begin{cases} d1 = 0.01289 \\ l1 = 1.000444 \end{cases}$

Flecha .- $d = s \times d1$

$V1 = 20 \text{ Km/hora}$ $\begin{cases} d = 180 \text{ mts.} \times 0.0049 \\ d = 0.988 \text{ mts.} \end{cases}$

$V2 = 80 \text{ Km/hora}$ $\begin{cases} d = 180 \text{ mts.} \times 0.01289 \\ d = 2.32 \text{ mts.} \end{cases}$

Longitud del conductor en el vano .- $l = s \times l1$

$$V1 = 20 \text{ Km/hora} \quad \ell = 180 \text{ mts.} \times 1.0000807 = 180.015 \text{ mts.}$$

$$V2 = 80 \text{ Km/hora} \quad \ell = 180 \text{ mts.} \times 1.000444 = 180.08 \text{ mts.}$$

Flecha de conductor 4/0 Penguin.-

Esfuerzo final: 8420 lb.

Tensión máxima: 4210 lb.

Peso del conductor: $w = 432.50 \text{ Kgr/km} = 0.2901 \text{ lb./pie}$

Fuerza del viento.-

20 Km/hora: $Fv_{20} = 0.0172 \text{ lb/pie}$

80 Km/hora: $Fv_{80} = 0.3246 \text{ lb/pie}$

Peso resultante.-

20 Km/hora: $Pr_{20} = (0.2901 + 0.0172) \text{ lb/pie} = 0.3073 \text{ lb/pie}$

80 Km/hora: $Pr_{80} = (0.2901 + 0.3246) \text{ lb/pie} = 0.6147 \text{ lb/pie}$

Factor de tensión .-

$$20 \text{ Km/hora} \rightarrow T1 = \frac{4210 \text{ lb.}}{0.3073 \frac{\text{lb.}}{\text{pie}} \times \frac{180}{0.3048} \text{ pies}} = 23.20$$

$$80 \text{ Km/hora} \rightarrow T1 = \frac{4210 \text{ lb.}}{0.6147 \frac{\text{lb.}}{\text{pie}} \times \frac{180}{0.3048} \text{ pies}} = 11.597$$

Según las cartas de Thomas

$$y_1 = T_1 = 23.20 \quad \rightarrow \quad \begin{cases} d_1 = 0.00545 \\ d_1 = 1.000079 \end{cases}$$

$$y_1 = T_1 = 11.597 \quad \rightarrow \quad \begin{cases} d_1 = 0.01070 \\ d_1 = 1.000310 \end{cases}$$

Flecha .-

$$20 \text{ Km/hora} \quad d_1 = 0.98 \text{ mts.}$$

$$80 \text{ Km/hora} \quad d_1 = 1.926 \text{ mts.}$$

Longitud del conductor en el vano .-

$$20 \text{ Km/hora} \quad \ell = 180.014 \text{ mts.}$$

$$80 \text{ Km/hora} \quad \ell = 180.06 \text{ mts.}$$

Flecha en conductor 336.4 Mcm..-

$$\text{Esfuerzo final:} \quad 14050 \text{ lb.}$$

$$\text{Tensión máxima:} \quad 7025 \text{ lb.}$$

$$\text{Peso del conductor:} \quad w = 2442 \text{ lb/milla} = 0.4627 \text{ lb/pie}$$

Fuerza del viento .-

$$F_{v20} = 0.0201 \text{ lb/pie}$$

$$F_{v80} = 0.3783 \text{ lb/pie}$$

Peso resultante .-

$$Pr_{20} = 0.4828 \text{ lb/pie}$$

$$Pr_{80} = 0.8410 \text{ lb/pie}$$

Factor de tensión .-

$$20 \text{ Km/hora} \rightarrow T_1 = 24.6390$$

$$80 \text{ Km/hora} \rightarrow T_1 = 14.1447$$

Según las cartas de Thomas:

$$y_1 = T_1 = 24.6390 \quad \left\{ \begin{array}{l} d_1 = 0.00510 \\ l_1 = 1.000070 \end{array} \right.$$

$$y_1 = T_1 = 14.1447 \quad \left\{ \begin{array}{l} d_1 = 0.00860 \\ l_1 = 1.000195 \end{array} \right.$$

Flechas .-

$$20 \text{ Km/hora} \quad d = 0.918 \text{ mts.}$$

$$80 \text{ Km/hora} \quad d = 1.548 \text{ mts.}$$

Longitud del conductor en el vano .-

$$20 \text{ Km/hora} \quad = 180.013 \text{ mts.}$$

$$80 \text{ Km/hora} \quad = 180.035 \text{ mts.}$$

Flecha y vano verdadero .-

La longitud de la catenaria unitaria, corresponde al vano verdadero en consideración, es la base por la cual las flechas y tensiones son determinadas para cualquier condición de temperatura o cargabilidad. Esta longitud de catenaria no es usada directamente; en lugar de esto se utiliza la longitud no es forzada que se encuentra por la subtracción del estiramiento elástico del conductor, de la longitud de la catenaria.

$$\text{Estiramiento/pie} = P/e$$

$$P = \text{esfuerzo en lb/pulg}^2$$

$$E = \text{módulo de elasticidad}$$

Esfuerzo final de los conductores .-

<u>Calibre</u>	<u>Esfuerzo final lb/pulg²</u>	<u>Area (A) pulg²</u>
2/0	17017	0.1569
4/0	16914	0.2489
336.4 Mcm	17205	0.4083

Módulo de elasticidad final .-

Se considera un valor recomendable de:

$$G = 11'500'000$$

Cálculo de la flecha para conductor 2/0 para $v = 20$ Km/hora.-

$$e = \frac{17017}{11500000} = 0.00148 \text{ pies/pie}$$

Para la longitud unitaria de 1.0000807 tendremos:

$$l_1' = 1.0000807 \times 0.00148 = 0.0014801 \text{ pies}$$

La longitud no es forzada a 0°C : $l_0 (0^\circ\text{F}) = l_1 - l_1'$

$$l_0 (0^\circ\text{F}) = 1.0000807 - 0.0014801 = 0.9986006 \text{ pies}$$

Cambio de temperatura a 120°F (50°C)

$$l[t (^\circ\text{F})] = t (^\circ\text{F}) \times \text{CE} \left(\frac{1}{^\circ\text{F}} \right)$$

t = incremento de temperatura

CE = coeficiente de expansión

$$l(120^\circ\text{F}) = 120 \times 0.0000105 = 0.00126$$

$$l_{\text{no esforzada a } 120^\circ\text{F}} = l_0 (120^\circ\text{F}) = 0.9986006 + \\ + 0.00126 = 0.99986.$$

Si suponemos que el módulo es constante, la curva de es tiramiento es una línea recta determinada por 2 puntos cualesquiera, por ejemplo, la longitud no forzada y la longitud correspondiente a cualquier factor de tensión tal como 9.0

$$\text{Esfuerzo} = \frac{F}{A} = 9 \times 591 \text{ pies} \times 0.1838 \text{ lb/pie} = 977.6 \text{ lb.}$$

Lo que da un estiramiento de:

$$e_1 = l_0 (120^\circ\text{F}) \times \left[\frac{F}{A} \times E \right]$$

$$e_1 = 0.99986 \times \left[977.6 / (0.1569 \times 10250000) \right] = 0.000608$$

Longitud unitaria para FT = 9.0:

$$l_0 (120^\circ\text{F}) = 0.99986 + 0.000608 = 1.0004677$$

Según las cartas de Thomas, corresponde a una flecha unitaria de:

$$d_1 = 0.01368$$

Flecha verdadera:

$$180 \text{ mts.} \times 0.01368 = 2.46 \text{ mts.}$$

Para V = 80 Km/ hora:

$$e = 0.00148$$

$$l_1' = 1.000444 \times 0.00148 = 0.00148$$

$$l_0 (0^\circ\text{F}) = 1.000444 - 0.00148 = 0.998964$$

$$l(120^\circ\text{F}) = 0.00126$$

$$l_0 (120^\circ\text{F}) = 0.998964 + 0.00126 = 1.000224$$

$$e_1 = 1.000224 \times [977.6/0.1569 \times 10250.000]$$

$$= 0.000608$$

$$l_0 = (120^\circ\text{F}) = 1.000224 + 0.000608$$

$$= 1.000832$$

Según las cartas de Thomas, corresponde a una flecha unitaria:

$$d_1 = 0.01759$$

$$\text{Flecha verdadera} = 3.17 \text{ mts.}$$

En resumen se llega a los siguientes valores:

Conductor	Flecha (mts.)	
	20Km/hora	80 Km/hora
Nº 2/0 ACSR	2.46	3.17
Nº 4/0 ACSR	2.39	2.92
Nº 336 Mcm	1.83	2.21
Nº 500 Mcm	1.72	2.12

Características de las estructuras .-

Las estructuras tipo para líneas de subtransmisión a 69 kV, serán de postes de hormigón de sección rectangular y con agujereamiento apropiado para fijación de los elementos mediante pernos pasantes a través del poste.

Altura de postes	16.50 metros
Carga de rotura	900 Kgr
Vano máximo	225 metros
Vano medio	180 metros
Soportes por Km.	5.5

En el anexo adjunto N° 3.6 se indica la configuración de las estructuras que se han adoptado para líneas a 69 kV.

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO EN LINEAS A 69 KV:

Para el cálculo de la sección económica se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Demanda.- La carga o potencia de diseño para las líneas a 69 kV se realizó en base a la demanda actual y la proyección hasta el año 1990, para el efecto se hizo la consideración de cargas concentradas a nivel de subestación suponiendo un factor de diversificación de la demanda de 0.95. En el anexo N° 3.4 se indica la demanda integrada en kVA prevista hasta el año de 1990..

2. Factor de potencia .- El factor de potencia se considera que tendrá una variación de 0.90 hasta 0.85 inductivo, valores aceptables si se toma en cuenta que actualmente el mercado en los diferentes centros de consumo es auténticamente residencial y que en el futuro el grado de industrialización aumentará notablemente.
3. Curva de carga diaria.- Se ha tomado una curva de carga diaria de un día medio de trabajo, lo cual nos indica que la demanda tendrá un valor de 100% durante 3 horas, 50% durante 11 horas y 30% durante 10 horas. En el anexo 3.5 se indica una curva típica de carga diaria representativa del Sistema Manabí, correspondiente a un día medio de trabajo. Considerando que en un año sufre variaciones, se puede llegar a un día promedio típico estimativo representado en la figura 3.5.1, en donde la demanda tendrá un 30% durante 10 horas, un 50% durante 11 horas y un pico de demanda de 100% durante 3 horas.
4. Regulación .- Se ha fijado una regulación límite máxima que va del orden de 10 hasta 13%, en todo caso si el resultado no es satisfactorio debe mejorarse mediante reguladores, condensadores, en ningún caso se debe regular con aumento de calibre de conductor.
5. Costo de conductores .-
6. Costo de la energía \$/ 0.35 / kWh.

7. El sistema se considera trifásico.
8. Distancia entre los diferentes centros de consumo donde se ubicarán las subestaciones:

<u>Línea a 69 kV.</u>	<u>Distancia en Km.</u>
Chone-San Isidro	44
Chone - Tosagua	20
Tosagua - Bahía	40
Tosagua - Rocafuerte	34
Rocafuerte - Portoviejo	17
Portoviejo - Manta	36
Portoviejo - Sta. Ana	25
Santa Ana - Sucre	8
Sucre - Jipijapa	25
Jipijapa - Paján	40

METODOLOGIA EMPLEADA PARA EL CALCULO DE CONDUCTOR ECONOMICO

Regulación .- Para el cálculo de regulación se usará el método de kVA x mts, para el efecto es necesario obtener una tabla de valores de regulación para un valor de 1%. (anexo 3.6). El procedimiento de cálculo se indica a continuación:

Método kVA - metros: Caso trifásico

Voltaje 69000/39836 voltios

$$\text{kVA } 3 \emptyset \times \text{mts.} = \text{kVff} \times \frac{\xi 3 \emptyset}{G}$$

$$\text{kVA } 3 \phi \times \text{mts.} = 69.0 \times \frac{690}{G}$$

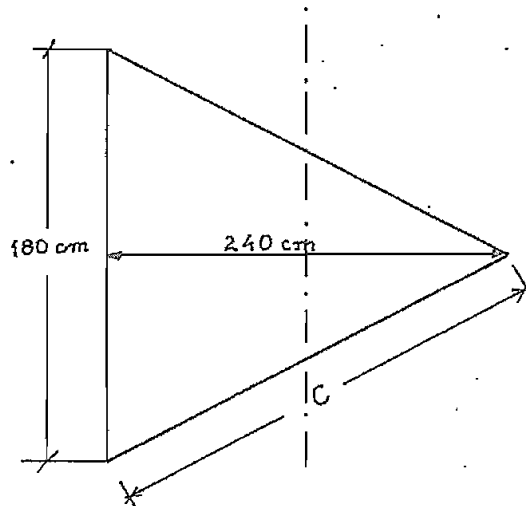
$$\text{kVA } 3 \phi \times \text{mts.} = \frac{47610}{G}$$

kVff = voltaje fase-fase

$\xi 3 \phi$ = pérdidas de voltaje en voltios adoptados.

$$G = r_L \cdot \text{Cos } \phi + x_L \cdot \text{Sen } \phi$$

Espaciamiento Delta equivalente.-



Tomado de Standard Handbook Fink and Carroll.

$$C = \sqrt{0.9^2 + 2.4^2} = \sqrt{0.81 + 5.76}$$

$$= 2.56 \text{ mts.}$$

Díametro medio equivalente .-

$$\text{GMD} = \sqrt[3]{1.8 \times 6.57}$$

$$\text{GMD} = 2.275 \text{ mts.}$$

$$\text{GMD} = 7.464 \text{ pies}$$

$$\text{GMD} = 7' 5.57''$$

$$x_d = 0.2445 \text{ ohm/cond} \times \text{milla}$$

$$x_d = 0.1520 \text{ ohm/cond} \times \text{Km}$$

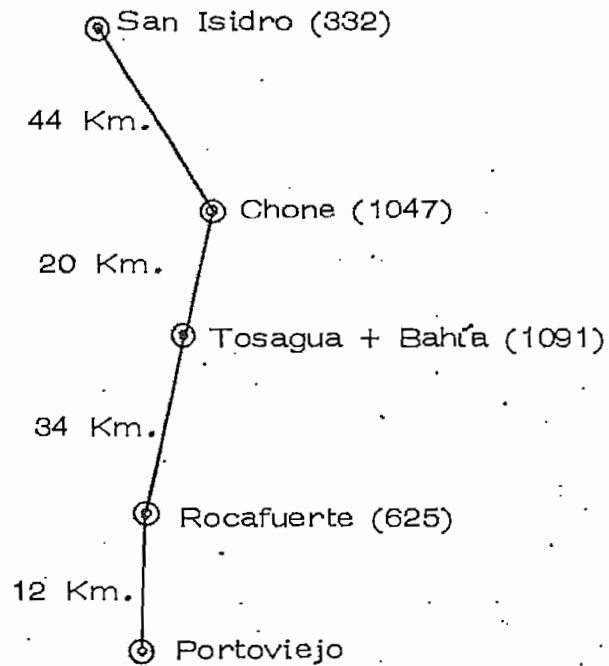
En el anexo N° 3.7 se indica la configuración de las estructuras adoptadas para las líneas a 69 kV.

Ejemplo : Línea Portoviejo - San Isidro

$$\text{Longitud} = 115 \text{ Km}$$

$$\text{Conductor calibre ACSR } 266.8 \text{ Mcm}$$

De acuerdo al gráfico de la página siguiente los kVA x Km en el ramal Portoviejo - San Isidro serán:



* Valores en paréntesis están en kVA.

$$\begin{aligned} \text{kVA} \times \text{Km} &= 625 \times 17 + 1091 \times 51 + 1047 \times 71 + 332 \\ &\times 115 = 177783. \end{aligned}$$

$$R\%_{(fp = 0.9)} = \frac{177783 \text{ kVA} \times \text{Km}}{88330 \text{ kVA} \times \text{Km}} = 100$$

$$R = 2.02 \%$$

Pérdidas totales en kW .-

$$p = \left(\frac{\text{kVA}}{\text{kV}} \right)^2 \times r \times S$$

kVA = Demanda en kVA de la línea

kV = Voltaje fase-fase en el punto de regulación 2.02%

r = Resistencia del conductor en ohm/Km.

S = Distancia virtual = $\frac{\text{kVA} \times \text{Km}}{\text{kVA}}$

Para el ejemplo de referencia, las pérdidas de potencia a la hora de máxima demanda será:

$$P_{100\%} = \left[\frac{3095}{67.63} \right]^2 \times 0.343 \frac{\text{ohm}}{\text{Km}} \times 57.44 \text{ Km} = 41.5 \text{ kW.}$$

Para el 30% y 50% de la demanda máxima tendremos:

$$p_{30\%} = 41.5 \times 0.09 = 3.7$$

$$p_{50\%} = 41.5 \times 0.25 = 10.4$$

Pérdidas de energía en MWh/año.-

La demanda máxima tiene una duración promedio de 3 horas, por lo tanto las pérdidas de energía serán:

$$pe_{100\%} = 41.5 \text{ kW} \times 3 \text{ h} = 124.5 \text{ kWh}$$

Durante 10 horas la demanda es de 30% de la demanda máxima, por lo tanto:

$$pe_{(30\%)} = 3.7 \text{ kW} \times 10 \text{ h} = 37.0 \text{ kWh}$$

$$pe_{(50\%)} = 10.4 \text{ kW} \times 11 \text{ h} = 114.4 \text{ kWh.}$$

$$\begin{aligned} \text{Pérdidas por año} &= 275.9 \text{ kWh} \times 365 \text{ días} \\ &= 100.7 \text{ MWh/año} \end{aligned}$$

Los resultados de los cálculos de conductor económico en líneas a 69 kV se indican en los anexos 3.8 del 1 al 11.

Para las líneas a 34.5, se han determinado los cálculos de conductor a partir únicamente de la regulación, pérdidas de potencia y energía. Los resultados se indican en los anexos 3.11.

Líneas a 34.5 kV - Método kVA - metros .-

Caso Trifásico:

Voltaje 34500 volt/19920 volt.

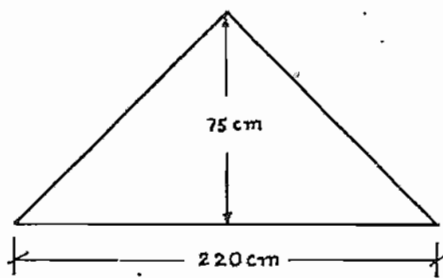
$V_{ff} = 34500 \text{ volt.}$

$V_{f-n} = 19920 \text{ volt.}$

$$\begin{aligned} \text{kVA } -3 \phi \times \text{mts} &= \text{kVff} \times \frac{\xi 3 \phi}{G} \\ &= 34.5 \times \frac{345}{G} \quad \text{para Regul.} = 1\% \end{aligned}$$

$$\text{kVA } 3 \phi \times \text{mts} = \frac{11902}{G}$$

Espaciamiento delta equivalente



$$L = \sqrt{110^2 + 75^2}$$

$$L = \sqrt{17725}$$

$$L = 133.137 \text{ cm.}$$

$$\text{GMD} = \sqrt{220 \times (133,137)^2}$$

$$\text{GMD} = \sqrt{3.899.500}$$

$$\text{GMD} = 157.4 \text{ cm.}$$

$$\text{GMD} = 5.16 \text{ pies}$$

$$\text{GMD} = 5 \text{ pies } 1.92 \text{ pulg.}$$

$$x_d = 0.1993 \text{ ohm/cond./millas}$$

$$x_d = 0.1239 \text{ ohm/cond./Km.}$$

En el anexo N^o 3.9 se indica una tabla de regulación referida a 1% y en el anexo N^o 3.10 se grafiza las estructuras adoptadas para esta clase de líneas.

CONCLUSIONES SOBRE LOS CALCULOS DE LA SECCION ECONOMICA .-

Se han analizado los diferentes tramos de líneas a 69 kV desde 2 puntos de vista: Regulación de tensión y la sección económica tomando en cuenta el costo de las pérdidas de energía reducidas al valor presente en el momento que entrarán en operación los diferentes tramos de línea.

TRAMO PORTOVIEJO- SAN ISIDRO .-

Se analizaron los cálculos para conductores 300 Mcm, - 266.8 Mcm y 4/0 ACSR, resultando el más económico el número 4/0-ACSR; en cuanto a la regulación podemos ver según los anexos Nos. 3.8 que existen mayores pérdidas en el conductor calibre N^o 4/0, en cambio el conductor 300 Mcm tiene una regulación aceptable pero su costo reducido al valor presente es superior a los otros. Un conductor 266.8 Mcm nos asegurará una regulación bastante adecuada y un costo que sin ser el más económico se justifica plenamente.

TRAMO PORTOVIEJO - MANTA.-

De los cálculos se desprende que el más económico es el conductor calibre 336.4 Mcm con respecto al conductor 500Mcm

ACSR. Sin embargo, la regulación para el primero es más alta con respecto al segundo, notemos que aún para conductor 500 Mcm la regulación no es muy adecuada. Si se eligiera - calibre 500 Mcm la línea se encarecería, pues se necesita estructuras de acero. En consecuencia es justificable un conductor 386.4 Mcm, que se adapta muy bien a las estructuras de hormigón.

TRAMO PORTOVIEJO - PAJAN.-

Se han analizado 3 calibres: 266.8 Mcm, 4/0 y 2/0 ACSR, resultando más económico el número 2/0. Desde el punto de vista de regulación es más conveniente el de calibre 266.8 Mcm, pero su costo es relativamente alto; partiendo del hecho de eficiencia y seguridad de suministro de energía se debería adoptar un conductor N° 4/0 ACSR.

TRAMO TOSAGUA - BAHIA .-

Se estudiaron 3 calibres: 2, 1/0 y 2/0, resultando más económico el conductor calibre N° 2, siguiéndole el número - 1/0, pero ninguno de estos 2 calibres reúnen las condiciones de seguridad mecánica, razón por la cual se ha adoptado un calibre N° 2/0 ACSR. La regulación está de acuerdo con los límites exigidos por las normas de INECEL.

3.4 Subestaciones de Distribución.-

Como se indicó anteriormente las subestaciones de distribución son las partes del sistema diseñadas para recibir la energía.

gía desde un voltaje considerablemente alto, y convertirlo a un voltaje más adecuado para distribución local, para luego distribuirlos hacia los alimentadores primarios a través de un equipo de desconexión diseñado para proteger de fallas eventuales en el servicio.

La energía puede ser recibida indistintamente, presentándose los siguientes casos:

- a) A un voltaje elevado y transformarlo a un voltaje más bajo.
- b) Como corriente alterna para convertirlo en corriente directa; y,
- c) Como corriente alterna a una frecuencia determinada y distribuirla a otra frecuencia.

Algunos aspectos importantes intervienen en el diseño de una subestación y entre los más importantes se debe dar importancia a la localización general, al tamaño y demás características de nuevas subestaciones y a la ampliación o relocalización de subestaciones existentes. El diseño además deberá tener un criterio técnico económico en lo que se refiere al tamaño, número de circuitos futuros, etc.

Las subestaciones pueden ser de tipo normal en las cuales las operaciones de interrupción son controladas por relays los cuales sacan de servicio a los transformadores cuando existen

variaciones importantes de la carga, en consecuencia los breakers conectados a los alimentadores primarios son cerrados y recerrados después de que fueron abiertos por los relays de sobrecarga.

De control remoto o control automático son a menudo usadas cuando aquellas están situados a una distancia considerable de los centros de consumo. En tales casos cables de hilo piloto proporcionan al operador las indicaciones de operación de los breakers de los circuitos en la subestación desatendida y facilitan para que el operador abra o cierre los breakers como lo desee. Microondas de radio y corriente portadora también son usadas para enlaces de control - remoto en distancias dentro de un alcance económico del hilo piloto.

3.4.1 Barraje de Alta Tensión. -

Sobre la elección de un tipo adecuado de barraje en - alta y baja tensión de las subestaciones de distribución, se debe analizar desde 2 puntos de vista:

- 1) Técnico, es indudable que el sistema en general debe reunir 3 condiciones: seguridad, continuidad de servicio y sencillez del equipo de operación.
- 2) Económico, es un aspecto que se debe analizar con - cuidado, un equipo caro, puede ser muy seguro, pero no olvidemos que a costa de esa seguridad, traiga como consecuencia la eliminación de personal.

No es posible fijar normas definidas para las conexiones en las estaciones transformadoras, ya que cada caso particular requiere de un estudio adecuado para proveer las barras, estructuras, etc; de forma que se obtenga la flexibilidad del funcionamiento y la continuidad de servicio más adecuado para la explotación, con unos gastos máximos de instalación, operación y mantenimiento.

Dividiremos a los circuitos de una subestación en 2 grupos:

- a) Circuitos principales
- b) Circuitos auxiliares

Los primeros son los que se disponen para la distribución y transformación de la corriente eléctrica que se debe suministrar a los consumidores; y los segundos son necesarios para la vigilancia y control de las instalaciones.

Estudiaremos algunos tipos de conexión con cierto detalle:

Juego de barras sencillo.— Es el representado en la figura a) que a la vez es el más simple desde el punto de vista operativo, y a la vez es el más económico. Es muy utilizado en instalaciones de pequeña potencia y en aquellos casos en que se admiten cortes de servicio con algunas frecuencias.

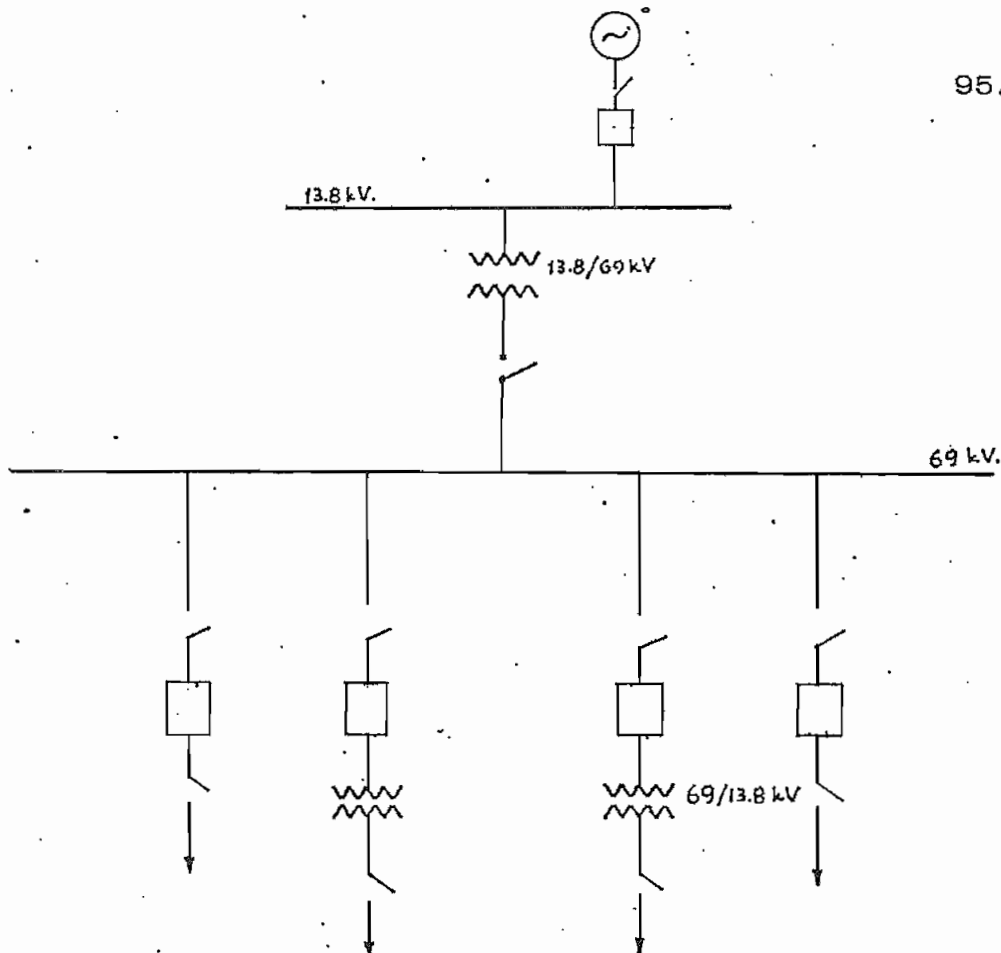


Figura (a)

Las ventajas de este sistema son: Instalaciones simples, una maniobra sencilla y un costo bastante reducido. Por otra parte tiene los inconvenientes de que una avería en las barras interrumpe totalmente el servicio. La revisión de un disyuntor elimina de servicio el correspondiente alimentador; no es posible alimentar separadamente de una o varias salidas. Cuando se trata de ampliar la subestación resulta imposible ya que necesariamente hay que ponerla fuera de servicio.

Para asegurar continuidad de servicio, se puede seccionar la barra (figura b) con lo cual se consigue que, en el caso de una falla en las barras solo queda limitada al sector afectado, abriendo el disyuntor de seccionamiento. Con esta disposición es posible una mayor flexibilidad en el funcionamiento de la su

bestación, como también para los trabajos de mantenimiento e inspección de la misma.

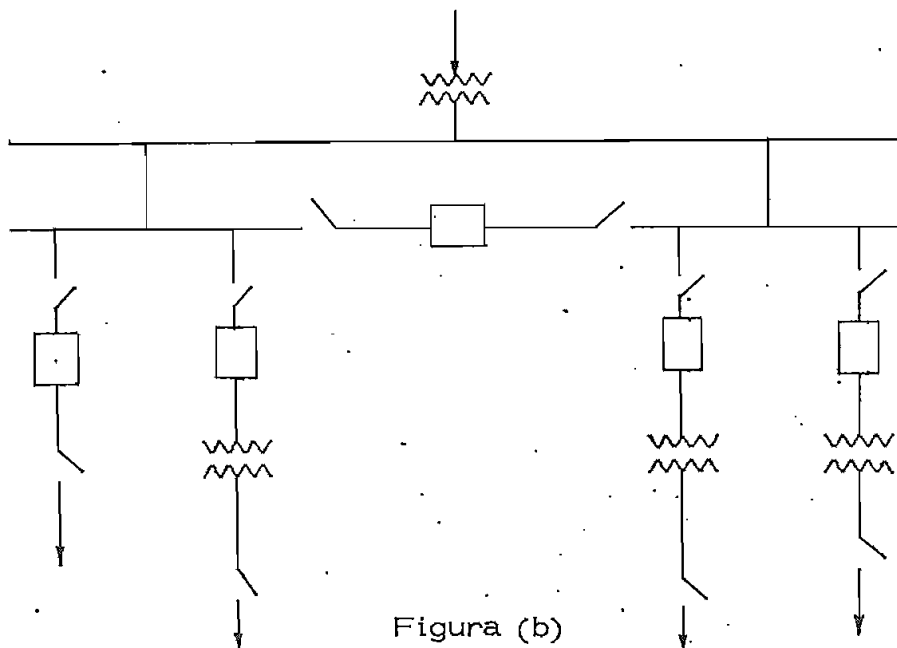


Figura (b)

Las restricciones indicadas anteriormente son válidas para cada una de las secciones en que se divide el conjunto. A notemos que, este tipo se complica debido a que el sistema de protecciones se vuelve más complejo.

Para evitar los inconvenientes que resultan de poner fuera de servicio los alimentadores por trabajos de mantenimiento y de inspección de los disyuntores, es conveniente instalar seccionadores en derivación con los disyuntores (by-pass). Esta disposición de la figura C tiene el inconveniente de que si se produce una falla durante el período de tiempo en que el disyuntor está abierto, se produce la desconexión simultánea de los disyuntores de las líneas restantes.

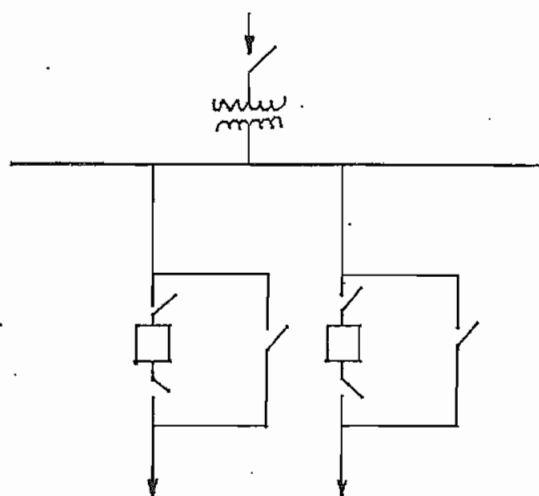


Figura (c)

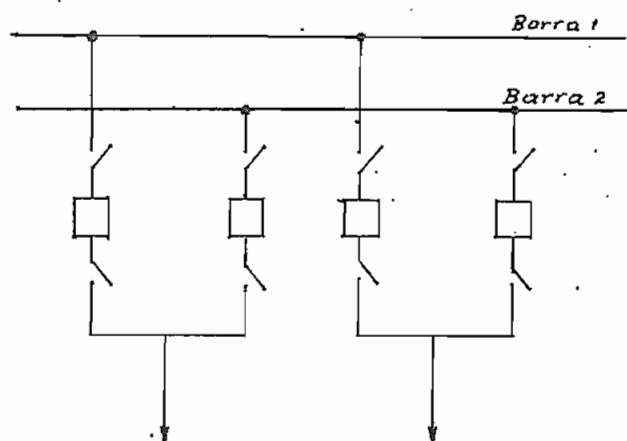


Figura (d)

Otro sistema mucho más costoso es el utilizar en el juego de barras dobles, disyuntores dobles. El campo de aplicación de la disposición de las figuras d) y e) se limitan generalmente a estaciones de centrales eléctricas de gran potencia, o en instalaciones importantes donde la continuidad de servicio es fundamental.

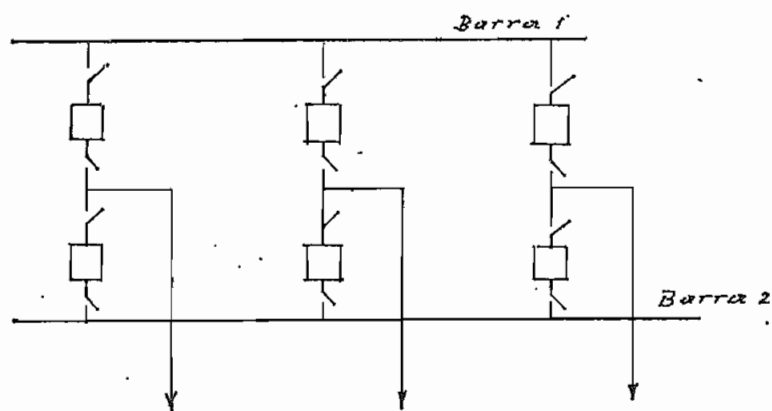
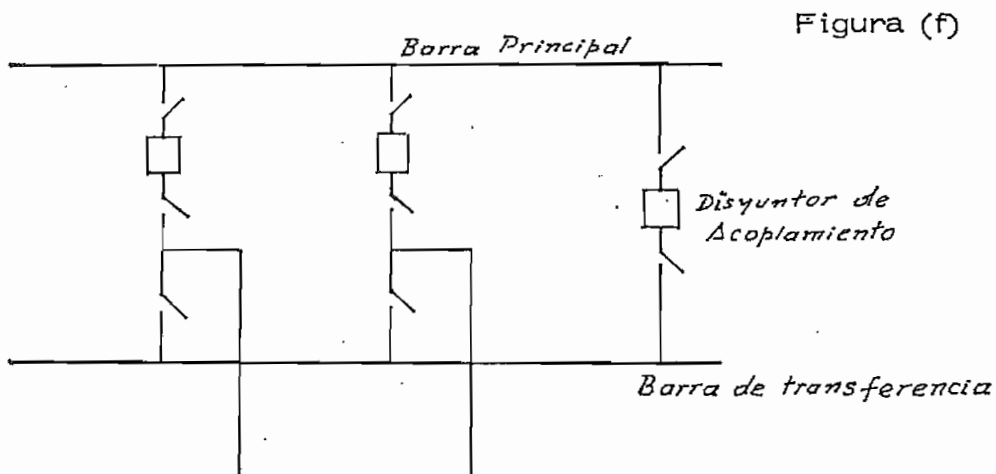


Figura (e)

Si se produce una avería en uno de los disyuntores de líneas o en uno de los juegos de barras generales, el sistema de protección provoca automáticamente la conmutación sobre el otro juego de barras, sin que se interrumpa el servicio. Los seccionadores de barra dobles permanecen siempre cerrados. No es necesario disyuntor de acoplamiento de barras, pero los elementos de la subestación tales como disyuntores, transformadores de medida, etc, deben duplicarse.

Muchas veces se adopta el sistema de juego de barras principales y barras de transferencia, que permite diferentes variantes, de acuerdo con el número de seccionadores utilizados.

La variante representada en la figura f) utiliza un juego de barras de transferencia y uno de barras principales. Con esta disposición se consigue un mejor trabajo sobre los disyuntores sin dejar fuera de servicio las líneas o los transformadores.



La inspección y trabajos en los seccionadores obliga a dejar fuera de servicio la barra correspondiente. Si se produce una avería en la barra principal, que por cierto es muy remota, el sistema queda fuera de servicio; a pesar de estos problemas, esta solución es muy empleada en sistemas de tensiones de servicio medianamente altas. Una medida de seguridad, es disponer de un sistema de bloques de la operación de los seccionadores en el disyuntor de acoplamiento de barras.

Del análisis de los diferentes tipos indicados anteriormente podemos sacar las siguientes conclusiones:

El tipo más indicado para el conexionado de subestaciones del sistema de Manabí es el indicado en la figura c) que corresponde al juego de barras sencilló, con seccionadores en by-pass. Este tipo reúne las siguientes condiciones:

1. Instalación simple y maniobras sencillas
2. Complicación mínima en las conexiones.
3. Continuidad de servicio a los usuarios, excepto si la falla ocurriera en las barras, que por cierto es muy remota.
4. Los trabajos de revisión o reparación de equipo se facilita por cuanto se puede operar los seccionadores en by-pass.
5. El costo de las instalaciones es relativamente bajo.

3.4.2 Capacidad de las subestaciones .-

La selección de la capacidad en kVA de una subestación de distribución y las capacidades tanto en alto como en bajo voltaje, está asociada con el conjunto total del planeamiento y diseño del sistema de distribución. Los factores que influyen en la selección de los transformadores de bajada, disyuntores de circuito o interruptores, y los reguladores de voltaje están íntimamente ligados con las relaciones existentes entre carga y capacidad de la subestación de distribución. Puede ocurrir que una área extensa puede ser servida por muchas subestaciones de distribución cada una de las cuales con una capacidad en kVA relativamente baja o también que esta área sea servida por un número muy pequeño de subestaciones de mucha mayor capacidad en kVA.

Como el sistema está en continuo crecimiento, la capacidad de los transformadores, el equipo de desconexión, las líneas de subtransmisión y los circuitos alimentadores primarios deben ser aumentados en incrementos de tal manera que la inversión resulte ante todo práctica y económica.

Revisando el anexo N° 3.4 en el cual se indica la previsión de la demanda integrada en kVA en el período comprendido 1973 - 1990, se ha llegado a establecer las capacidades de las subestaciones, basadas en las normas NEMA 7-27-1955. Se ha procurado en lo posible una normalización y reducción de voltajes, de esta manera se consigue que, cuando una unidad transformadora sale fuera de servicio por incremento de la demanda del sector, inmediatamente puede ser trasladada a otro

sitio que reúne las características de dicha unidad.

Primario: 67.000 voltios (delta)

Taps : kVA nominales 70.600; 68.800; 65.200;
63.400 voltios.

Impedancia con cambiador de taps bajo carga: 7.5%

Secundario: 13.800 voltios (estrella).

Capacidad de las Subestaciones: Año 1990

Sitio de la Subestación	Demanda Año 1990 (kVA)	Número de Unid.	(1) Capacidad en kVA	
			Auto enfriado	Enfriado con aire forzado continuo.
San Isidro	1206	1	1500	1725
Chone	6578	2	3750	4687
Tosagua	2790	2	1500	1725
Bahía	1397	1	1500	1725
Rocafuerte	2150	2	1500	1725
Portoviejo	15139	3	5000	6250
Manta	54078	5	10000	12500
Santa Ana	1279	1	1500	1725
Sucre	1599	1	1500	1725
Jipijapa	4664	2	2500	3125
Paján	1573	1	1500	1725

(1) Valores tomados de "Distribution Systems" de la Westinghouse.

PERDIDAS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

Las pérdidas que se producen en las subestaciones de distribución son prácticamente despreciables, aún más si partimos del hecho de que la tecnología moderna ha experimentado grandes progresos en cuanto se refiere a los sistemas de refrigeración, aislamiento, etc, que hacen que dichas pérdidas se reduzcan notablemente.

Las pérdidas en los transformadores de las subestaciones son de dos tipos: las de vacío y las pérdidas en los arrollamientos debido a la corriente de carga.

Las pérdidas en vacío se mantienen invariables con inducción constante en el hierro. A tensión constante, resultan por lo tanto, prácticamente constantes y casi independientes de la carga.

Las pérdidas en los arrollamientos varían con el cuadrado de la intensidad.

En consecuencia las pérdidas totales en kW vienen expresadas por la fórmula:

$$P_v = P_0 + n^2 P_1$$

P_0 = pérdidas en vacío en kW (pérdidas en el hierro)

P_1 = pérdidas en los arrollamientos debidas a la corriente de carga en kW (pérdidas de cobre).

n = relación entre la carga momentánea y la potencia nominal.

P_v = pérdidas totales en kW.

Estas pérdidas las podemos expresar como un porcentaje de la carga. Si suponemos que las pérdidas totales son del orden del 1.5%, el 0.5% corresponden aproximadamente a pérdidas en vacío que son prácticamente constantes, y el 1% restantes corresponderán a las pérdidas en los arrollamientos (cobre).

PERDIDAS DE POTENCIA ALTERNATIVA 69 kV/13.8 kV

En consecuencia las pérdidas en vacío para los diferentes transformadores de las subestaciones, voltaje 69/13.8 kV serán:

Subestación	Capacidad (kVA)	Factor de potencia	Capacid. (kW)	Pérd. (kW)
San Isidro	1 x 1500	0.85	1 x 1275	6.37
Chone	2 x 3750	0.85	2 x 3187	31.87
Tosagua	2 x 1500	0.85	2 x 1275	12.75
Bahía	1 x 1500	0.85	1 x 1275	6.37
Rocafuerte	2 x 1500	0.85	2 x 1275	12.75
Portoviejo	3 x 5000	0.85	3 x 4250	63.75
Manta	5 x 10000	0.85	5 x 8500	212.50
Santa Ana	1 x 1500	0.85	1 x 1275	6.37
Sucre	1 x 1500	0.85	1 x 1275	6.37
Jipijapa	2 x 2500	0.85	2 x 2125	21.25
Paján	1 x 1500	0.85	1 x 1275	6.37

Las pérdidas de potencia en los arrollamientos y las pérdidas totales se indican en los anexos Nos. 3.14 y 3.15. Anotemos que en el momento que el transformador de una subestación en funcionamiento, auto-enfriado, pase los límites de sobrecarga, debería utilizarse aire forzado continuo, trayendo como consecuencia una disminución de las pérdidas.

PERDIDAS DE ENERGIA ALTERNATIVA 69/13.8 KV.

Las pérdidas de energía para la alternativa de 69 kV, - han sido desarrolladas tomando en cuenta la curva típica de carga del mes más significativo en lo que se refiere a la demanda. Dicha curva típica diaria indica que la demanda será aproximadamente el 30% durante más o menos 10 horas, el 50% durante 11 horas y el 100% durante 3 horas.

El procedimiento seguido para el cálculo de las pérdidas se indica a continuación:

En el anexo N° 3.15 se encuentran determinadas las pérdidas totales de potencia en las subestaciones, partiendo del hecho de que, corresponde a la hora de máxima demanda. Las pérdidas cuando la demanda es el 50% de la demanda máxima (p 100%) corresponden a un 25% de las pérdidas a la hora de máxima demanda, $p(50\%) = 0.25 p(100\%)$, ya que las pérdidas de potencia son directamente proporcionales con el cuadrado de la carga expresada en kVA. Cuando la demanda es el 30%, las pérdidas representan un 9% de las pérdidas de máxima de-

manda, $p(30\%) = 0.09 \times p(100\%)$. Todos los valores están expresados en kW.

Las pérdidas de energía totales en un año son las que se indican a continuación:

$$p_e(100\%) = p(100\%) \text{ (kW)} \times 3 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}}$$

$$= 1095 p(100\%) \text{ MWh/año}$$

$$p_e(50\%) = 0.25 \times p(100\%) \times 11 \times 365 = 1003.75 p(100\%)$$

MWh/año.

$$p_e(30\%) = 0.09 \times p(100\%) \times 10 \times 365 = 328.5 p(100\%)$$

MWh/año

$$p_{eT} = p_e(100\%) + p_e(50\%) + p_e(30\%)$$

$$p_{eT} = (1095.0 + 1003.7 + 328.5) p(100\%) \text{ MWh/año}$$

$$p_{eT} = 2427.2 p(100\%) \text{ MWh/año}$$

En donde:

$p(100\%)$ = pérdidas de potencia a la hora de máxima demanda.

$p(50\%)$ = pérdidas de potencia a 50% de la demanda.

p (30%) = pérdidas de potencia a 30% de la demanda

p_e (100%) = pérdidas de energía a demanda máxima

p_e (50%) = pérdidas de energía a 50% de la demanda

p_e (30%) = pérdidas de energía a 30% de la demanda

p_{eT} = pérdidas totales.

En el siguiente cuadro se realiza el cálculo detallado, que nos sirve como ejemplo para encontrar las pérdidas de energía en los transformadores de las subestaciones de distribución.

Pérdidas de Energía Subestación S. Isidro Alternativa

Voltaje 69/13.8 kV.

Año	Pérdidas Totales			Pérdidas Energía MWh/año
	Demanda			
	30%	50%	100%	
	10 h. (kW)	11 h. (kW)	3 h. (kW)	
1975	-	-	-	
1976	-	-	-	
1977	-	-	-	
1978	-	-	-	
1979	0.69	1.91	7.63	18.54
1980	0.71	1.97	7.88	19.13
1981	0.74	2.04	8.18	19.85
1982	0.77	2.13	8.54	20.71
1983	0.81	2.25	9.00	21.84
1984	0.85	2.36	9.46	22.94

Pérdidas de Energía Subestación S. Isidro Alternativa

Voltaje 69/13.8 kV.

Año	Pérdidas Totales			Pérdidas Energía MWh/año
	DEMANDA			
	30%	50%	100%	
	10 h. (kW)	11 h. (kW)	3 h. (kW)	
1985	0.90	2.50	10.02	24.29
1986	0.96	2.66	10.65	25.84
1987	1.03	2.85	11.42	27.71
1988	1.11	3.07	12.30	29.85
1989	1.20	3.34	13.38	32.44
1990	1.31	3.65	14.61	35.43

Un resumen de los cálculos de pérdidas de energía en las subestaciones para la alternativa 69/13.8 kV se indican en el anexo N° 3.16.

PERDIDAS DE POTENCIA ALTERNATIVA 34.5/13.8 kW.

Para esta alternativa los cambios efectuados corresponden en la capacidad de las subestaciones y a los años de puesta en servicio de las mismas.

Para las pérdidas en vacío los cambios corresponden a las subestaciones de San Isidro, Rocafuerte, Santa Ana, por cuando se cambió la capacidad de los transformadores.

<u>Subestación</u>	<u>Capac. (kVA)</u>	<u>Factor potenc.</u>	<u>Capac. (kW)</u>	<u>Péridid. (kW)</u>
San Isidro	1x1000	0.85	1x850	4.25
Rocafuerte	2x1000	0.85	2x850	8.50
Santa Ana	1x1000	0.85	1x850	4.25

Las pérdidas en los arrollamientos de los transformadores están limitadas por la carga, siendo las siguientes expresadas en kW:

<u>Año</u>	<u>S. Isidro</u>	<u>Rocafuerte</u>	<u>Santa Ana</u>
1975	--	--	--
1976	--	--	--
1977	--	4.83	--
1978	--	5.91	1.02
1979	1.89	7.12	1.29
1980	2.26	6.53	1.60
1981	2.71	7.61	2.01
1982	3.26	8.72	2.47
1983	3.94	6.75	3.10
1984	4.64	7.85	3.85
1985	5.48	9.11	4.76
1986	6.42	10.62	5.90
1987	7.57	12.35	7.29
1988	6.73	14.40	6.83
1989	7.95	16.81	8.48
1990	9.35	17.00	10.51

Luego las pérdidas totales de estas subestaciones son como siguen:

(kW)

<u>Año</u>	<u>San Isidro</u>	<u>Rocafuerte</u>	<u>Santa Ana</u>
1975	--	--	--
1976	--	--	--
1977	--	9.08	--
1978	--	10.16	5.27
1979	6.14	11.37	5.54
1980	6.51	10.78	5.85
1981	6.96	11.86	6.26
1982	7.51	12.97	6.72
1983	8.19	15.25	7.35
1984	8.89	16.35	8.10
1985	9.73	17.61	9.01
1986	10.67	19.12	10.15
1987	11.82	20.85	11.54
1988	10.98	22.90	11.08
1989	12.20	25.31	12.73
1990	13.60	25.50	14.76

PERDIDAS DE ENERGIA ALTERNATIVA 34.5/13.8 kV.

Las pérdidas anuales de energía en las subestaciones para esta alternativa, se realizaron aplicando los mismos criterios - de la alternativa 69/13.8 kV. Las pérdidas de energía tan solamente cambian en las subestaciones de San Isidro, Rocafuerte y

Santa Ana, por cuanto en estas subestaciones se cambió la capacidad en kVA de los transformadores.

En resumen se tienen las siguientes pérdidas en MWh.

Alternativa 34.5/13.8 kV.

SUBESTACIONES

<u>Año</u>	<u>San Isidro</u>	<u>Rocafuente</u>	<u>Santa Ana</u>
1975	--	--	--
1976	--	--	--
1977	--	11.72	--
1978	--	14.35	2.45
1979	14.87	17.28	3.13
1980	15.83	15.85	3.87
1981	16.91	18.44	4.87
1982	18.25	21.15	6.00
1983	19.90	16.40	7.51
1984	21.52	19.06	9.35
1985	23.62	22.12	11.56
1986	25.91	25.77	14.30
1987	28.66	29.98	17.70
1988	26.64	34.97	16.57
1989	29.62	40.78	20.59
1990	33.00	41.26	25.56

3.4.3 Clases de Voltaje .-

El voltaje o tensión de servicio de una red no permanece constante sino que varía de acuerdo con las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico. Estas variaciones de tensión deben mantenerse dentro de los límites establecidos por las características de aislamiento de los equipos, para evitar la aparición de defectos debido a un inadecuado aislamiento. Por estas razones, los equipos que conforman una subestación transformadora están diseñados para una tensión nominal determinada y para una tensión máxima de servicio. Entendiéndose por tensión nominal, aquella tensión que debe existir en los terminales de toma del usuario y es la que consta en los contratos de suministro de energía eléctrica. La tensión de servicio en un punto cualquiera de un sistema eléctrico es el valor realmente existente en dicho punto, en un instante dado. El valor de la tensión de servicio puede variar en los diferentes puntos de la red, de tal manera que la tensión en los terminales de toma del usuario se mantenga dentro de los límites admisibles; pero es evidente que estas variaciones no deben exceder de un 10% aproximadamente de la tensión nominal del sistema (tensión máxima de servicio) para los efectos de ciertos aparatos de uso doméstico o de las instalaciones mismas.

De acuerdo a lo indicado anteriormente se ha determinado las tensiones nominales y máximas de servicio aplicables en nuestro medio tanto para la barra de alta como de baja tensión.

Tensión Nominal (kV)	Tensión máx. de servicio (kV)	Standard Basic Impulse Level BIL (kV)	Niveles de aisl. reducidos en uso (kV)
13.8	15	110	-
33.0	34.5	200	-
66.0	69.0	350	-
138.0	145.0	650	550
230.0	245.0	1050	900

El nivel básico de aislamiento BIL es muy importante sobre todo para el espaciamiento de barras pues constituye una práctica de diseño basada en la experiencia. Una normalización definitiva al respecto no ha sido alcanzada, pero la práctica indica que los espaciamientos promedios varían de acuerdo al voltaje y su aplicación. Los espacios de contorno mínimo eléctricos que se indican a continuación han sido establecidos para un nivel particular BIL, basándose en fuentes de descargas inducidas. Los espacios mínimos eléctricos para los niveles básicos de aislamiento normalizados (exteriores a-c) preparados por AIEE Committee on Substations, no han sido normalizados, pero de las observaciones realizadas se llega a los siguientes valores:

Clase de Voltaje (kV)	Espac. mín. a tierra para partes rígidas.(Cm)	Espac. mín. entre fases (o partes vivas) metal a metal (Cm)	Espac. mín. entre conductores aéreos, y gradas para seguridad de personal dentro de la subestación (mts.)	Espac. mín. entre alambres y calzadas dentro de la subestación (mts.)
15	17.78	30.50	2.74	6.10
34.5	33.02	45.72	3.05	6.71
69.0	63.50	78.74	3.35	7.01
138.0	127.00	157.48	3.96	7.62
230.0	210.82	266.70	5.49	8.53

En cuanto se refiere al problema que presenta el equipo por alturas grandes, prácticamente no existe, pues el promedio de altura es sumamente bajo con variaciones desde 0 a 500 metros sobre el nivel del mar.

3.4.4 Diagrama Unifilar.—

En el numeral 3.4.1 se hizo la selección del tipo de barras adecuado para una subestación tipo a instalarse en este sistema. En el anexo N^o 3.17 puede observarse un diagrama unifilar tipo para una subestación de distribución ubicada en el centro de carga correspondiente a Rocafuerte.

3.5 Circuitos Primario y Secundario .-

El circuito primario y secundario es aquella porción del sistema comprendido entre las subestaciones de distribución - hasta la entrada de servicio al consumidor. Prácticamente la más grande porción de la carga de un sistema eléctrico es - servida por los circuitos primario y secundario. Las únicas excepciones constituyen las grandes industrias que generalmente son servidas desde el circuito de transmisión o subtransmisión.

El circuito primario y secundario puede ser aéreo o subterráneo. La construcción aérea puede realizarse en áreas - residenciales, área rural, comercial ligero y áreas industriales. En áreas comerciales importantes la construcción subterránea es la predominante.

El circuito primario es una parte del sistema de potencia comprendido entre una subestación de distribución y los transformadores de distribución. Consiste de alimentadores - principales y de subalimentadores laterales, los primeros generalmente son trifásicos de 3 ó 4 conductores, mientras que los segundos pueden ser 3 \emptyset ó 1 \emptyset . En áreas rurales generalmente los circuitos son monofásicos. La mayoría de estos circuitos son radiales.

El voltaje seleccionado para distribución primaria es - 13800/7967 voltios 4 conductores con el neutro puesto a tierra. Circuitos laterales 1 \emptyset - 7967 volt. son empleados para exten-

dense sobre una área muy amplia para alimentar a los transformadores de distribución. Este nivel de voltaje normalizado por INECEL tiene mayores ventajas sobre el sistema de distribución primaria 2400/4160 volt. 4 conductores que sigue siendo usado; debido a que satisface más fácilmente a los requerimientos de voltaje y capacidad de los consumidores actuales.

Los tamaños de conductores más comunmente utilizados tienen un rango desde N° 4 ACSR hasta 336.4 Mcm de aluminio estirado. Los laterales pueden ser ya sea N° 4 ó N° 2 ACSR. Los conductores de aluminio, ACSR y aleaciones de aluminio han desplazado prácticamente al cobre en la construcción del sistema primario, aunque las especificaciones se pueden hacer en base al "cobre equivalente".

Capacidad de los alimentadores primarios .- La capacidad de los alimentadores primarios varían desde 500 hasta 5.000 kVA cuando el voltaje es de 13.8 kV. Si consideramos el costo se puede dictaminar un alimentador más grande, pero un servicio de buena calidad hace que la carga se pueda dividir en bloques más pequeños.

Caída de voltaje en un alimentador primario.- Es un factor importante en el diseño. En general, la caída entre la subestación alimentadora y el primer transformador del alimentador más grandes a carga máxima no debería exceder el 10%. Las caídas de voltaje ordinariamente no deberían exceder el 5%, y la práctica presente de regulación de barras se ajusta

a un límite aún más bajo.

Neutro común .- Se encuentra aplicación en circuitos primarios en y-4 conductores donde el punto de la y de los transformadores de la estación están a tierra y los neutros del secundario son más o menos contínuos a lo largo de la mayoría de las rutas primarias. Una tierra adecuada para el neutro secundario es poner a las tuberías de agua de los consumidores. Este neutro secundario común a tierra es usado como neutro primario y se lo llama neutro común porque este transporta ya sea las corrientes residuales o desbalanceadas de ambos sistemas.

El tamaño mínimo del neutro común debería tener una mínima sección transversal igual a la mitad del conductor de fase del primario más grande.

Cálculo de la sección económica en líneas a 13.8 kV para alimentadores primarios .-

Las consideraciones que se han tomado en cuenta para el cálculo de la sección económica son las siguientes:

1. Demanda: Se ha tomado como carga de diseño para las líneas a 13.8 kV las demandas concentradas en los diferentes centros de consumo (nivel de parroquia). En el anexo N° 3.18 se indica la demanda expresada en kVA - para el diseño de estas líneas.

2. Factor de potencia se considera que variará entre el 95 hasta el 90% inductivo.
3. Curva de carga diaria: Se ha supuesto una curva de carga diaria de un día medio de trabajo general para todo el sistema Manabí.
4. El procedimiento seguido para el cálculo de regulación y pérdidas de voltaje es el método de kVA-metros. Se ha fijado una regulación máxima de 10%. Para efectos del cálculo se ha procedido a elaborar una tabla de kVA x metros para una regulación de 1%, la cual será usada para determinar la caída de voltaje de un circuito primario; luego de lo cual se determina el tamaño del conductor para un límite de caída de voltaje determinado; además esto permite seleccionar el voltaje de una nueva línea o el voltaje para una futura ampliación del sistema. En el anexo 3.19 se indica la tabla utilizada para el cálculo de regulación de voltaje.

El método para el cálculo se indica a continuación:

Método - kVA - mts.: 3 ϕ

Voltaje : 13800/7967 voltios
 Vff = 13800 volt.
 Vf-n = 7967 volt.

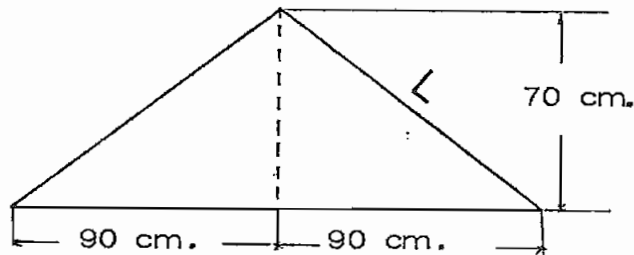
$$\text{kVA } 3 \text{ } \emptyset \times \text{ metros} = \text{kVff} \times \frac{\xi 3 \emptyset}{G}$$

$$\text{kVA} \times \text{m } 3 \emptyset = 13.8 \times \frac{138}{G} \Rightarrow R = 1\%$$

$$\text{kVA} \times \text{m } 3 \emptyset = \frac{1904}{G}$$

Espaciamiento delta equivalente:

Estructura Tipo "P" 13.2 kV (Normas de INECEL)
(publicación de 1974)



$$L = \sqrt{90^2 + 70^2} =$$

$$L = 114,0175 \text{ cm.}$$

$$\text{GMD} = \sqrt[3]{180 \times 114.018^2}$$

$$\text{GMD} = 132.76 \text{ cm.}$$

$$\text{GMD} = 4.35 \text{ pies}$$

$$\text{GMD} = 4 \text{ pies } 4.3 \text{ pulg.}$$

$$x_d = 0.1779 \text{ ohm/cond} \times \text{milla}$$

En el anexo N^o 3.20 se indica el tipo de la estructura adoptada.

5. Costo de conductores
6. Costo de la energía \$/ 0.35 por kWh
7. Sistema trifásico
8. Distancia entre los centros de consumo expresados en Km
 Los resultados de los cálculos de conductor económico se indican en los anexos 3.21 del 1 al 23

CONCLUSIONES SOBRE LOS CALCULOS DE LA SECCION ECONOMICA EN LINEAS A 13.8 kV.

Se consideró para el análisis los mismos criterios que fueron empleados en líneas a 69 kV, es decir tomando en cuenta la regulación de voltaje y el costo de las pérdidas reducidas al valor presente de acuerdo al año de entrada en operación de las líneas, anotándose que, para los ramales que servirán, a una sola población no ha sido necesario realizar un cálculo de conductor económico.

Los resultados de estos cálculos se indican a continuación:

RESULTADOS DE CALIBRES ECONOMICOS EN

LINEAS A 13.8 KV.

<u>Líneas a 13.8 kv.</u>	<u>Km.</u>	<u>calibre seleccionado N°.</u>
San Isidro - Convento	40	4 - ACSR
San Isidro - Jama	28	2 - ACSR
San Isidro - Canoa	40	4 - ACSR
Chone - E. Alfaro	48	3/0 - ACSR
Chone - San Vicente	47	2 - ACSR
Chone - San Antonio	8	4 - ACSR
Tosagua - Bachillero	5	4 - ACSR
Tosagua - Calceta	11	3/0 - ACSR
Calceta - Canuto	11	4 - ACSR
Calceta - Quiroga	8	4 - ACSR
Calceta - Junín	12	3/0 - ACSR
Rocafuerte- San Jacinto	25	2 - ACSR
Rocafuerte - San Plácido	35	2 - ACSR
Portoviejo - Picoazá	5	4 - ACSR
Portoviejo - Colón	10	4 - ACSR

RESULTADOS DE CALIBRES ECONOMICOS EN

LINEAS A 13.8 KV.

<u>Líneas a 13.8 kv.</u>	<u>KM.</u>	<u>Calibre seleccionado N.º.</u>
Manta - Jaramijó	10	4 - ACSR
Manta - San Lorenzo	28	4 - ACSR
Manta - Montecristi	12	4/0 - ACSR
Santa Ana - La Unión	36	4 - ACSR
Jipijapa - Puerto López	54	4/0 - ACSR
América-Julcuy-América-Anegado	20	4 - ACSR
Jipijapa-América-Olmedo	60	4/0 - ACSR
Paján - Lascano	44	2 - ACSR
Paján - P.P. Gómez	21	2 - ACSR

Transformadores de Distribución .-

Convierten la energía eléctrica desde el voltaje primario (13.8 kv) hasta un voltaje de utilización (120 a 600 voltios). Las caídas momentáneas de voltaje en la iluminación (parpadeo de las lámparas) causadas por la corriente de arranque de los motores a menudo necesitan de transformadores separados para servir a estas cargas importantes (motores 3 Ø de 5 HP);

en muchos casos cuando se tienen motores de mayor capacidad es preferible servirlos desde circuitos primarios radiales.

Respecto a la capacidad de transformadores monofásicos de distribución, como un mutuo acuerdo entre los usuarios y fabricantes, ciertos principios de diseño de transformadores de línea han sido normalizados para tamaños superiores a 500 kVA y para tensiones superiores a 15 kV. Las capacidades más usadas son: 5, 10, 15, 25, $37\frac{1}{2}$, 50, 75, 100, 167, 250, 333 y 500 kVA.

La capacidad de voltaje en los bobinados primarios se ha dispuesto en 13.800 voltios fase-fase y 7967 voltios fase neutro; en los bobinados del lado secundario se puede adoptar para transformadores 1 \emptyset para operación de 3 conductores voltajes de 120/240 o para 240/480, y en transformadores 3 \emptyset , 208 y / 120.

Distribución secundaria .- El sistema secundario es la porción comprendida entre los alimentadores primarios y los locales de los consumidores.

El sistema secundario comprende los transformadores de distribución, el circuito secundario, acometidas al consumidor y los contadores para medir el consumo de energía eléctrica del usuario.

Para el sistema secundario se pueden adoptar diferentes tipos de distribución secundaria, pero para un sistema como

el de Manabí donde todavía no se ha logrado un incremento notable de cargas muy importantes, se deben adoptar 2 tipos: Radial y Banqueado.

El tipo radial es el más utilizado, en este tipo tenemos que distinguir a los secundarios principales, los cuales operan a un voltaje de utilización y sirve como el principal distribuidor de la carga; cuando los secundarios alimentan iluminación en general y pequeñas potencias son normalmente separados de los principales que alimentan potencia 3- \emptyset , debido a la variación en voltaje causada por el arranque de motores. Es conveniente separar los sistemas 1 \emptyset y 3 \emptyset alimentándolos por transformadores separados, para evitarse estos problemas, excepto en áreas comerciales e industriales.

Para el sistema de alumbrado en general y para potencias pequeñas adoptaremos circuitos de distribución secundaria mono-fásico a 3 conductores que operan a un voltaje fase-fase de 240 volt. y 120 volt línea-neutro. Cuando alimentan potencia 3- \emptyset , son operados normalmente a 240 voltios 3 conductores. Pueden estar en el mismo poste o ducto junto a los circuitos mono-fásicos, lo cual facilita cuando los consumidores requieren de ambos servicios.

Varios estudios independientes han sido realizados para determinar la combinación más apropiada de transformador y secundario principal, lo cual provee una regulación de voltaje satisfactoria y un costo mínimo por kVA de carga servida. De estos estudios se ha llegado a la conclusión que, para distribu

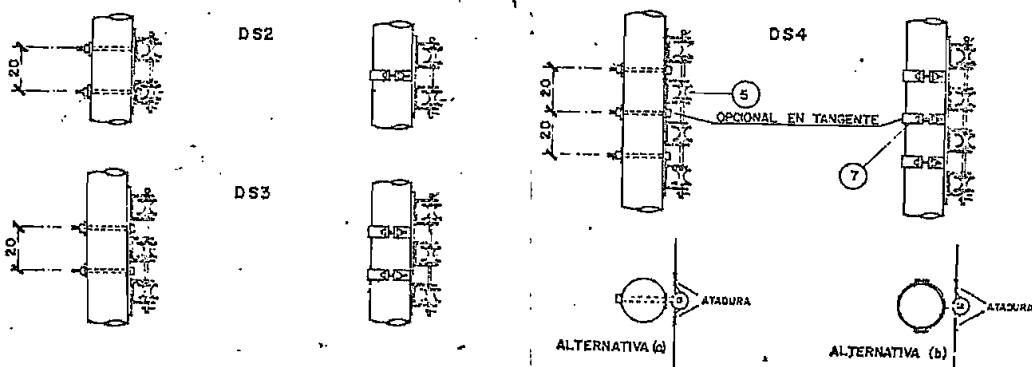
ción 1 \emptyset -- 120/240 Volt., los secundarios principales aéreos - deberían ser:

3 x N^o 4 ó 3 x N^o 2 cobre o el equivalente en aluminio (N^o 2 ó N^o 0).

En cuanto a la longitud permisible ésta depende de la densidad de la carga. Si consideramos efectualmente cargas distribuidas y con una caída de 2.5 a 3.0% en los secundarios - principales, la longitud varía entre 100 hasta 200 metros, de pendiendo de la carga.

Se debe tomar en cuenta que no debemos cambiar los - conductores existentes por conductores mucho más grandes que los estipulados, para mejorar la regulación; lo que se hace es aumentar transformadores o reemplazarlos por otros de mayor capacidad.

Se adoptará la estructura de secundario tipo "DS" tomado de "Normas para Distribución" de diciembre 1973 para estructura tangente, ángulo o retención simple. En la figura siguiente se indica el tipo de estructura adoptada.



El otro tipo muy usado es el banqueo de los transformadores de distribución, consiste en juntar los secundarios principales de los transformadores adyacentes, alimentados eso si - por el mismo alimentador primario. Esta práctica de banqueo se aplica más comunmente a los secundarios de los transformadores 1- \emptyset , de tal manera que todos los transformadores en un banco deben ser alimentados desde la misma fase del circuito primario.

Entre las ventajas de realizar un banqueo con respecto al tipo radial podemos citar las siguientes:

1. Reducción del parpadeo de las lámparas causado por el arranque de motores .
2. Menos capacidad de transformadores debido a que se tiene una mayor diversificación de la carga entre un mayor grupo de consumidores.
3. Mejor voltaje promedio a lo largo del secundario.
4. Mayor flexibilidad para el crecimiento de la carga.

3.6 Regulación de Voltaje.-

La regulación de voltaje del sistema de distribución tiene por objeto primordial proveer económicamente a cada usuario, de un voltaje que esté de acuerdo a las limitaciones de diseño

del equipo de utilización. Anotemos que casi siempre el equipo de utilización es diseñado para un uso de voltaje definido que normalmente lo denominaremos voltaje de placa, aunque es imposible desde el punto de vista económico proveer de un voltaje de utilización constante, se adopta un cierto rango de voltaje para el usuario de servicio eléctrico.

La caída de voltaje que existe en cada parte del sistema de distribución, es proporcional a la magnitud y ángulo de fase de la corriente de carga que fluye a través del sistema de potencia íntegro; esto esencialmente significa que el consumidor eléctrico más cercano a la fuente recibirá un voltaje mucho mayor que el consumidor más lejano.

La regulación de voltaje de un sistema no es sino el mantener el voltaje de entrada de un consumidor dentro de los límites permisibles mediante el uso de equipo de control de voltaje, en sitios estratégicos del sistema.

Los métodos de control de voltaje en el sistema de distribución serán analizados brevemente, así como también las características de cada una de las aplicaciones. El equipo a usarse será analizado junto con el método de operación y como éste afecta en su aplicación.

3.6.1 Rangos de Voltaje convenientes .-

Los voltajes de utilización, tiene un rango de voltaje que es inherente a la operación del sistema de distribución.

Una banda de voltaje ocurre en cada punto de utilización. El ancho de banda y la localización de la banda con respecto al voltaje base depende de la situación del consumidor con respecto a la disposición física del sistema de distribución.

Se entiende por rango de voltaje la diferencia entre el voltaje máximo y mínimo en un punto particular del sistema de distribución, variará en magnitud dependiendo del sitio donde es medido, así como también en la relación de rango con referencia al valor base que variará de acuerdo al punto de medida.

En un sistema particular, el rango de voltaje para una acometida determinada variará en magnitud de alimentador a alimentador. En sistemas individuales el rango de voltaje a la entrada de servicio varía desde 4 hasta 15 voltios, aunque otros han adoptado de 7 a 10 voltios; aproximadamente la 3ra. parte de las compañías de distribución han adoptado entre 4 a 6 voltios.

Para alimentadores residenciales, el rango es mucho mayor en el período comprendido entre las 7 a 9 de la noche (Sistema Manabí) o sea cuando hay un aumento considerable de la iluminación y otros artefactos eléctricos como cocinas, aire acondicionado, etc. Anotemos que, cuando existe una considerable cantidad de acondicionadores de aire, un rango de voltaje apreciable puede existir a medio día y por la tarde.

Para alimentadores rurales, el rango de voltaje es mayor durante las horas del día debido a una considerable cantidad de cargas motoras, aunque puede ocurrir igual que en los casos - de áreas residenciales.

3.6.2 Caída de Voltaje permisible :-

Las caídas de voltaje permisible varían de acuerdo a los tipos de alimentadores, desde el sitio donde está ubicado el 1er. consumidor hasta el último consumidor. Una caída de voltaje existe también delante de la 1ra. carga, pero suponemos - que el control de voltaje ha sido incluido en el sistema, superior a la localización del 1er. consumidor, tal que la magnitud de voltaje en el 1er. consumidor está en el tope de la zona de voltaje permisible. El equipo de regulación generalmente se lo caliza en las subestaciones que sirven a los alimentadores, de esta forma se consigue un máximo voltaje en el 1er. consumidor.

Como se indicó anteriormente las caídas de voltaje varían de acuerdo al tipo de alimentador. Dividamos en 3 grupos de alimentadores: Residencial, Rural e Industrial.

En los alimentadores residenciales debemos establecer las siguientes consideraciones, primero determinemos una rama favorable que está comprendida entre 110 a 125 voltios, para el último y el primer consumidor respectivamente. El consumidor físicamente más cercano a la fuente puede no ser el más cercano eléctricamente, debido a que muchas veces es más eco

nómico realimentarlo para permitir un voltaje mayor a 125 voltios a nivel de barra de subestación durante condiciones de máxima carga.

En condiciones de máxima carga la caída promedio de voltaje para alumbrado interior residencial es más o menos 3 voltios, en consecuencia para que el voltaje de utilización no sea menor a 110 voltios, el voltaje de entrada a nivel de consumidor debe ser igual o superior a 113 voltios. En consecuencia el rango de voltaje para un alimentador residencial es 113-125 voltios (amplitud de 12 voltios). Por lo tanto la caída de 12 voltios permitida es repartida entre las entradas de servicio del 1ro. y último consumidor. Las diferentes caídas de voltaje para los varios componentes del sistema primario residencial, cuando se encuentran dentro de la zona favorable incluyendo el ancho de banda o rango se puede resumir así:

Componente	Carga Máxima (%)	Carga Ligera (%)
Alimentador primario	3 → 5	1 → 2
Transf. de Distribuc. Secundario	1.5 → 2	1
Caída de servicio	3 → 5	1 → 2
	1	0.5
Total	8.5 → 15	3.5 → 5.5

Los alimentadores rurales difieren de los alimentadores residenciales, en que los primeros generalmente no tienen secundarios como regla general, debido fundamentalmente a las distancias entre los consumidores, por lo tanto cada usuario tiene su propio transformador de distribución. Las caídas de servicio son mucho más grandes que las residenciales, el alimentador es mucho más largo, muchas veces 5 y hasta 10 veces - más largo; muchos de estos alimentadores son de tipo monofásico. A continuación se indica los valores de caída de voltaje aplicables a los diferentes componentes de un alimentador rural.

Componente del alimentador	Carga Máxima (Volt)	Carga Ligera (Volt)
Primario	6 → 10	2
Transf. de Distrib.	3	1
Servicio del Consum.	2	1
Total	11 → 15	4

Con respecto a los alimentadores en zonas industriales indicamos que se utilizan para distancias cortas y pueden servir tanto a uno como a varios consumidores. Sus características son muy similares a los alimentadores rurales debido a que no tienen el circuito secundario, como consecuencia poseen su proprio transformador de distribución. Todavía no se han estable-

cido normas para la caída de voltaje en estos alimentadores. Diríamos que depende generalmente del tipo de industria en funcionamiento, pero se podría recomendar los siguientes valores.:

Voltaje Nominal del Sistema	Voltaje en primario de los transformadores.		Rango de Voltaje Primario	
	V. Mín.	V. Máx.	% de	Volt.
4160	3680	4360	4%	170
13800	12200	14500	4%	550

3.6.3 Métodos y equipos de regulación .-

Hay varios métodos para mejorar la regulación de voltaje en un sistema de distribución. Algunos métodos incrementan el voltaje en el comienzo del alimentador cuando se aumenta la carga, luego reducen la diferencia de voltaje promedio entre condiciones de carga ligera y plena carga (rango de voltaje) para todos los consumidores en los alimentadores.

Otros métodos disminuyen la impedancia entre la fuente y la carga del alimentador, reduciendo por lo tanto la caída de voltaje y el rango de voltaje. También se puede reducir la corriente de carga lo que trae como consecuencia la reducción de la caída de voltaje y el rango.

El equipo de regulación de voltaje puede ser situado fuera del alimentador donde el voltaje empieza a ser alto o bajo, para reducir el rango de voltaje. De los métodos que se indican a continuación cada uno tiene sus propias características en lo que concierne a mejoramiento en el voltaje, en el costo por voltio y flexibilidad.

- Uso de reguladores de voltaje en la fuente de generación.
- Equipo de regulación en las subestaciones de distribución.
- Aplicación de capacitores en la subestación de distribución.
- Balanceamiento de las cargas en los alimentadores primarios.
- Incremento en el tamaño del conductor del alimentador.
- Cambio de sistema 1 \emptyset a 3 \emptyset .
- Transferencia de cargas a nuevos alimentadores.
- Instalación de nuevas subestaciones y nuevos alimentadores primarios.
- Incremento del nivel de voltaje primario.
- Aplicación de reguladores de voltaje en los alimentadores primarios.
- Capacitores en serie en los alimentadores primarios.

- Capacitores Shunt en los alimentadores primarios.

La selección del método adecuado depende particularmente del sistema o del problema presentado. No hay una regla clara para seleccionar cual es el mejor método. Factores tales como, tamaño del sistema, tipo de carga servida, situación del equipo actual, cantidad necesaria de corrección de voltaje, área servida, expansión del sistema en el futuro, crecimiento de la carga, etc.; deberían ser tomados en cuenta.

De todos estos métodos los que más nos interesan son los reguladores de voltaje en las subestaciones de distribución, el balanceamiento de las cargas en los alimentadores primarios y la aplicación de reguladores en los alimentadores primarios.

La regulación de voltaje en las subestaciones se realiza ya sea utilizando reguladores de voltaje o capacitores desconectables que están situados en cada alimentador o en una sección de la barra que sirve a varios alimentadores. Los primeros toman la forma de cambiador de Taps bajo carga y van incorporados al transformador que alimenta el voltaje a la barra. Un control automático es necesario para un mejor servicio; esto se asegura mediante el uso de compensadores de caída de línea, que accionan mediante relays al regulador o motores cambiadores de taps, o a los interruptores de los capacitores.

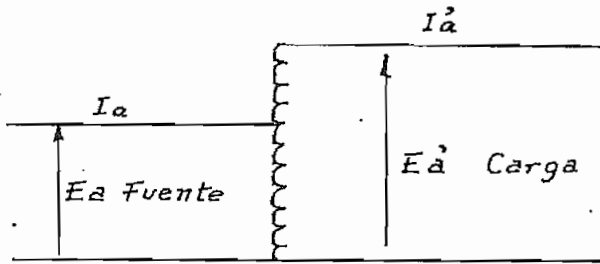
Los reguladores de circuito se usan muy comunmente cuando se requiere regular el voltaje de cada alimentador separadamente. Estos reguladores son construídos de tal forma -

que incrementan o disminuyen el voltaje entregado al feeder en cantidades superiores a 5% ó 10% del voltaje entregado.

Sobre el tipo de regulador existen 2 clases: Tipo paso y tipo inducción. El tipo paso, el voltaje es variado en cantidades definidas, por ejemplo: un regulador de voltaje puede tener un rango de regulación de $\pm 10\%$ dividido en pasos de $5/8$ ó $1\frac{1}{4}\%$, que corresponden a 32 ó 16 pasos respectivamente. El tipo de inducción no tiene contactos móviles pero cambian el voltaje por rotación del núcleo que tiene el bobinado secundario, luego cambia la cantidad de flujo magnético que enlaza las bobinas secundarias. Este último tipo fue usado durante muchos años, pero el tipo paso ha tenido mayor aceptación debido a su ligero peso y baja corriente de magnetización, lo cual tiene una ventaja sobre todo en los tamaños más pequeños haciendo más factible el montaje sobre postes para mejorar el voltaje en circuitos más largos.

Para determinar la capacidad del regulador en kVA en circuitos trifásicos primero tenemos que analizar que tipo de conexión se va a usar. Para reguladores trifásicos se utiliza normalmente las conexiones estrella o delta y para reguladores monofásicos que forman un banco trifásico se puede utilizar las conexiones estrella, delta abierta y delta cerrada.

Para el cálculo partiremos de las siguientes premisas: El circuito utilizado es el representado en la figura siguiente, para el cual obtendremos las ecuaciones generales de cálculo.



$$\% R = \frac{|E' a| - |E a|}{|E a|} (100) \quad (\text{cuando está en la posición boost o bruck}).$$

$E a$ y $E' a$ son los voltajes de entrada y salida en el regulador respectivamente.

$$\text{kVA de regulación} = \left[\frac{E' a - E a}{E a} \right] (\text{kVA del circuito})$$

$$\text{Capacidad en kVA del regulador} = \frac{\% R \times (\text{kVA circuito})}{100} =$$

$$= \frac{\% R |E a| |I a|}{100}$$

$\% R$: es el rango de regulación en $\%$ máximo del regulador en la dirección máxima o mínima.

En circuitos monofásicos, para el cálculo de reguladores monofásicos se usa la última ecuación en donde $E a$ es el voltaje monofásico e $I a$ es la corriente de línea similar a la de la figura anterior.

Para circuitos 3 \emptyset cuatro conductores conexión estrella, la capacidad en kVA se determina utilizando la

$$\frac{\% R \times (\text{kVA circuito } 3 \emptyset)}{100} = \frac{\% R (\sqrt{3} \cdot E \cdot I)}{100}$$

E = voltaje línea-línea en kV del circuito

I = corriente de línea.

Describiremos a continuación un ejemplo de cálculo de capacidad de los reguladores.

1. Chone - E. Alfaro .-

Tomemos como ejemplo la línea a 13.8 kV Chone-Flavio Alfaro de 48 Km, N^o 2/0, para el año 1988 tendrá una carga aproximada de 714 kVA, queremos saber cual es la capacidad en kVA del regulador de voltaje:

$$I \text{ carga} = \frac{\text{kVA}}{\sqrt{3} \times \text{Vf.f.}} = \frac{714}{\sqrt{3} \times 13800} = 29.87 \text{ amperios}$$

$$\text{Rango del regulador} = \pm 10\%$$

Capacidad nominal de placa del regulador sería:

$$\text{kVA} = \frac{10 \times \sqrt{3} \times 13.8 \times 29.87}{3 \emptyset \times 100} = \frac{71.4 \text{ kVA}}{10}$$

$$\text{Reg. kVA}_{1 \emptyset} = 23.8 \text{ kVA.}$$

Para banco de 3 unidades 1 \emptyset : kVA_{1 \emptyset} Regulador = 23.80 kVA.

Uno de los primeros pasos para chequear si un alimentador primario tiene una regulación diferente, es revisar la cargabilidad de cada fase, sino está balanceada significa que debemos chequear el balanceo. Estas condiciones de balanceo implican una corriente igual en cada fase con una correspondiente regulación mínima. En suma, si a la regulación pobre se suma que la carga esta muy desbalanceada, los componentes de la subestación como transformadores, reguladores, etc, sufrirán sobrecargas en la fase más desbalanceada.

Por último un método que es también muy usado en los sistemas de distribución es el uso de capacitores en paralelo, los cuales causan un aumento de voltaje en el sitio del banco de los capacitores detrás de la fuente. Los capacitores producen una corriente a factor de potencia adelantado, esta corriente en adelante que fluye a través de la reactancia en serie del circuito, causa un aumento de voltaje igual a la reactancia del circuito por la corriente del capacitor. El incremento de voltaje es independiente de las condiciones de carga y es mucho mayor en el sitio del capacitor, decreciendo a un valor de voltaje constante de la fuente.

$$kVA_c = \frac{10 \times kV^2 \times \% AV}{d \cdot x}$$

kVA_c = kVA o kVAR del capacitor trifásico

d = distancia en Km.

X = reactancia de la línea por conductor en ohmios por Km.

kV = voltaje línea-línea en kV.

% V = aumento de porcentaje de voltaje

Ejemplo:

Para la línea Chone - F. Alfaro supongamos que deseamos instalar un banco de capacitores para que en el año de 1990 el aumento de porcentaje de voltaje sea de 5%.

Datos:

- alimentador 3 \emptyset de 48 Km.
- suponemos que el banco es situado en la mitad de la línea (24 Km.)
- conductor N^o 2/0.

$$kVAc = \frac{10 \times kV^2 \times \%AV}{d. \times}$$

$$kVAc = \frac{10 \times 13.8^2 \times 5}{24 \times 0.509} =$$

$$kVAc = 780 \text{ kVAR} - 3 \emptyset.$$

3.6.4 Cordinación del Equipo de Regulación .-

Con un control de voltaje económico, el equipo de regulación será aplicado en serie a través del sistema de distri-

bución. En los alimentadores con excesiva caída de voltaje, varios reguladores tipo paso pueden ser aplicados en serie, o también se puede hacer combinaciones de reguladores de paso y capacitores fijos o desconectables. Ocurre que los reguladores y los bancos de capacitores son a menudo situados en la misma subestación. Por lo tanto es necesario que se efectúe una coordenación adecuada del equipo de regulación de tal forma que la operación de una unidad no cauce operaciones excesivas de las otras unidades.

Como regla general los ajustes del equipo de regulación - en un mismo alimentador debería hacerse de tal forma que una operación de una unidad no cauce un cambio de voltaje en la segunda unidad, mayor que el ajuste de ancho de banda de este apárate. Además no es siempre posible aplicar reguladores de voltaje y capacitores en el mismo alimentador debido a que hay un cambio relativamente grande de voltaje cuando se conectan - los capacitores. Sin embargo, ya que el ancho de banda de un capacitor es mucho mayor que el ajuste de ancho de banda de el regulador de voltaje, y debido a que la conexión del capacitor ocurre solamente unas pocas veces al día, una operación del regulador siguiente a la conexión de un capacitor no es considerada muy seria.

Si se instalan capacitores fijos en el lado de la fuente del regulador no hay problemas de coordinación. Cuando se añaden capacitores, el voltaje de entrada del regulador cambia, y, si es necesario el regulador operará para mantener el voltaje requerido en el punto a regularse.

3.7 PROTECCION DEL SISTEMA .-

La protección de los sistemas de distribución tiene por ob jeto evitar o reducir los daños a los circuitos y aparatos, y me jorar la continuidad de servicio a los consumidores. Existe mu chos factores para realizar un esquema de protección del siste- ma, pero el que mayor influencia tiene en el diseño del sistema los aparatos de protección, es la carga que se va a servir.

Entre los factores que influyen en el diseño del siste- ma de distribución y en consecuencia para el diseño del esque- ma de protección son:

1. Requerimiento del sistema a encontrarse:

- Capacidad de carga inicial
- Flexibilidad para futuras cargas
- Normas establecidas de calidad de servicio
- Pérdidas razonables
- Regulación de voltaje adecuada
- Ordenanzas y códigos vigentes

2. Consideraciones de costos .-

- Costo inicial
- Costos de operación y mantenimiento
- Costos actuales

3. Condiciones existentes .-

- Parte aérea o subterránea
- Disponibilidad de sitios para subestaciones
- Disponibilidad de derechos de vía

Pero, para tener una idea clara de la protección de un sistema es necesario conocer cuales son y como se producen las sobreconrrientes y en general como se originan las fallas del sistema.

3.7.1 Probabilidad de fallas .-

La mayoría de fallas ocurren más bien en la parte correspondiente al sistema de distribución antes que en el sistema de generación o transmisión. Los factores que contribuyen a este hecho se deben a que esta parte del sistema, está expuesta - en la mayoría de casos a una serie de problemas: vientos, ramas, rayos, error humano, etc.; o también el tipo de construcción, señalemos que la construcción aérea presenta mayor probabilidad - de fallas, por estar más expuesta a los problemas indicados anteriormente y por último el sistema de protección empleado pues, no es muy justificable emplear una protección demasiado cara.

Las dos herramientas básicas en las cuales hay que poner mayor énfasis son: Primeramente el esquema de protección que se va a emplear y segundo el tipo de construcción usado en el sistema.

3.7.2 Tipos y causas de fallas .-

Las fallas en los sistemas de distribución pueden ser de dos tipos: permanentes y transitorias. Una falla transitoria puede despejarse por si mismo; o puede despejarse mediante interrupciones momentáneas del circuito; como ejemplo de este tipo de falla podemos señalar las originadas por descargas atmosféricas, vaibén de los conductores que se unen momentáneamente, ramas de árboles, etc. Si una falla que al comienzo es transitoria, después puede convertirse en permanente ya sea porque no se autodespeja o porque no funciona el equipo de protección.

Una falla permanente se define como aquella que persistirá indiferente a la velocidad de operación de los aparatos de protección de sobrecorriente o al número de veces que el dispositivo abre y recierra el circuito. Como ejemplo de fallas permanentes podemos indicar las siguientes: líneas caídas debido a rompimiento de los postes, objetos extraños entre conductores, daños en los aparatos de protección, etc.

Entre las causas que pueden perturbar el servicio normal del sistema de distribución mencionaremos algunas de las perturbaciones:

- Perforación de los aislantes.
- Descargas atmosféricas y sobretensiones internas.
- Presencia de animales.

- Destrucciones mecánicas por caídas de árboles en líneas aéreas.
- Error humano.
- Puestas a tierra intempestivas.
- Salinidad de los mares, los cuales afectan a los conductores y estructuras de hierro de las mismas.

De todas las perturbaciones señaladas anteriormente podemos agruparlas en 5, y que serían: cortocircuitos, sobrecargas, corrientes de retorno, sobretensiones y bajas tensiones.

3.7.3 Estudio de Fallas: Métodos de cálculo

Existen muchos métodos de cálculo de corriente de fallas ya sea experimental o teóricamente hablando, pero en definitiva, todos llegan a una misma conclusión; quizá el error de medida y aproximación en los cálculos que se puedan cometer no implican muy significativamente en los resultados.

De los métodos experimentales el que más se usó hasta hace algún tiempo fue el de simulación mediante un analizador de redes de corriente alterna, que tenía los inconvenientes en lo que se refiere a la demora causada en obtener los resultados requeridos. Pero posteriormente se dió un salto notable en la investigación, pues pasamos a la era del computador e indudablemente se han realizado muchos programas de estudio de sistemas de potencia en general; esto ha acarriado una serie de hechos tales como ahorro de tiempo y resultados más exactos.

Método a seguirse..- Para el cálculo de fallas o específicamente de las corrientes de cortocircuito, primeramente tenemos que tomar en cuenta la impedancia propia de los elementos que constituyen un circuito eléctrico, que en definitiva es la característica que limita el valor de la corriente que puede circular por dicho circuito, lo que también es válido para las corrientes de cortocircuito. La impedancia tiene dos componentes: la resistencia y la reactancia, esta última puede despreciarse. En los circuitos de corriente alterna con tensiones nominales superiores a los 600 voltios, puede despreciarse la resistencia y utilizarse solo la reactancia como valor total de la impedancia.

Normalmente en los cálculos de corriente de cortocircuito se emplean valores de la reactancia expresados en %, tal como se especifican en las placas de las características de las máquinas y transformadores. En la figura N° 3.7.1 se indica el diagrama unifilar de lo que sería el sistema Regional de Manabí en el año de 1990, anotándose que los 2 grupos de 2500 y 2×1000 kW diesel, pasarían a la reserva, quedando únicamente los 4 grupos de 3400 kW, un grupo de 4000 kW y el aporte del Sistema Nacional.

Determinaremos las corrientes de cortocircuito en diferentes puntos del sistema eléctrico. Los valores correspondientes a los datos para el cálculo si adoptamos como base 10 MVA, son los siguientes:

1) Generador 1 .-

Potencia unitaria = 4.25 MVA

Reactancia subtransitoria $x''d = 15\%$ (G1, G2, G3, G4, G5)

$$x_{G1} = \frac{15}{100} \times \frac{10}{4.25} = 0.35 \quad x_{G5} = \frac{15}{100} \times \frac{10}{5} = 0.3$$

$$x_{G1} = x_{G2} = x_{G3} = x_{G4}$$

2) Transformadores: 3, 4, 6, 7, 8, 9 y 11

Potencia unitaria = 1.5 MVA

Reactancia del cortocircuito 7.5%

$$x_T (3,4,\dots,11) = \frac{7.5}{100} \times \frac{10}{1.5} = 0.50$$

3) Transformadores: 5

Potencia unitaria = 2.5 MVA

Reactancia de cortocircuito = 7.5%

$$x_{T5} = \frac{7.5}{100} \times \frac{10}{2.5} = 0.30$$

4) Transformadores: 10

Potencia unitaria = 3.75 MVA

Reactancia de cortocircuito = 7.5%

$$x_{T2} = \frac{7.5}{100} \times \frac{10}{5} = 0.15$$

6) Transformadores: 1

.Potencia unitaria = 10 MVA

Reactancia de cortocircuito = 7.5%

$$x_{T1} = \frac{7.5}{100} \times \frac{10}{10} = 0.075$$

7) Línea de subtransmisión Portoviejo-San Isidro: 115 Km.

$$x_{4/0} = 0.513 \text{ ohm/cond/Km}$$

$$x_{L1} = 0.513 \times 115 = 60 \text{ ohm.}$$

$$x_{L1} (\%) = x_{L1} \times \frac{PB}{10 \times kV_{ff}^2}$$

En donde:

x_{L1} = reactancia de una fase en ohms.

PB = potencia base en kVA

kV_{ff} = voltaje fase-fase

$$x_{L1}(\%) = 0.126$$

8) Línea de subtransmisión Portoviejo - Manta 36 Km.-

$$x_{336.4 \text{ Mcm}} = 0.432 \text{ ohm/cond/Km.}$$

$$xL2 = 0.432 \times 36 = 15.5 \text{ ohms.}$$

$$xL2 (\%) = 0.031$$

9) Línea de subtransmisión Portoviejo - Paján 98 Km.-

$$x4/0 = 0.513 \text{ ohm/cond/Km}$$

$$xL3 = 0.513 \times 98 = 53.0 \text{ ohms}$$

$$xL3 (\%) = 0.113$$

10) Línea de subtransmisión Tosagua - Bahía 40 Km.-

$$x 2/0 = 0.550 \text{ ohm/cond/Km}$$

$$xL4 = 0.513 \times 40 = 20.5 \text{ ohms}$$

$$xL4 (\%) = 0.047$$

11) Subestación del Sistema Nacional Interconectado.-

$$\text{Potencia unitaria} = 45 \text{ MVA}$$

$$\text{Reactancia} = 15\%$$

$$xT_{SI} = \frac{15}{100} \times \frac{10}{45} = 0.033$$

Los valores de las reactancias se expresan en la figura N° 3.7.2 y están dadas en tanto por uno, reducidas a la potencia base 10 MVA.

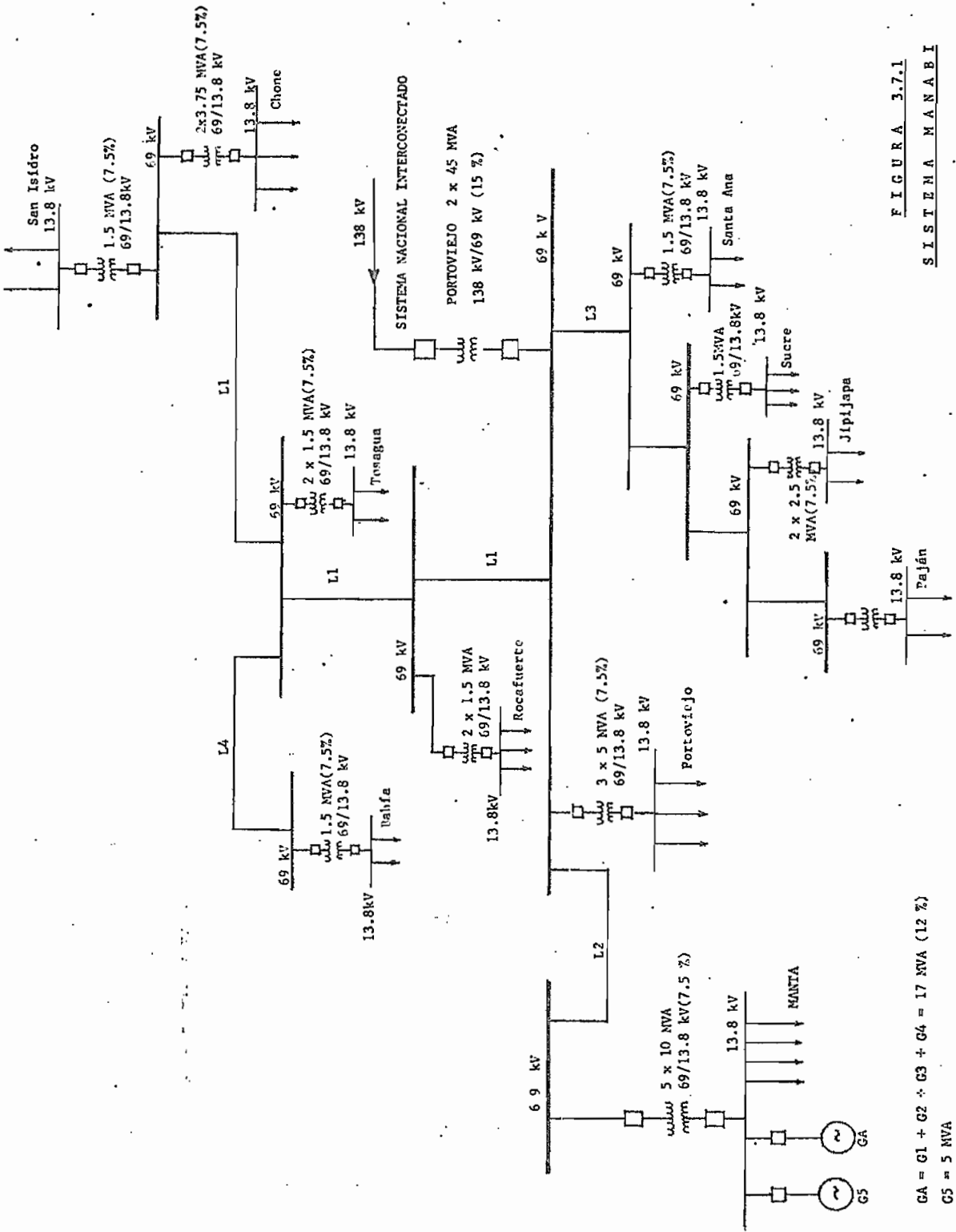


FIGURA 3.7.1

SISTEMA MANABÍ
DIAGRAMA UNIFILAR

AÑO 1.990

$GA = G1 + G2 + G3 + G4 = 17 \text{ MVA (12 \%)}$

$G5 = 5 \text{ MVA}$

A continuación estudiaremos las corrientes de cortocircuito en cada uno de los puntos indicados en el esquema de la figura 3.7.

Cálculo de cortocircuito en el punto A.-

Al producirse un cortocircuito en el punto A, implica que al disyuntor D1 fluirán todas las corrientes de cortocircuito de las cargas conectadas al sistema, lo mismo que de los otros generadores. Representando el sistema simplificado quedaría como el que se indica en la figura 3.7.2

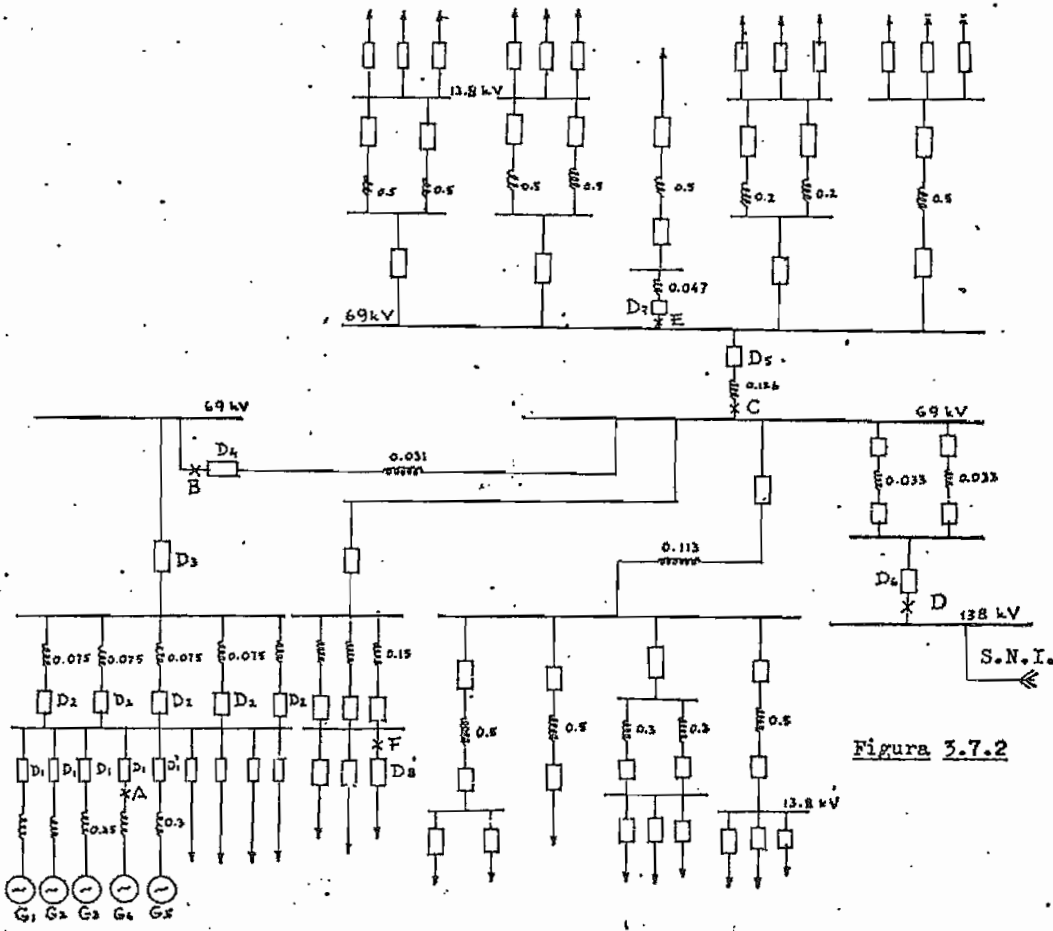


Figura 3.7.2

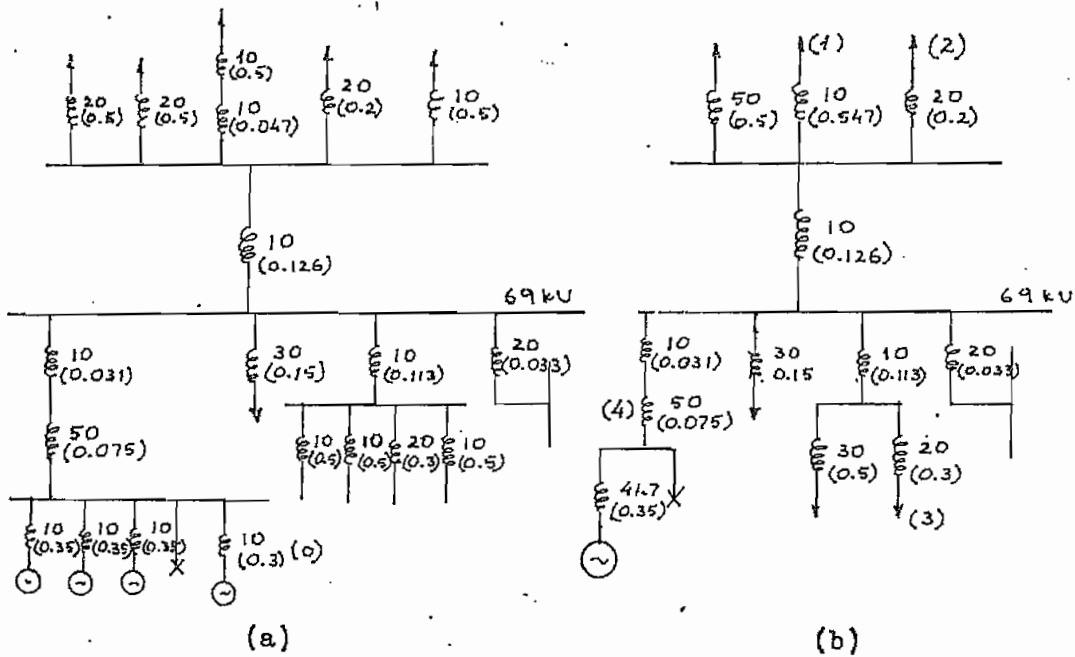


Figura 3.7.3

Para cambiar de base debemos utilizar la siguiente relación:

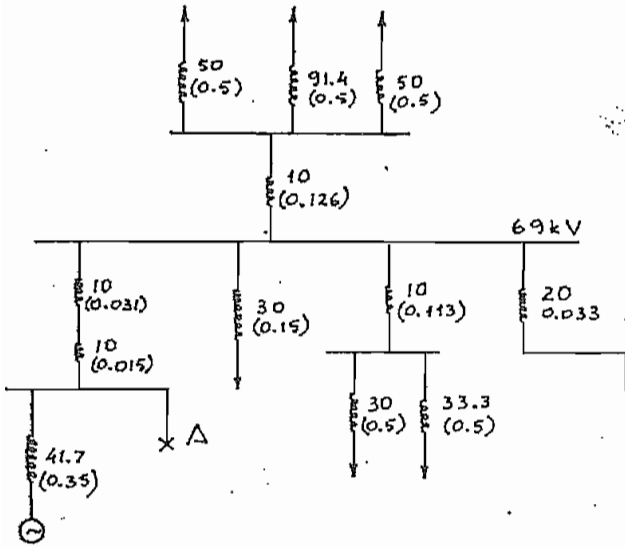
$$\frac{X_n}{X_a} = \frac{P_n}{P_a}$$

En donde los subíndices n y a representan la nueva y la antigua base respectivamente.

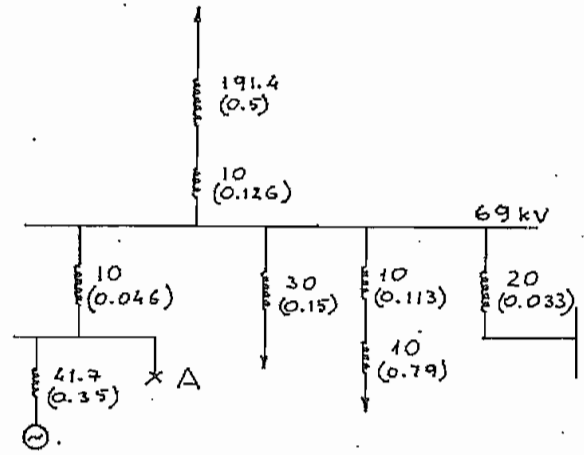
$$P_n(o) = 10 \times \frac{0.35}{0.3} = 11.7 ; \quad P_n(1) = 10 \times \frac{0.5}{0.547} = 91.4$$

$$P_n(2) = 20 \times \frac{0.5}{0.2} = 50 ; \quad P_n(3) = 20 \times \frac{0.5}{0.3} = 33.3$$

$$X_n(4) = 0.075 \times \frac{10}{50} = 0.015$$



(c)

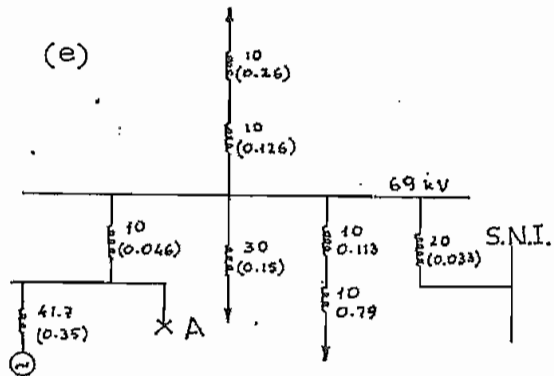


(d)

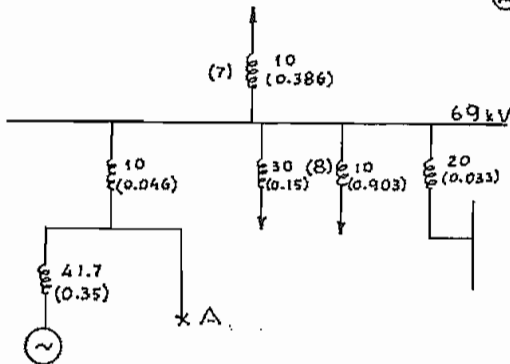
Simplificando (d) tendremos los siguientes pasos a seguirse:

$$X_n(5) = 0.5 \frac{10}{191.4} = 0.26 \quad (e)$$

$$X_n(6) = 0.5 \frac{10}{63.3} = 0.79$$



(f)

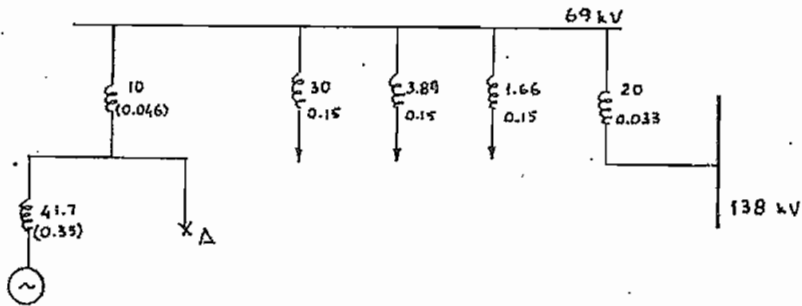


Los ramales (7) y (8) pasamos a una base de $x = 0.15$

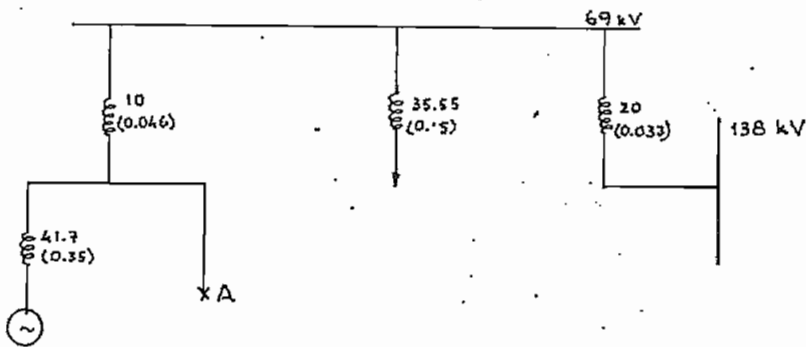
$$P_n(7) = 10 \times \frac{0.15}{0.386} = 3.89$$

$$P_n(8) = 10 \times \frac{0.15}{0.903} = 1.66$$

(g)



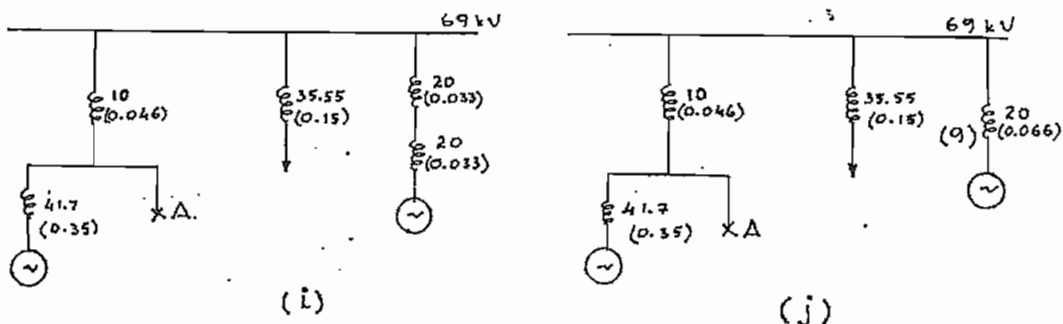
(h)



Para calcular la potencia de cortocircuito adicional proporcionada por la red de 138 kV asumimos que esta es una barra infinita, lo que equivale a tener un generador de igual potencia que el transformador correspondiente, es decir 20 MVA.

$$P_{cc} = \frac{P}{X} = \frac{20}{0.033} = 606 \text{ MVA}$$

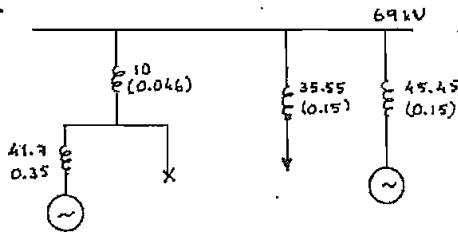
El diagrama equivalente por lo tanto sería:



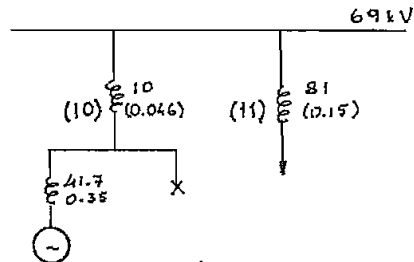
Reduciendo (9) a una reactancia por unidad base de 0.15 tendremos:

$$Pr(9) = 20 \times \frac{0.15}{0.066} = 45.45 \text{ MVA}$$

(k)



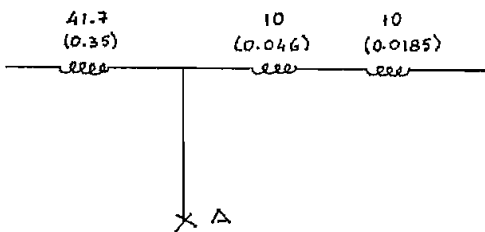
(l)



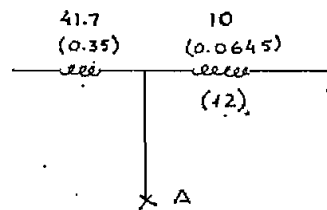
Las reactancias (10) y (11) están en serie, pero tenemos que reducirles a una misma base de MVA (10 MVA).

$$X_n(11) = 0.15 \times \frac{10}{81} = 0.0185$$

(m)

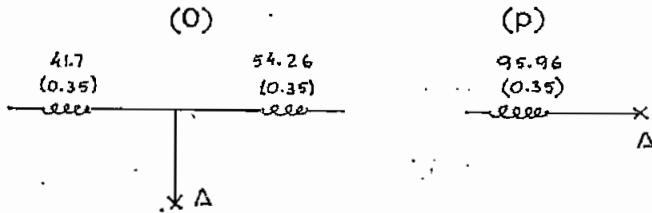


(n)



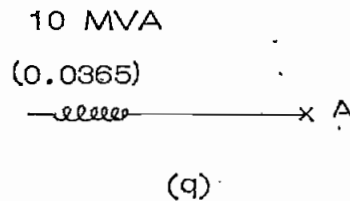
En (n) reduciremos a una reactancia base de 0.44 por en-
contrarse los 2 ramales en paralelo.

$$P_n(12) = 10 \times \frac{0.35}{0.0645} = 54.26 \text{ MVA}$$



Finalmente reduciremos la reactancia obtenida en (p) a
la potencia base de 10 MVA.

$$\text{Reactancia reducida} = 0.35 \times \frac{10}{95.96} = 0.0365$$



- Potencia de cortocircuito:

$$P_{cc} = \frac{P}{X_{cc}} = \frac{10}{0.0365} = 274 \text{ MVA}$$

- Corriente eficaz de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{274}{\sqrt{3} \times 13.8} = 11.46 \text{ kA}$$

- Corriente máxima de cortocircuito de choque:

$$I_{\text{máx}} = 2.55 I_{\text{cc}} = 29.23 \text{ kA}$$

- Corriente transitoria de desconexión:

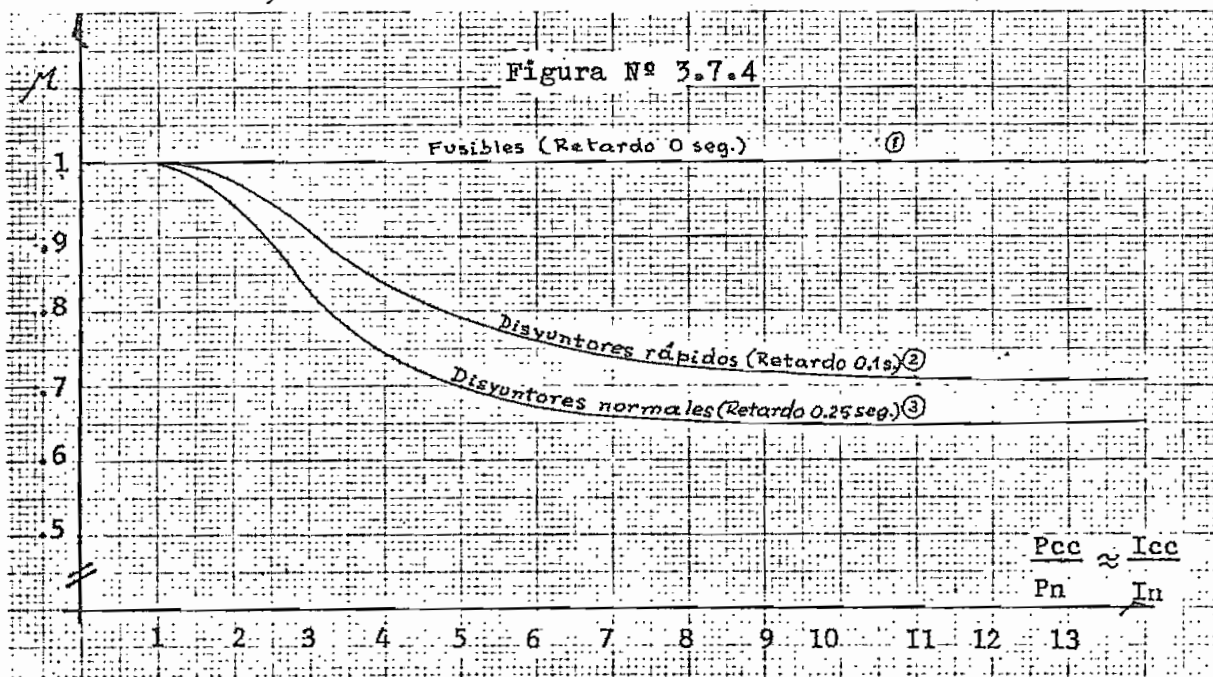
$$\frac{I_{\text{cc}}}{I_{\text{n}}} \frac{P_{\text{cc}}}{P_{\text{n}}} = \frac{274}{10} = 27.4$$

Se admite un retardo mínimo de desconexión de 0.25 seg, que según las curvas de la fig. N° 3.7.4 nos da un valor de $\mu = 0.64$

$$I_{\text{d}} = \mu \times I_{\text{cc}} = 0.64 \times 11.46 = 7.33 \text{ kA.}$$

- Capacidad de ruptura del disyuntor:

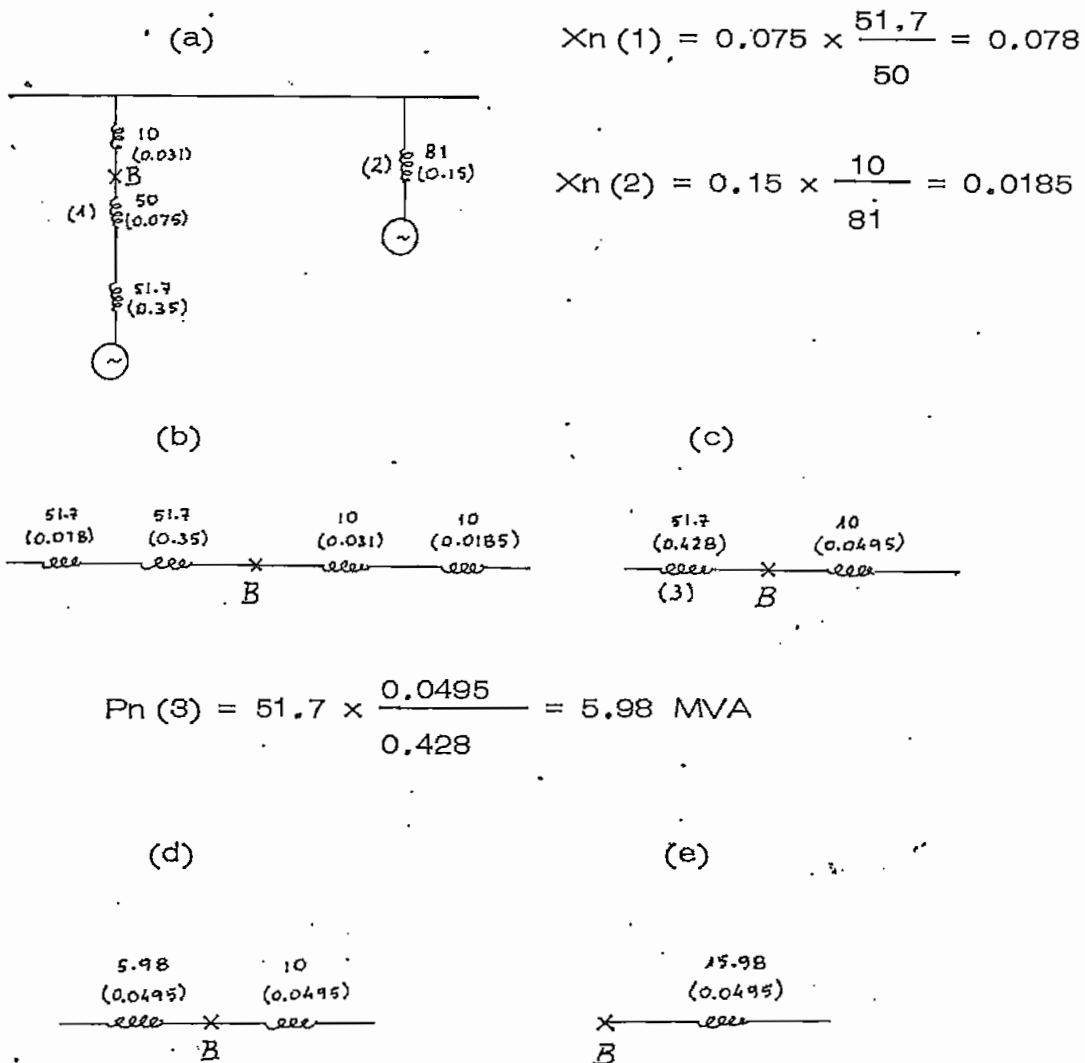
$$P_{\text{r}} = \mu \times P_{\text{cc}} = 0.64 \times 274 = 175.4 \text{ MVA}$$



Cortocircuito en el punto B:

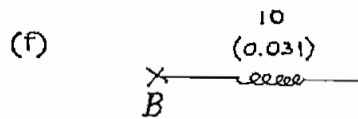
La determinación de las corrientes de cortocircuito en el punto B de la figura N^o 3.7.1. nos servirá para hallar las características de corte y funcionamiento de los disyuntores de la línea Manta - Portoviejo.

Figura 3.7.5



La Reactancia reducida a la base 10 MVA será:

$$R_r = 0.0495 \times \frac{10}{15.98} = 0.031$$



En consecuencia con los valores encontrados al final podemos calcular la corriente y capacidad de cortocircuito.

- La tensión nominal es 69 kV.
- La potencia de cortocircuito:

$$P_{cc} = \frac{P}{X} = \frac{10}{0.031} = 322.6 \text{ MVA}$$

- Corriente eficaz de cortocircuito de choque:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times \text{kV}} = \frac{322.6}{\sqrt{3} \times 69} = 2.70 \text{ kA}$$

- Corriente máxima de cortocircuito de choque:

$$I_{\text{máx } cc} = 2.55 \times 2.70 = 6.88 \text{ kA}$$

- Corriente transitoria de desconexión y capacidad de ruptura:

$$\frac{I_{cc}}{I_n} \approx \frac{P_{cc}}{P_n} = \frac{322.6}{10} = 32.26$$

Con un retardo mínimo en la desconexión de 0.1 seg, aplicado las curvas de la figura 3.7.4 tendremos: $\mu = 0.6$

- Corriente de desconexión I_d

$$I_d = \mu \times I_{cc} = 0.6 \times 2.60 = 1.62 \text{ kA}$$

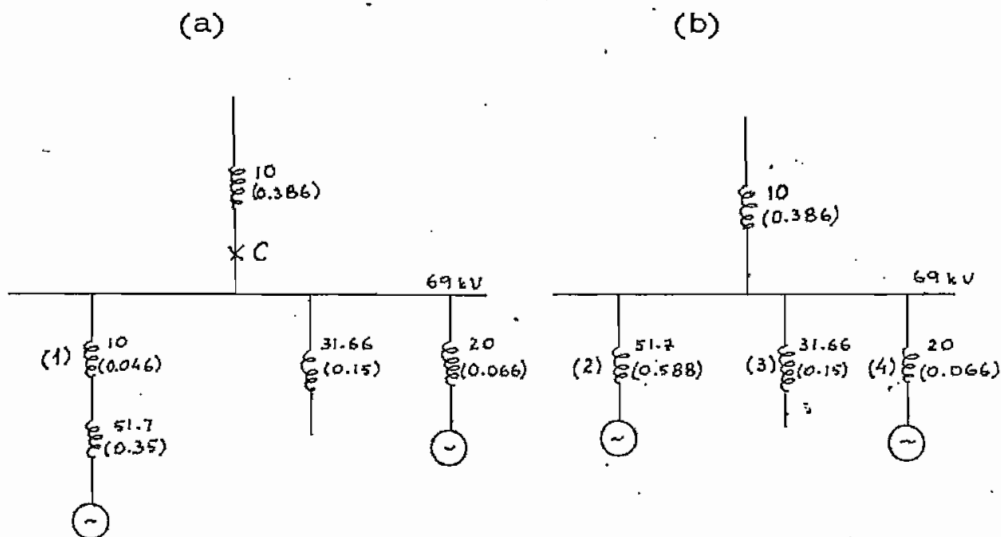
- Capacidad de ruptura del disyuntor

$$Pr' = \mu \times P_{cc} = 0.6 \times 322.6 = 193.56 \text{ MVA.}$$

CORTOCIRCUITO EN C:

Figura 3.7.6

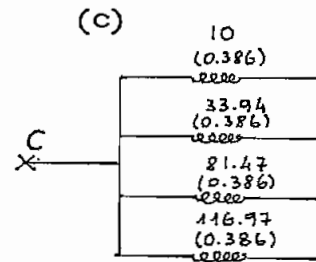
$$X_n(1) = 0.046 \times \frac{51.7}{10} = 0.238$$



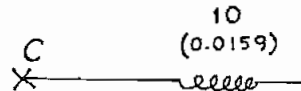
$$P_n(2) = 517 \times \frac{0.386}{0.588} = 33.94$$

$$P_n(3) = 31.66 \times \frac{0.386}{0.15} = 81.47$$

$$P_n(4) = 20 \times \frac{0.386}{0.066} = 116.97$$



(d)



- La tensión nominal es 69 kV.

- Potencia de cortocircuito

$$P_{cc} = \frac{P}{X} = \frac{242.38}{0.386} = 627.9 \text{ MVA}$$

- Corriente eficaz de cortocircuito de choque;

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{604}{\sqrt{3} \times 69} = 5.25 \text{ kA}$$

- Corriente máxima de cortocircuito de choque;

$$I_{\text{máx}_{cc}} = 2.55 \times 5.05 = 13.40 \text{ kA.}$$

- Corriente transitoria de desconexión y capacidad de ruptura;

$$\frac{I_{cc}}{I_n} \approx \frac{P_{cc}}{P_n} = \frac{627.90}{233.18} = 2.69$$

Si consideramos que será un disyuntor normal con un tiempo de retardo de 0.25 seg. De donde:

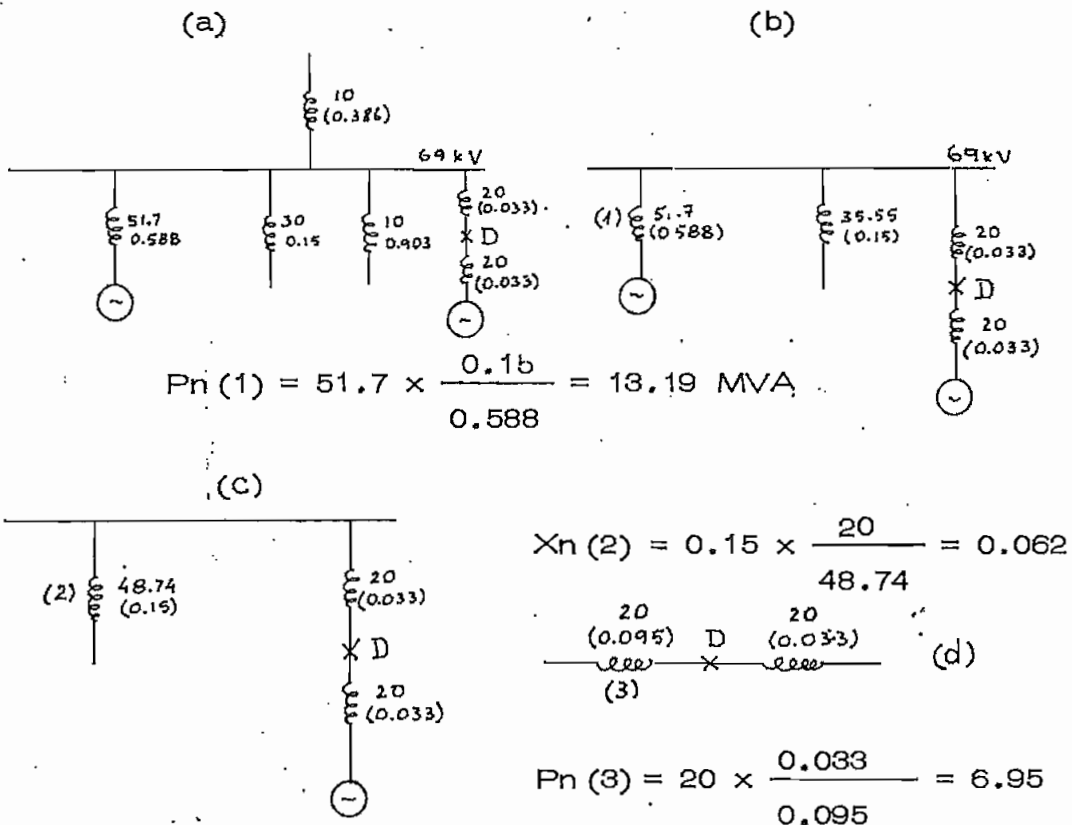
$$\mu = 0.88$$

*Capacidad de ruptura $Pr = \mu \times Pcc = 0.88 \times 627.9 = 553 \text{ MVA.}$

Corriente transitoria = $Id = \mu \times Icc = 0.88 \times 5.25 = 4.62 \text{ kA.}$

CIRCUITO EN D:

Figura 3.7.7



(e)

$$\frac{10}{\text{-----} \times D} \quad X = 0.033 \times \frac{1}{26.95} = 0.0122$$

- Tensión nominal en 138 kV:

- Potencia de cortocircuito $P_{cc} = \frac{26.95}{0.033} = 816.7 \text{ MVA}$

- Corriente eficaz de cortocircuito

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{816.7}{\sqrt{3} \times 138} = 3.42 \text{ kA}$$

- Corriente máxima de cortocircuito de choque:

$$I_{m\acute{a}x_{cc}} = 2.55 \times I_{cc} = 2.55 \times 3.42 = 8.71 \text{ kA}$$

- Corriente transitoria de desconexión y capacidad de ruptura:

$$\frac{I_{cc}}{I_n} \approx \frac{P_{cc}}{P_n} = \frac{816.7}{26.95} = 30.30$$

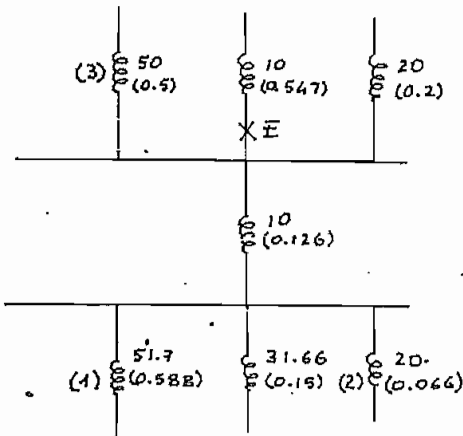
Para disyuntor normal (0.25 seg = t_r) $\Rightarrow \mu = 0.6$

Capacidad de ruptura $P_r = \mu \times P_{cc} = 0.6 \times 816.7 = 490.0 \text{ MVA}$

Corriente transitoria $I_d = \mu \times I_{cc} = 0.6 \times 3.42 = 2.05 \text{ kA}$

CORTOCIRCUITO EN E:

Figura 3.7.8



(a)

(1) y (2) reducimos a una reactancia base 0.15.

$$P_n(1) = 51.7 \times \frac{0.15}{0.588} = 13.19 \text{ MVA}$$

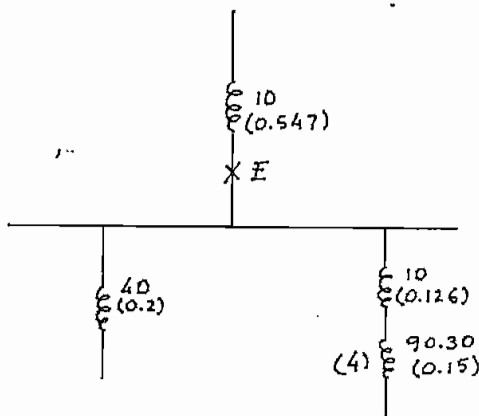
$$P_n(2) = 20 \times \frac{0.15}{0.066} = 45.45 \text{ MVA}$$

(3) Reduciremos a una reactancia base de 0.2.

$$P_n(3) = 50 \times \frac{0.2}{0.5} = 20 \text{ MVA}$$

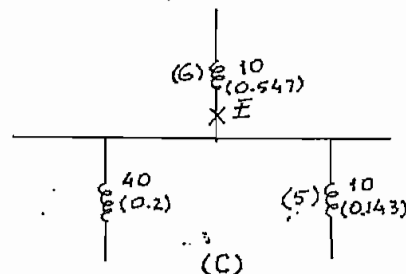
Luego el circuito equivalente será el indicado en (b)

(4) reducimos a una potencia base de 10 MVA



(b)

$$X_n(4) = 0.15 \times \frac{10}{90.30} = 0.0166$$



(c)

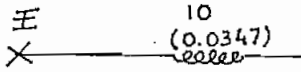
(5) y (6) transformamos a una reactancia base de 0.2

$$P_n(6) = 10 \times \frac{0.2}{0.547} = 3.66 \text{ MVA}$$

$$P_n(5) = 10 \times \frac{0.2}{0.1426} = 14.03 \text{ MVA}$$

Finalmente tendremos el siguiente diagrama reducido:

(d) en base 10 MVA



$$X_{(b10)} = 0.2 \times \frac{10}{57.69} = 0.0347$$

- La tensión nominal es 69 kV:
- Potencia de cortocircuito $P_{cc} = \frac{57.62}{0.2} = 288.4$ MVA
- Corriente eficaz de cortocircuito $I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{288.4}{\sqrt{3} \times 69} = 2.41$ kA
- Corriente máx. de cortocircuito: $Imáx_{cc} = 2.55 \times 2.41 = 6.15$ kA
- Corriente transitoria de desconexión y capacidad de ruptura

$$\frac{I_{cc}}{I_n} \approx \frac{P_{cc}}{P_n} = \frac{288.4}{57.69} = 5.00 \quad \mu = 0.7$$

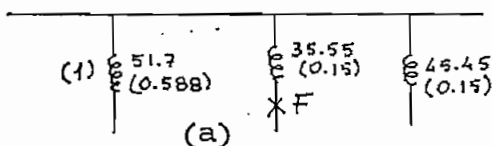
$$\text{Capacidad de ruptura } Pr = \mu \times P_{cc} = 0.7 \times 288 = 202 \text{ MVA}$$

$$\text{Corriente transitoria } Id = \mu \times I_{cc} = 0.7 \times 2.41 = 1.69 \text{ kA}$$

CORTOCIRCUITO EN F:

Figura 3.7.9

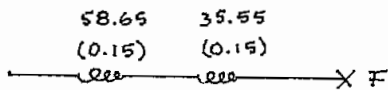
Reactancia en 1 transformamos a la base de 0.15



$$P_n(1) = 51.7 \times \frac{0.15}{0.588} = 13.20 \text{ MVA}$$

En consecuencia la nueva configuración tendrá el esquema de la figura (b)

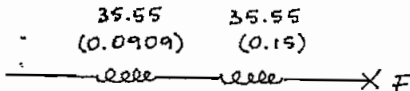
(b)



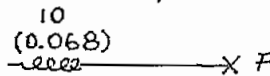
Transformando a la base de 35.55 MVA tendremos:

$$X_n(2) = 0.15 \times \frac{35.55}{58.65} = 0.0909$$

(c)



(d)



A base de 10 MVA

$$X = 0.2409 \times \frac{10}{35.55} = 0.068$$

- Tensión nominal 13.8 kV.
- Potencia de cortocircuito $P_{cc} = \frac{35.55}{0.2468} = 147.6 \text{ MVA}$
- Corriente eficaz de cortocircuito $I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{147.6}{\sqrt{3} \times 13.8} = 6.17 \text{ kA}$
- Corriente máxima de cortocircuito de choque:
 $I_{\text{máx}_{cc}} = 2.55 \times I_{cc} = 15.74 \text{ kA}$
- Corriente transitoria de desconexión y capacidad de ruptura

$$\frac{I_{cc}}{I_n} \approx \frac{P_{cc}}{P_n} = \frac{147.60}{35.55} = 4.15$$

Disyuntor normal (0.25 seg= tr) $\mu = 0.75$

Capacidad de ruptura $Pr = \mu \times Pcc = 0.75 \times 147.6 = 110.7 \text{ MVA}$

Corriente transitoria $Id = \mu \times Icc = 0.75 \times 6.17 = 4.63 \text{ kA}$

En el cuadro siguiente se indica un resumen de los cálculos de las características de cortocircuito del Sistema Eléctrico Regional de Manabí, para la selección del tipo de disyuntor.

RESUMEN DE LOS CALCULOS DE CORRIENTES DE

CORTOCIRCUITO

Punto de Corto Circuito	Disyuntor	Corrientes de Cortocircuito (kA)		
		De Choque	Eficaz Corto Circuito	Desconec.
A	D1	29.23	11.46	7.33
B	D4	6.88	2.70	1.62
C	D5	13.40	5.25	4.62
D	D6	8.71	3.42	2.05
E	D7	6.15	2.41	1.69
F	D8	15.74	6.17	4.63

3.7.4 Selección adecuada del equipo de protección .-

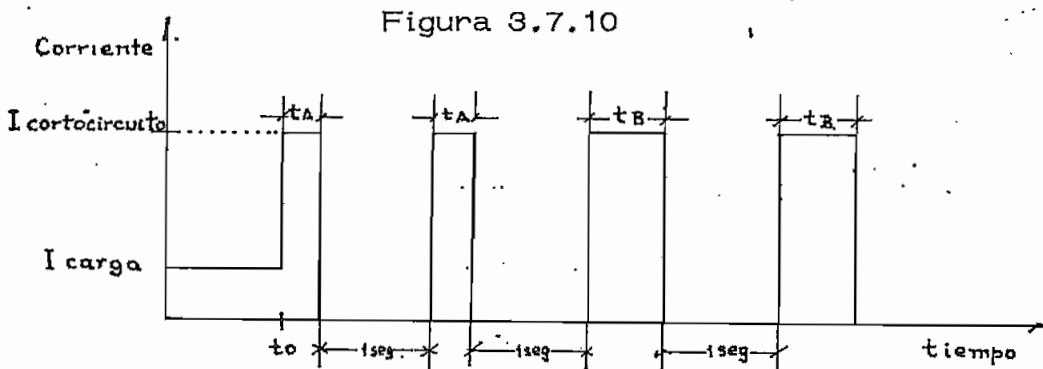
Los circuitos de distribución son protegidos de corrientes a tierra y de corrientes de cortocircuito mediante una serie de dispositivos de protección, entre los cuales los que más normalmente se usan son los siguientes:

- Reconectores automáticos
- Seccionalizadores; y,
- Desconectores fusibles.

Los reconectores automáticos basan su operación en un principio hidráulico, que por efecto de la corriente de cortocircuito sobre un electroimán produce un determinado número de aperturas y reconexiones de sus contactos antes de abrir el circuito en forma definitiva. El ajuste normal de los reconectores es de 4 operaciones (figura 3.7.10), siendo las 2 primeras rápidas (curva A) y las otras 2 lentas (curva B). Este ajuste se logra mediante pequeñas válvulas y orificios calibrados, por donde puede escurrir el aceite impulsado por una pequeña bomba. La corriente mínima de operación en todos los reconectores es de 2 veces su corriente nominal, y el tiempo que demora en abrir sus contactos en la operación rápida o lenta se conoce a través de las curvas características de operación que se dan en los catálogos.

El reconector dispone como accesorio, de una palanca de no reconexión ubicada junto a la palanca de operación

la que al ser operada hacia abajo lo deja con una sola operación, es decir sin reconexión.



Las condiciones que debe cumplir un reanexador automático para prestar servicio adecuado, son las siguientes:

- a) La corriente nominal del reanexador debe ser mayor que la corriente de carga en el punto donde se va a instalar.
- b) La capacidad de ruptura del reanexador debe ser mayor que la falla máxima en ese punto.
- c) El ajuste del reanexador debe ser tal que coordine con las protecciones instaladas a ambos lados del reanexador.
- d) La corriente de falla mínima en la zona que protege el reanexador debe ser mayor que su corriente mínima de operación; o sea, mayor que 2 veces su corriente nominal.

Los seccionalizadores trabaja en conjunto con un reconectador y abre, para fallas permanentes en la línea, en alguno de los tiempos muertos del reconectador. Después que el reconectador ha efectuado un número determinado de cierres y aperturas el seccionizador abre definitivamente sus contactos mientras el reconectador está abierto. Este dispositivo puede ser ajustado para abrir después de la 1ra., 2da ó 3ra operación del reconectador. Si la falla es transitoria ésta puede despejarse en las primeras operaciones del reconectador pero si es permanente el seccionizado operará aislando la zona fallada.

Las condiciones que debe cumplir para la adecuada operación de un seccionizador son las siguientes:

1. El reconectador ubicado a espaldas del seccionizador debe operar para la falla mínima de la zona que protege el seccionizador.
2. Esta falla mínima debe ser mayor que la corriente mínima de operación del seccionizador.
3. No debe excederse el tiempo máximo de conexión para la máxima falla que se produzca.

Normalmente un seccionizador se usa para proteger arranques.

Los desconectores fusibles son los dispositivos más sencillos - que existen para interrumpir la corriente de cortocircuito. Es

un conductor de un metal especial (plomo, aluminio, plata, etc) calibrado de modo que el calentamiento producido por la corriente normal del circuito en el cual se encuentra intercalado no sea tan alto como para producir una variación substancial de las propiedades conductoras del metal. Sin embargo, el elemento fusible debe fundirse e interrumpirse el circuito cuando la corriente exceda de cierto valor predeterminado.

Para los fusibles se acostumbra dar 2 curvas características de operación: el tiempo mínimo de fusión y el tiempo total de apertura en función de la corriente del cortocircuito.

La característica del tiempo mínimo de fusión se logra energizando el fusible en baja tensión y midiendo el tiempo que el fusible demora en fundirse para diferentes valores de corriente de cortocircuito. La característica de tiempo total de apertura incluye el tiempo de fusión del elemento fusible más el tiempo de extinción del arco.

Por último señalamos a los seccionadores que tienen por objeto permitir la apertura de los desconectadores fusibles cuando está circulando la corriente de carga. Su operación consiste en puentear el desconectador haciendo que la corriente de carga pase por el seccionador en el momento cuando se abren los contactos del desconectador fusible. El circuito, finalmente se interrumpe bruscamente por la acción de un resorte en la cámara de extinción del interruptor bajo carga sin imponer ningún esfuerzo al desconectador.

3.7.5 Protección contra descargas atmosféricas.-

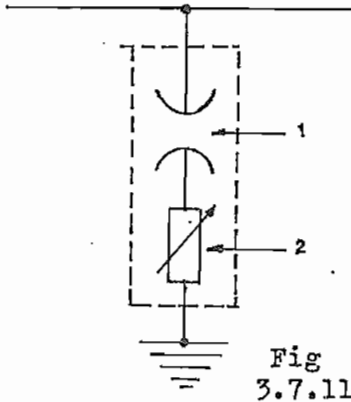
La protección contra rayos o descargas atmosféricas por medio de pararrayos y conductores aéreos puestos a tierra significa una reducción de salidas de servicio y evita desde luego de cualquier daño al equipo. La cantidad y clase de protección varía en diferentes aplicaciones, dependiendo del grado a que están expuestas las líneas, la frecuencia y severidad de tormentas de rayos, el costo de la protección como un aspecto de seguridad contra daños del equipo debido a fuentes de conexión del sistema, y el valor de reducción de salidas de operación de las líneas.

Los dispositivos que se utilizan para protección contra descargas atmosféricas son los pararrayos, destinados a descargas, las sobretensiones producidas por rayos o maniobras; que no de ser así se descargarían sobre los aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico, y en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc. Los pararrayos deben estar conectados permanentemente a las líneas y operarán solamente cuando la tensión alcance un valor conveniente o superior a la tensión de ruptura. Es decir, que un pararrayo actúa como una válvula de seguridad.

El tipo que se usará es el denominado pararrayo autovalvular.

En la figura 3.7.11 se indica el principio de un pararra

yos autovalvular. Según se expresa en esta figura un pararrayos de este tipo está constituido por un explosor o espinterómetro 1 y una resistencia en serie 2.



El explosor está ajustado para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión denominada tensión de ruptura, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia 2. Después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprime, a su próximo paso por cero, la corriente de la red, que se restablece a la tensión de servicio pero cuya intensidad está limitada por la resistencia; por lo tanto, la línea queda nuevamente separada de tierra. La resistencia 2 de la figura 3.7.11 está constituida por un material aglomerado (denominaciones comerciales: thyrite, resorbite etc) que tiene la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo cuando mayor es la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado cuando esta tensión es reducida, en definitiva la resistencia eléctrica tiene características adecuadas para el funcionamiento del pararrayos, pues, sucede que a la tensión normal de servicio opone mucha resistencia al paso de la corriente; mientras que con una sobretensión, la resistencia eléctrica disminuye, permitiendo así la fácil descarga a tierra y eliminando por lo tanto la sobretensión.

El explosor de un pararrayos tiene una doble misión : debe accionarse en caso de que aparezca una sobretensión, y

después, debe suprimir la corriente de fuga a su paso por cero, después del amortiguamiento de la onda de sobre-tensión. En los pararrayos más modernos, esta doble misión está encomendada a 2 explosores en serie y denominados explosor de aislamiento y explosor de extinción.

Las conexiones a tierra de los pararrayos deben tener baja resistencia y baja impedancia con respecto a la fuente. Para mejorar el efecto de la conexión a tierra, la tierra del pararrayos debe estar unida al sistema de puesta a tierra de la subestación

Las conexiones de pararrayos a las líneas, deberían estar en el lado de entrada y prácticamente cerca de los aparatos que se desea proteger. Muchas veces son instalados directamente en los tanques de los transformadores, que ellos protegen.

3.7.6 Coordinación del equipo de protección .-

Para la coordinación de las protecciones tenemos que aclarar algunos principios útiles y que se deberían tomar en cuenta; un primer concepto que debemos señalar es el de que, 2 elementos de protección están coordinados cuando para una determinada condición de falla, el elemento de protección que está más cerca de la zona fallada opera antes que el otro.

Para proceder a estudiar la coordinación de los elementos de protección es necesario hacer uso de curvas carac-

terísticas de operación tiempo-corriente, superponiéndolas adecuadamente. De acuerdo al uso normal que se da a los elementos de protección, en las líneas de distribución, se pueden realizar diferentes combinaciones, pero las que se presentan con mayor frecuencia son las siguientes:

- Reconectador - Reconectador
- Reconectador - Seccionalizador
- Reconectador - Desconectador fusible
- Desconectador fusible - Desconectador fusible

Coordinación entre 2 reconectores: El método más común es el de coordinar 2 reconectores por "corrientes nominales", ya que otros métodos por ejemplo el de "número de operaciones" o el de "ajustes diferentes" implican intervención en el sistema de control del reconector que no siempre es sencillo. Este método de "corrientes nominales" indica que los reconectores tienen el mismo ajuste, normalmente 2 rápidas y 2 lentas y se colocan de modo que sus corrientes nominales vayan decreciendo al alejarse de la fuente. Anotemos que la fábrica no garantiza efectiva coordinación entre 2 reconectores de diferentes corrientes nominales en la curva rápida; esto tiene particular importancia cuando se tienen reconectores en serie ajustados a una sola operación.

Coordinación entre un reconector y un seccionalizador:

Como se indicó anteriormente un seccionalizador siempre trabaja en conjunto con un reconector, expliquemos con un ejemplo:

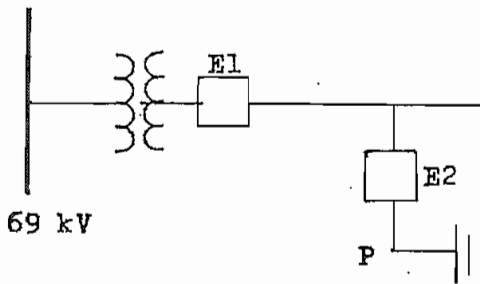


Fig. 3.7.12

Si ocurre una falla en el punto P, figura 3.7.12, el reconectador empieza a operar con sus aperturas y reconexiones hasta que el sistema integrado del seccionalizador completa el número de operaciones de ajuste y hace que éste abra después de la 1ra, 2da. ó 3ra - apertura del reconectador. Al abrir el seccionalizador se mantiene el servicio de la línea troncal.

Lo importante en este caso es que la corriente de cortocircuito mínima de la zona que protege E2, debe ser mayor - que la corriente mínima de operación del reconectador y del seccionalizador. Normalmente se trata de que las corrientes nominales de E1 y E2 sean iguales.

Coordinación reconectador - desconectador fusible:

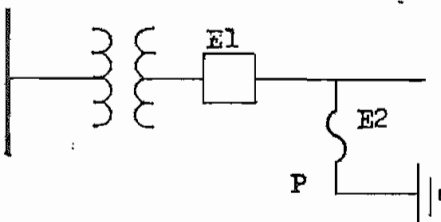


Fig. 3.7.13

La condición ideal de coordinación es aquella que se logra cuando al haber una falla en el punto P de la figura 3.7.13, el reconectador E1 opera con su característica rápida antes que se queme el fusible, con el objeto de que si la falla es transitoria E1 reponga el servicio sin que se haya quemado E2. Si la falla es permanente, al operar E1, de acuerdo a su característica lenta, da tiempo suficiente para que el fusible E2 se queme aislando la zona fallada.

La coordinación se basa en que las curvas del tiempo total de apertura (maximum clearing time) y del tiempo mínimo de fusión (minimum melting time) queden entre la curva lenta - del reconectador y la curva rápida, amplificada ésta última por el factor 1.5.

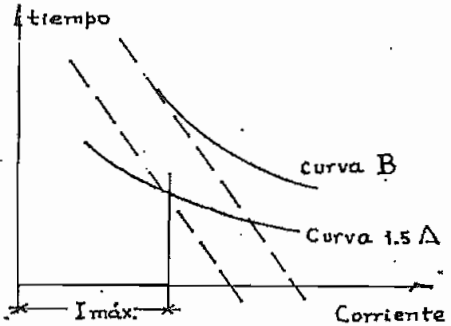


Fig. 3.7.14

El fusible coordina con el reconectador hasta un valor de corriente de cortocircuito máximo. $I_{máx}$ (figura 3.7.14), ya que para una corriente mayor el fusible opera antes que la operación rápida del reconectador.

don.

Coordinación entre dos fusibles:

Este es el caso más simple por cuanto sólo se necesita - que el fusible E2 opere antes que E1. Para asegurar una posi-

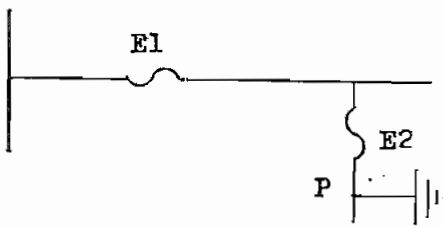


Fig. 3.7.15

tiva coordinación entre E1 y E2 (figura 2.7.15) se exige que el 75% del tiempo mínimo de fusión de E1 sea mayor que el tiempo total de a apertura de E2.

Protección de líneas de baja tensión:

Las líneas de baja tensión se protegen con interruptores automáticos en aire, monopolares o tripolares dotados de un elemento térmico para proteger una sobrecarga y un elemento

magnético como protección de cortocircuito.

Las condiciones que debe cumplir un interruptor automático para usarlo en un punto determinado son las siguientes:

- Voltaje adecuado.
- Corriente nominal por lo menos igual a la corriente de carga.
- Capacidad de ruptura del interruptor, mayor que el cortocircuito máximo que se puede producir en ese punto.

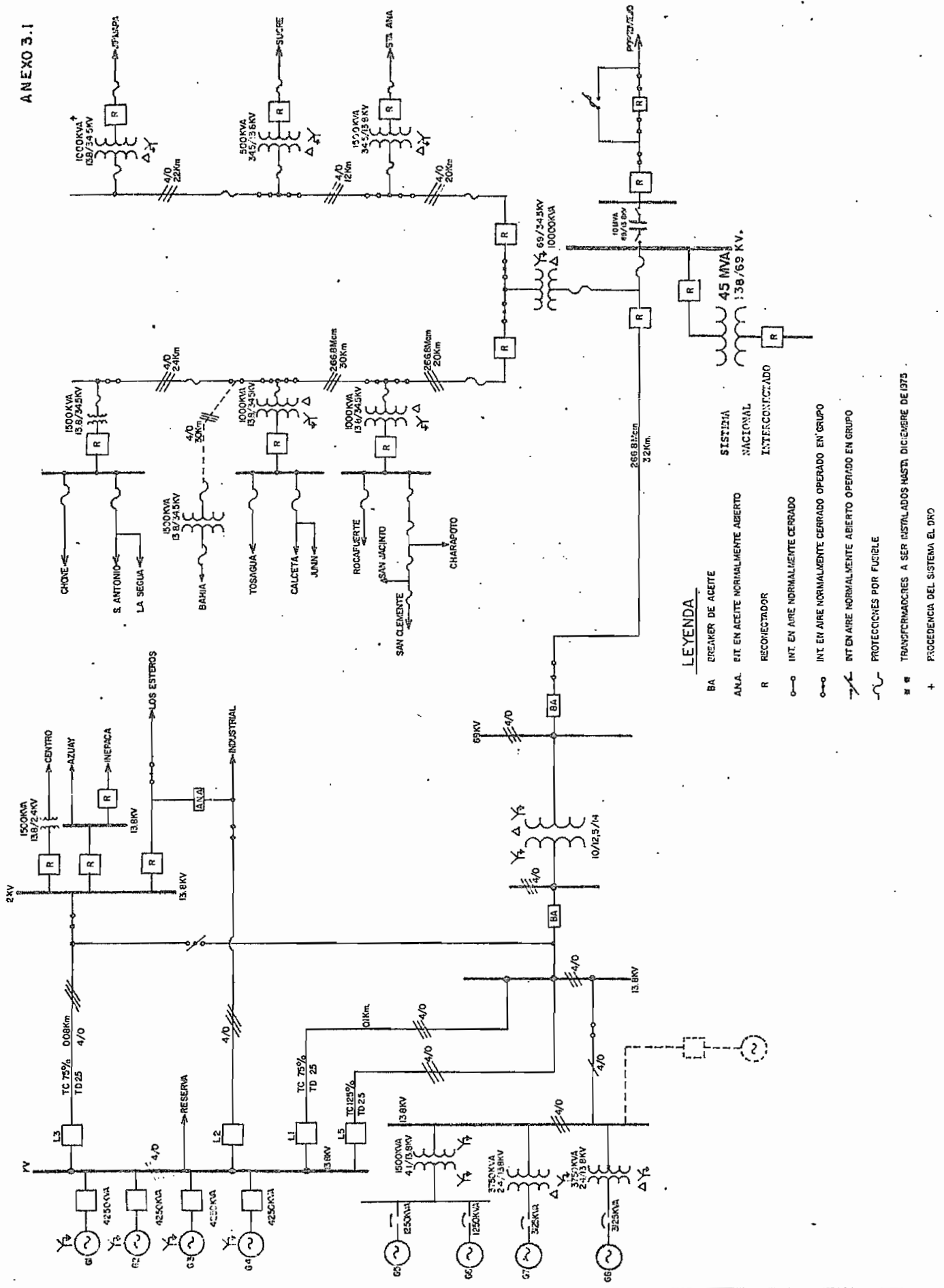
Respecto a la corriente máxima de cortocircuito que se puede producir en barras de baja tensión de los transformadores de distribución, señalamos que será:

$$I_{cc \text{ máx}} = \frac{I}{Z} \text{ (amperios)}$$

I = corriente nominal del transformador de distribución.

Z = impedancia de transformador en tanto por uno.

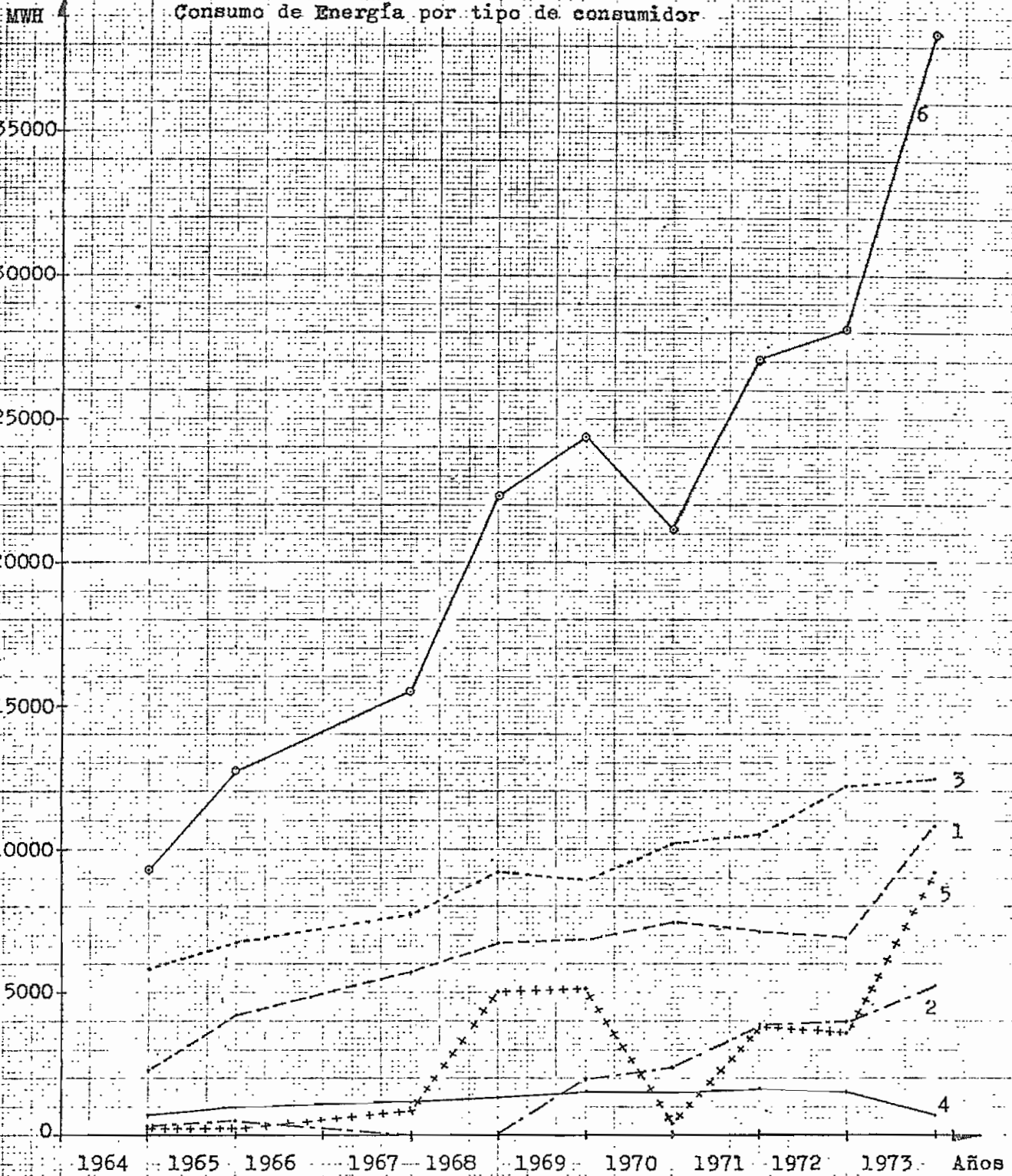
ANEXO 3.1



LEYENDA

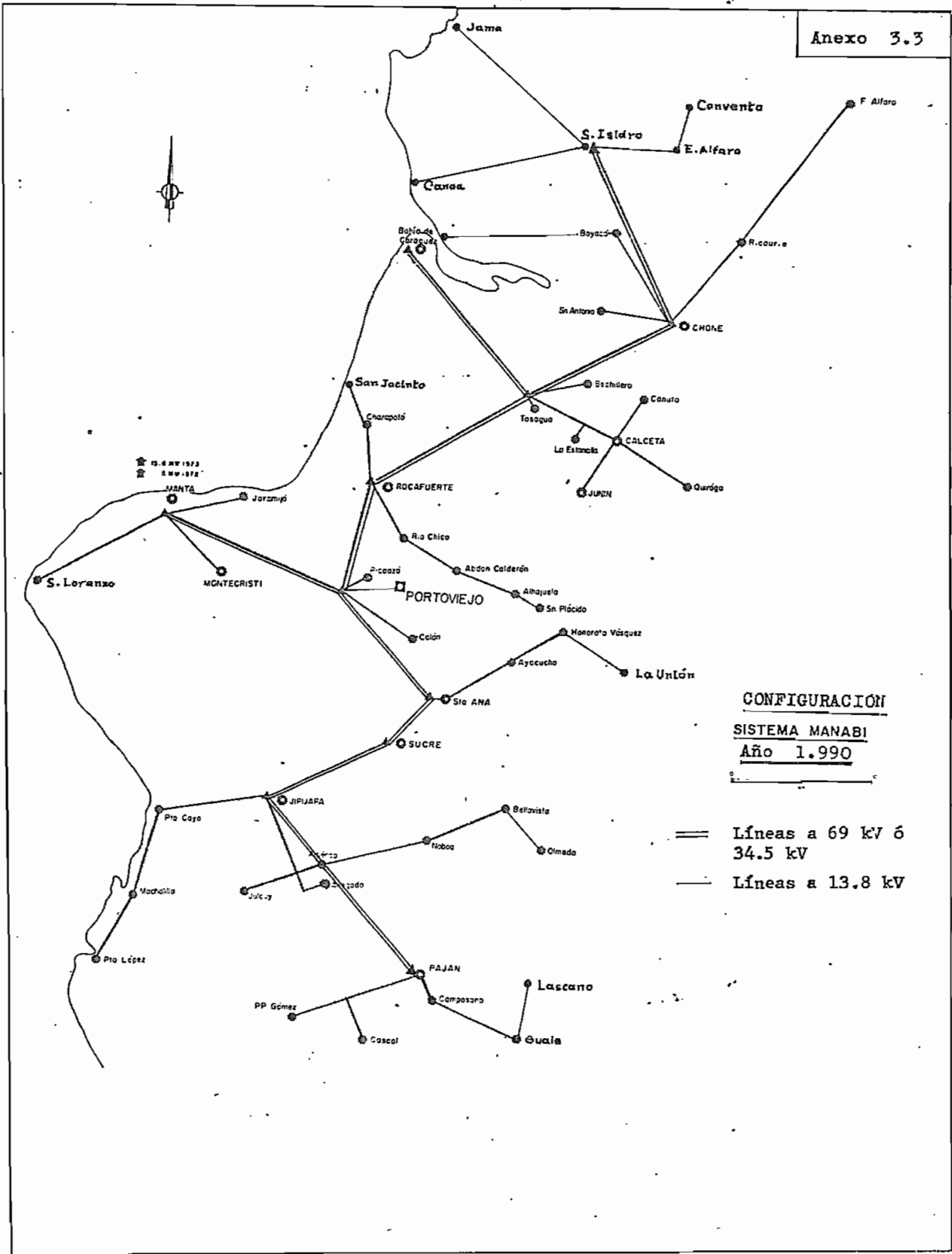
- BA BREAKER DE ACEITE
- ANA. FIT EN ACEITE NORMALMENTE ABIERTO
- R RECOLECTADOR
- INT. EN AIRE NORMALMENTE CERRADO
- INT. EN AIRE NORMALMENTE ABIERTO
- INT EN AIRE NORMALMENTE CERRADO OPERADO EN GRUPO
- INT EN AIRE NORMALMENTE ABIERTO OPERADO EN GRUPO
- PROTECCIONES POR FUSIBLE
- TRANSFORMADORES A SER INSTALADOS HASTA DICIEMBRE DE 1975
- + PROCEDENCIA DEL SISTEMA EL DFO

Consumo de Energía por tipo de consumidor



CURVAS:

- 1 Residencial
- 2 Comercial
- 3 Industrial
- 4 Alumbrado Público
- 5 Otros consumos
- 6 Total



AÑOS	Chone	S. Isidro	Tosagua	Bahía	Rocafuerte	Portoviejo	Manta	S. Ana	Sucre	Jipijapa	Paján
1.975	1047	332	625	466	625	3478	12122	247	197	1103	410
1.976	1198	362	705	486	685	3814	12785	275	243	1212	450
1.977	1387	395	795	495	754	4226	13731	309	297	1336	490
1.978	1598	431	884	505	834	4636	14467	346	355	1473	540
1.979	1859	471	1001	521	915	5137	15532	389	421	1630	589
1.980	2149	516	1111	540	1008	5637	16592	434	504	1772	639
1.981	2410	565	1221	592	1088	6249	18777	486	570	1957	702
1.982	2685	619	1332	648	1165	6858	21010	539	638	2148	768
1.983	3014	681	1464	712	1260	7606	23783	604	723	2371	845
1.984	3368	739	1604	780	1359	8351	26611	673	810	2609	921
1.985	3763	803	1757	864	1464	9269	30112	748	907	2873	1007
1.986	4206	869	1927	947	1581	10179	33696	833	1016	3163	1100
1.987	4702	944	2112	1048	1705	11301	38138	926	1138	3483	1203
1.988	5256	1023	2316	1149	1841	12412	42680	1031	1274	3838	1315
1.989	5880	1112	2542	1274	1989	13782	48318	1149	1427	4231	1439
1.990	6578	1206	2790	1397	2150	15139	54078	1279	1599	4664	1573

S I S T E M A M A N A B I

CURVA PROMEDIO DE CARGA DE UN DIA
DE TRABAJO

P(%)

Potencia Demandada

100

80

60

40

20

0

0

4

8

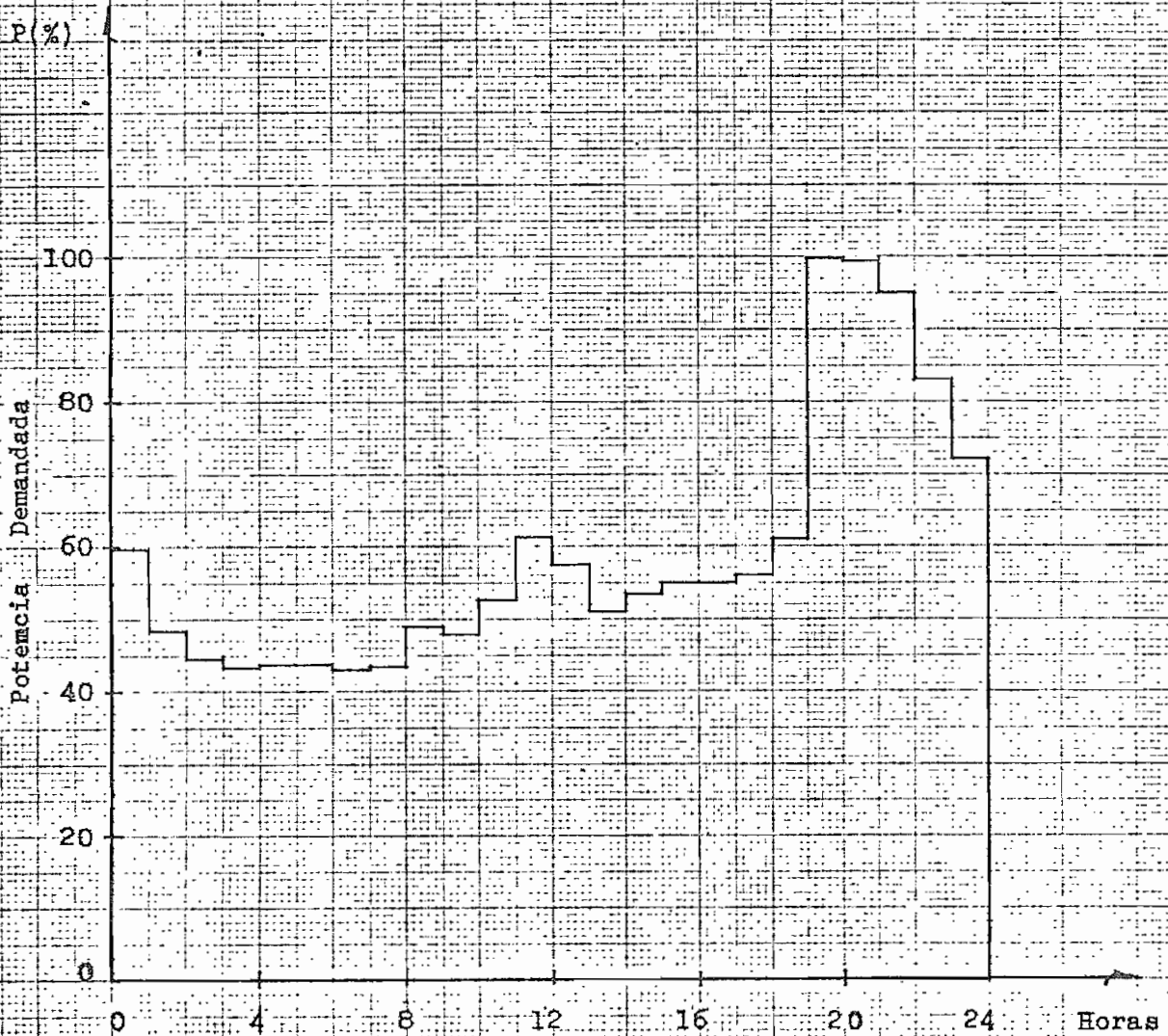
12

16

20

24

Horas



S I S T E M A M A N A B I

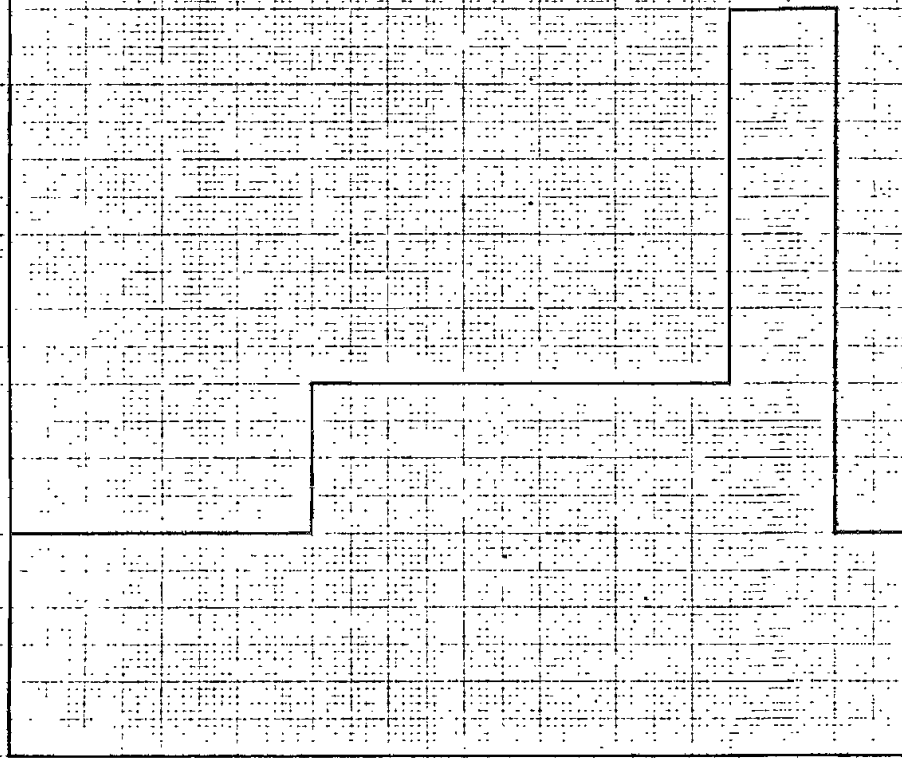
CURVA DÍA PROMEDIO REPRESENTATIVO ANUAL DE CARGA

P(%)

Potencia - Demandada

100
80
60
40
20
0

4 8 12 16 20 24 Horas



LINEAS A 69 KV CONDUCTORES ACSR REGULACION 1%

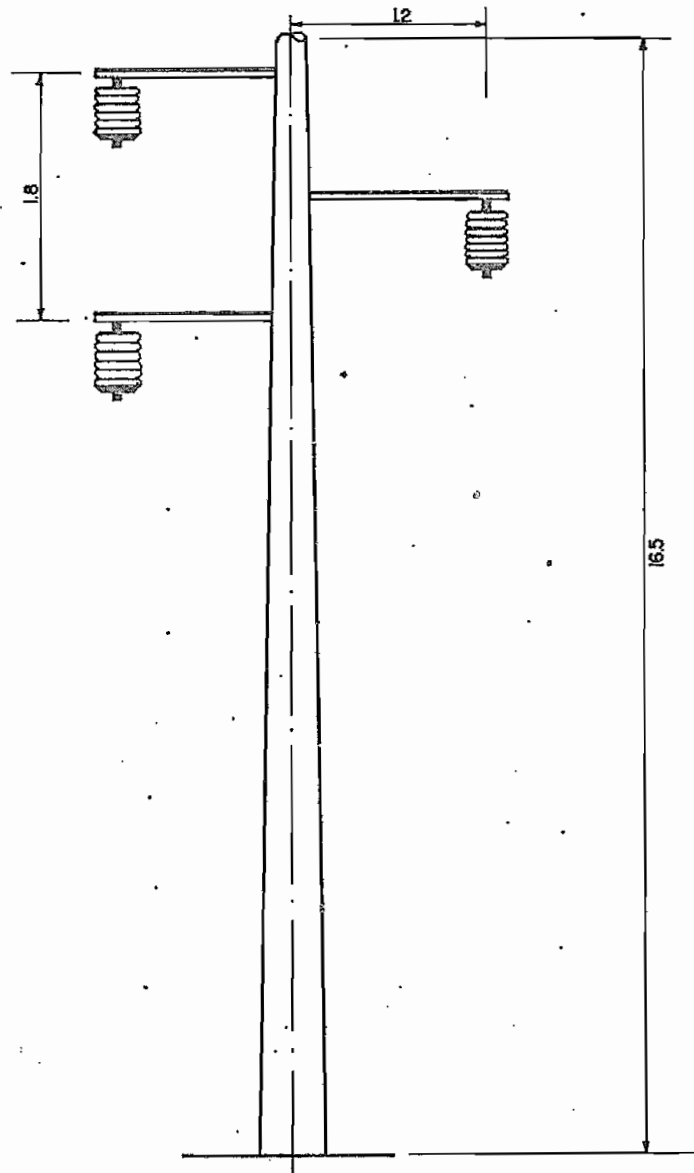
Anexo 3.6

Conduct. ACSR Calibres	r1 Ohm/Km	xa Ohm/Km	xl * Ohm/Km	Cos ϕ : = 0.85			Cos ϕ = 0.9			
				r1 Cos ϕ	xl Sen ϕ	G	r1 Cos ϕ	xl Sen ϕ	G	
2	1.050	0.413	0.565	0.8925	0.2978	1.1902	0.945	0.2463	1.1913	39965
1/0	0.696	0.408	0.560	0.5916	0.2951	0.8867	0.626	0.2440	0.870	54724
2/0	0.556	0.398	0.550	0.4726	0.2898	0.7624	0.500	0.240	0.740	64338
3/0	0.449	0.386	0.538	0.3816	0.2835	0.6652	0.404	0.235	0.639	74507
4/0	0.368	0.361	0.513	0.3128	0.2704	0.5832	0.331	0.224	0.555	85784
266.8	0.343	0.376	0.528	0.2915	0.2783	0.5698	0.309	0.230	0.539	88330
300.0	0.213	0.285	0.437	0.1810	0.2303	0.4113	0.192	0.191	0.383	124308
336.4	0.190	0.280	0.432	0.1615	0.2277	0.3892	0.171	0.188	0.359	132618
397.5	0.161	0.274	0.426	0.1368	0.2245	0.3613	0.145	0.186	0.331	143837
477.0	0.134	0.267	0.419	0.1139	0.2208	0.3347	0.121	0.183	0.304	156612
500.0	0.128	0.262	0.414	0.1088	0.2182	0.3270	0.115	0.180	0.295	161390

NOTA *

xl = xa + xd

xd = 0.1520 ohm/ comd. / km.



ESTRUCTURA DE HORMIGON PARA TRANSMISION
A 69 KV

NOTA: VALORES EXPRESADOS EN METROS.

A N O	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA x Km. x 10 ⁻³	Regulación (%)	Perdidas Totales Demanda (%)				Perdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (Sucres)	Valor Presente (Sucres)
					30	50	100					
					10 h.	11 h.	3 h.					
					(KW)	(KW)	(KW)					
1.975		3095	178.8	2.08	4.0	11.1	44.6	1.60	108.0	37801	37801	
1.976		3436	199.1	2.32	5.0	13.8	55.4	1.79	134.3	47012	43528	
1.977		3826	222.5	2.59	6.2	17.3	69.3	2.04	168.0	58791	50401	
1.978		4252	248.0	2.89	7.8	21.6	86.3	2.28	209.7	73392	58259	
1.979		4767	279.3	3.26	9.9	27.4	109.7	2.61	266.3	93194	68498	
1.980		5324	313.3	3.65	12.5	34.6	138.5	2.96	336.2	117671	80087	
1.981		5876	347.0	4.05	15.4	42.7	170.6	3.34	414.5	145060	91417	
1.982		6449	382.6	4.46	18.7	52.0	208.1	3.71	504.9	176717	103114	
1.983		7131	424.7	4.95	23.2	64.5	257.8	4.18	625.9	219078	118368	
1.984		7850	468.8	5.46	28.5	79.1	316.4	4.66	768.1	268824	134466	
1.985		8651	518.1	6.04	35.1	97.4	389.6	5.24	945.8	331026	153331	
1.986		9530	572.0	6.67	43.1	119.9	479.4	5.85	1163.7	407280	174682	
1.987		10511	632.5	7.37	53.3	148.1	592.4	6.59	1437.8	503246	199839	
1.988		11585	698.8	8.15	65.9	183.0	731.9	7.39	1776.7	621849	228654	
1.989		12797	773.8	9.02	81.9	227.4	909.7	8.36	2208.1	772824	263147	
1.990		14121	855.8	9.98	101.7	282.5	1129.9	9.41	2742.7	959939	302573	
											2'108165	

Conductor ACSR - 4/0 [6 hilos de aluminio

3100 mts./km. [1 hilo de acero

Costo N° 4/0 : S/. 15.50/m.

Costo total del conductor = S/. 48.050

x 115 km. = S/. 5'525.750

TOTAL = 2'108.165 + 5'525.750 = 7'633.915

LINEA A 69 KV. PORTOVIEJO - SAN ISIDRO : 115 Km. CALIBRE ACSR

266.8 Mcm.

Anexo 3.8.2

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA x Km. x 10 ⁻³	Regulación (%)	Perdidas Totales Demanda (%)				Perdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (Sucres)	Valor Presente (Sucres)
				30	50	100				
				10 h.	11 h.	3 h.				
				(KW)	(KW)	(KW)				
1.975	3095	178.8	2.02	3.7	10.4	41.5	1.49	35235	35235	
1.976	3436	199.1	2.25	4.6	12.9	51.5	1.67	43742	40501	
1.977	3826	222.5	2.52	5.8	16.1	64.5	1.89	54754	46941	
1.978	4252	248.0	2.81	7.2	20.1	80.3	2.12	68218	54151	
1.979	4767	279.3	3.16	9.2	25.5	102.1	2.43	68717	63737	
1.980	5324	313.3	3.55	11.6	32.2	128.8	2.75	109430	74478	
1.981	5876	347.0	3.93	14.0	38.8	155.4	3.04	131966	83165	
1.982	6449	382.6	4.33	17.4	48.4	193.5	3.45	164401	95928	
1.983	7131	424.7	4.81	21.6	59.9	239.7	3.89	203633	110023	
1.984	7850	468.8	5.31	26.5	73.5	294.0	4.33	249815	124957	
1.985	8651	518.1	5.86	32.5	90.4	361.5	4.86	307098	142248	
1.986	9530	572.0	6.48	40.1	111.3	445.2	5.43	378255	162234	
1.987	10511	632.5	7.16	49.5	137.5	550.0	6.12	467246	185543	
1.988	11585	698.8	7.91	61.1	169.8	679.2	6.86	576970	212152	
1.989	12797	773.8	8.76	76.0	211.0	843.9	7.76	717022	244146	
1.990	14121	855.8	9.69	94.3	261.9	1047.6	8.73	889996	280527	

Conductores ACSR 266.8 Mcm : 3100 mts/Km. 6 hilos de aluminio
7 hilos de acero

Costo : S/. 19.5 /m.

Costo total: S/. 60.450

115 km. = S/. 6'951.750

TOTAL = 1'955.966 + S/. 6'951.750 = 8'907.716

LINEAS A 69 KV : PORTOVIEJO - SAN ISIDRO - 115 Km. : Calibre ACSR - 300 Mcm.

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)						
				30	50	100				
				10 h.	11 h.	3 h.				
(KW)	(KW)	(KW)								
1.975	3095		1.44	2.3	6.4	25.5	0.92	12705	12705	
1.976	3436		1.60	2.8	7.9	31.6	1.02	26775	24791	
1.977	3826		1.79	3.6	9.9	39.5	1.15	33635	28499	
1.978	4252		2.00	4.4	12.3	49.1	1.28	41720	33117	
1.979	4767		2.25	5.6	15.6	62.3	1.45	52955	38922	
1.980	5324		2.52	7.1	19.6	78.4	1.64	66675	45379	
1.981	5876		2.59	8.7	24.1	96.4	1.82	81935	51635	
1.982	6449		3.08	10.6	29.3	117.3	2.02	99680	58163	
1.983	7131		3.42	13.0	36.2	144.9	2.26	123025	66470	
1.984	7850		3.77	16.0	44.3	177.3	2.51	150640	75350	
1.985	8651		4.17	19.6	54.4	217.6	2.79	184860	85632	
1.986	9530		4.60	24.0	66.7	266.8	3.11	226625	97199	
1.987	10511		5.09	29.6	82.1	328.5	3.47	279090	110827	
1.988	11585		5.62	36.4	101.0	404.0	3.87	343280	126224	
1.989	12797		6.22	45.0	125.0	499.8	4.34	424690	144607	
1.990	14121		6.88	55.6	154.4	617.7	4.86	524720	165392	
									1'164.913	

Conductor ACSR - 300 Mcm. 3.100 Mts./km. 26 hilos de aluminio
7 hilos de acero

Costo : S/. 22.0 / m.

Costo Total del Conductor = 68.200 S./Km. x 115 Km. = S/. 7'843.000

Total = 7'843.000 + 1'164.913 = S/. 9'007.913

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)						
				30	50	100				
				10 h.	11 h.	3 h.				
(KW)	(KW)	(KW)								
1.975	11516	414576	3.40	18.3	50.9	203.7	1.97	172973	172973	
1.976	12146	437256	3.57	20.5	56.8	227.3	2.08	193120	178810	
1.977	13044	469584	3.84	23.7	65.9	263.6	2.27	223907	191955	
1.978	13744	494784	4.04	26.4	73.4	293.8	2.40	249470	198029	
1.979	14755	531180	4.34	30.6	85.1	340.5	2.62	289175	212544	
1.980	15762	567432	4.64	35.2	97.7	390.8	2.82	332035	225990	
1.981	17838	642168	5.25	45.6	126.6	506.4	3.26	430236	271135	
1.982	19960	718560	5.87	57.7	160.4	641.5	3.69	544969	317939	
1.983	22594	813384	6.65	75.1	208.6	834.2	4.27	708642	382879	
1.984	25280	910080	7.44	95.4	265.0	1059.8	4.85	900433	450396	
1.985	28606	1029816	8.42	124.4	345.5	1382.0	5.62	1174086	543837	
1.986	32011	1152396	8.42	158.6	440.6	1762.6	6.40	1497281	642184	
1.987	36261	1304316	10.66	207.8	577.4	2309.4	7.46	1961933	779083	
1.988	40546	1459656	11.93	266.3	739.7	2959.0	8.54	2513698	924287	
1.989	45902	1652572	13.51	351.0	975.0	3900.2	10.00	3313273	1128169	
1.990	51374	1849464	15.11	452.2	1256.0	5024.2	11.51	4268204	1345338	
									7'965.591	

Conductor ACSR 336.4 Mcm. 26 Hilos de aluminio
7 hilos de acero

Costo Total del Conductor : 24.6 S/. / Mt. x 3.100 mts / Km x 36 Km = S/. 2'745.360
Total = 7'965,591 + 2'745,360 = S/. 10'710,951

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulacion (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas Potencia (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					Demanda (%)		(KW)					
					30	50	10 h.	3 h.				
					(KW)	(KW)	(KW)	(KW)				
1.975		11516	414576	2.85	12.2	33.9	135.8	1.31	329.3	115269	115269	
1.976		12146	437256	3.00	13.6	37.9	151.5	1.39	367.7	128695	119159	
1.977		13044	469584	3.23	15.8	43.9	175.5	1.51	426.1	149135	127853	
1.978		13744	494784	3.40	17.6	48.9	195.5	1.60	474.6	166126	131871	
1.979		14755	531180	3.65	20.4	56.6	226.4	1.74	549.6	192366	141389	
1.980		15762	567432	3.90	23.4	64.9	259.6	1.87	630.2	220586	150131	
1.981		17838	642168	4.41	30.2	83.9	335.7	2.16	814.7	285138	179694	
1.982		19960	718560	4.94	38.2	106.2	424.6	2.45	1030.8	360766	210507	
1.983		22594	813384	5.59	49.6	137.7	550.9	2.82	1337.1	467999	252860	
1.984		25280	910080	6.25	62.8	174.6	698.3	3.19	1694.9	593207	296722	
1.985		28606	1029816	7.07	81.7	227.0	907.9	3.69	2203.8	771316	357274	
1.986		32011	1152396	7.91	103.9	228.7	1154.9	4.20	2803.0	981043	420769	
1.987		36231	1304316	8.96	135.8	377.1	1508.4	4.87	3661.4	1281498	508883	
1.988		40546	1459656	10.02	173.3	481.5	1926.0	5.56	4674.7	1636158	601615	
1.989		45902	1652472	11.35	227.6	632.1	2528.5	6.48	6137.3	2148065	731416	
1.990		51374	1849464	12.70	292.0	811.1	3244.6	7.43	7875.2	2756321	868792	

ACSR - 500 Mcm. : 3.100 m/Km. 30 hilos de aluminio
 7 hilos de acero

Costo total: 28.5 S./m. 3.100 m/km. x 36 Km. = S/. 3'180.600

TOTAL = S/. 3'180.600 + S/. 5'214.204 = S/. 8'394.804

5'214204

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas Potenciales (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)	
				Demanda (%)		(KW)	(KW)					(KW)
				30	50							
				10 h.	11 h.	3 h.						
1.975	1957	116830	1.82	2.5	6.9	27.7	1.57	67.2	23506	23506		
1.976	2180	129290	2.01	3.1	8.6	34.3	1.75	83.4	29190	27027		
1.977	2432	143034	2.22	3.8	10.6	42.4	1.96	102.9	36000	30863		
1.978	2714	158719	2.47	4.8	13.2	52.8	2.19	128.3	44917	35655		
1.979	3029	175880	2.73	5.9	16.4	65.7	2.46	159.3	55763	40986		
1.980	3349	192880	3.00	7.2	20.0	80.0	2.71	194.2	67963	46256		
1.981	3715	213262	3.31	8.9	24.6	98.8	3.06	239.4	83804	52813		
1.982	4093	234377	3.64	10.8	30.1	120.3	3.38	292.0	102200	59634		
1.983	4543	259287	4.03	13.4	37.2	148.9	3.79	361.3	126460	68326		
1.984	5013	285135	4.43	16.4	45.5	182.0	4.20	441.8	154641	77351		
1.985	5535	313951	4.88	20.1	55.8	223.2	4.69	541.8	189632	87838		
1.986	6112	345607	5.37	24.7	68.5	273.9	5.21	665.1	232786	99842		
1.987	6750	380612	5.92	30.3	84.2	336.6	5.83	817.2	286032	113583		
1.988	7458	419291	6.52	37.3	103.6	414.3	6.50	1005.8	352015	129436		
1.989	8246	462236	7.18	46.0	127.8	511.4	7.30	1241.0	434350	147896		
1.990	9115	509408	7.92	56.8	157.9	631.6	8.15	1532.9	536512	169108		

Costo = 8.50 S/. /m. x 3.100 m/ Km. x 98 Km. = 2'582.300

Total = 1'210.120 + 2'582.300 = S/. 3'792.420

Descrip. A N O	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)	
				Demanda (%)		(KW)						
				30	50	100	10 h.	11 h.	3 h.			
				(KW)	(KW)	(KW)						
1.975	1957	116830	1.33	1.6	4.5	18.1	1.6	4.5	18.1	1.03	15304	15304
1.976	2180	129290	1.47	2.0	5.6	22.4	2.0	5.6	22.4	1.14	19009	17600
1.977	2432	143034	1.63	2.5	6.9	27.8	2.5	6.9	27.8	1.28	23544	20184
1.978	2714	158719	1.81	3.1	8.6	34.5	3.1	8.6	34.5	1.43	29268	23233
1.979	3029	175880	2.00	3.9	10.7	42.8	3.9	10.7	42.8	1.61	36422	26770
1.980	3349	192880	2.20	4.7	13.0	52.1	4.7	13.0	52.1	1.77	44240	30110
1.981	3715	213262	2.43	5.8	16.1	64.3	5.8	16.1	64.3	1.99	54677	34457
1.982	4093	234377	2.67	7.0	19.5	78.2	7.0	19.5	78.2	2.20	66315	38695
1.983	4543	259287	2.95	8.7	24.1	96.5	8.7	24.1	96.5	2.46	81964	44285
1.984	5013	285135	3.25	10.6	29.4	117.8	10.6	29.4	117.8	2.72	100003	50021
1.985	5535	313951	3.58	13.0	36.0	144.1	13.0	36.0	144.1	3.03	122423	56706
1.986	6112	345607	3.94	15.9	44.1	176.4	15.9	44.1	176.4	3.36	149889	64287
1.987	6750	380612	4.34	19.5	54.0	216.2	19.5	54.0	216.2	3.75	183653	72929
1.988	7458	419291	4.78	23.9	66.3	265.4	23.9	66.3	265.4	4.16	225415	82885
1.989	8246	462236	5.27	29.4	81.6	326.5	29.4	81.6	326.5	4.66	277358	94440
1.990	9115	509408	5.80	36.2	100.4	401.8	36.2	100.4	401.8	5.19	341322	107585
												779491

Costo = 15.50 S/./m, x 3.100 m/Km. x 98 Km. = S/. 4'708.900

Total = 779.491 + 4'708.900 = S/. 5'488.391

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucros)
				Demanda (%)		(KW)					
				30	50	100					
				10 h.	11 h.	3 h.					
				(KW)	(KW)	(KW)					
1.975	1957		1.32	1.5	4.1	16.3	0.92	39.8	18930	18930	
1.976	2180		1.46	1.8	5.1	20.2	1.03	49.2	17220	15944	
1.977	2432		1.62	2.3	6.3	25.3	1.16	61.4	21490	18208	
1.978	2714		1.80	2.8	7.9	31.6	1.29	76.5	26775	21254	
1.979	3029		1.99	3.5	9.9	39.5	1.45	95.8	33530	24645	
1.980	3349		2.18	4.4	12.1	48.4	1.61	117.6	41160	28013	
1.981	3715		2.41	5.4	15.0	59.9	1.79	145.5	50925	32093	
1.982	4093		2.65	6.6	18.2	73.0	1.98	177.1	61985	36168	
1.983	4543		2.93	8.1	22.6	90.4	2.21	219.3	76755	41471	
1.984	5013		3.23	10.0	27.7	110.7	2.45	268.9	94115	47076	
1.985	5535		3.55	12.2	34.0	135.8	2.73	329.7	115395	53451	
1.986	6112		3.91	14.9	41.4	165.8	3.01	402.2	140770	60376	
1.987	6750		4.31	18.4	51.2	205.0	3.37	497.2	174020	69103	
1.988	7458		4.75	22.7	63.1	252.4	3.76	612.6	214410	78839	
1.989	8246		5.23	28.0	77.8	311.4	4.20	755.6	264460	90049	
1.990	9115		5.77	34.6	96.1	384.4	4.69	933.0	326550	102929	
										733549	

Conductor ACSR 266.8 Mcm : 3.100 mts./Km.

Costo del Conductor S/. 19.5 / m.

Costo Total : S/. 60.450 x 98 Km. = S/. 5'924.100

Total = S/. 733.549 + S/. 5'924.100 = S/. 6'657 749

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)	
				Demanda (%)		(KW)	(KW)					(KW)
				30	50							
				10 h.	11 h.	3 h.						
1.975	466	18640	0.47	0.17	0.48	1.93	0.44	4.66	1631	1631		
1.976	486	19440	0.49	0.19	0.53	2.10	0.45	5.12	1792	1659		
1.977	495	19800	0.50	0.20	0.55	2.18	0.47	5.33	1864	1598		
1.978	505	20200	0.51	0.20	0.57	2.27	0.48	5.50	1926	1529		
1.979	521	20840	0.52	0.22	0.60	2.42	0.49	5.86	2052	1508		
1.980	540	21600	0.54	0.23	0.65	2.60	0.51	6.30	2204	1500		
1.981	592	23680	0.59	0.28	0.78	3.13	0.56	7.58	2653	1672		
1.982	648	25920	0.65	0.34	0.94	3.75	0.62	9.12	3192	1862		
1.983	712	28480	0.71	0.41	1.13	4.54	0.69	11.00	3852	2081		
1.984	780	31200	0.78	0.49	1.36	5.45	0.75	13.22	4626	2314		
1.985	864	34560	0.86	0.60	1.67	6.70	0.84	16.23	5681	2631		
1.986	947	37880	0.95	0.73	2.02	8.06	0.93	19.60	6860	2942		
1.987	1048	41920	1.05	0.89	2.47	9.89	1.04	24.00	8398	3335		
1.988	1149	45960	1.15	1.07	2.98	11.92	1.14	28.92	10123	3722		
1.989	1274	50960	1.28	1.32	3.67	14.69	1.28	35.64	12474	4247		
1.990	1397	58880	1.47	1.60	4.43	17.73	1.41	43.04	15064	4748		
										38979		

Conductor ACSR N° 2 : 3.100 mts./Km.

Costo del conductor : S/. 3.4 / m.

Costo total = 3.4 S./m. x 3.100 m/ Km. x 40 Km. = S/. 421.600

Total = S/. 38.979 + S/. 421.600 = S/. 460.579

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas Potencia (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					30	50	100				
				Demanda (%)							
				(KW)	(KW)	(KW)	(KW)				
1.975		466	18640	0.34	0.12	0.32	1.28	0.28	3.12	1094	1094
1.976		486	19440	0.36	0.13	0.35	1.39	0.30	3.40	1191	1103
1.977		495	19800	0.36	0.13	0.36	1.44	0.31	3.50	1224	1049
1.978		505	20200	0.37	0.14	0.38	1.50	0.31	3.68	1288	1022
1.979		521	20840	0.38	0.14	0.40	1.60	0.33	3.87	1354	995
1.980		540	21600	0.39	0.15	0.43	1.72	0.34	4.16	1455	990
1.981		592	23680	0.43	0.19	0.52	2.07	0.37	5.05	1767	1114
1.982		648	25920	0.47	0.22	0.62	2.48	0.41	6.01	2103	1227
1.983		712	28480	0.52	0.27	0.75	3.00	0.45	7.28	2549	1377
1.984		780	31200	0.57	0.32	0.90	3.60	0.50	8.72	3053	1527
1.985		864	34560	0.63	0.40	1.11	4.42	0.56	10.76	3765	1744
1.986		947	37880	0.69	0.48	1.33	5.32	0.61	12.92	4521	1939
1.987		1048	41920	0.77	0.59	1.63	6.52	0.68	15.84	5543	2201
1.988		1149	45960	0.84	0.71	1.96	7.85	0.75	19.06	6670	2453
1.989		1274	50960	0.93	0.87	2.42	9.67	0.84	23.48	8218	2798
1.990		1397	55880	1.02	1.05	2.91	11.65	0.93	28.27	9896	3119
											25752

Costo del Conductor = S/. 5.5/m.
 Costo = 3.100 mts./Km. x 5.5 S/./m. x 40 Km. = 682.000
 Total = S/. 25.752 + S/. 682.000 = S/. 1'707.752

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30 10 h.	50 11 h.	100 3 h.	(KW)				
1.975	466	18640	0.29	0.09	0.26	1.02	0.23	2.49	872	872	
1.976	486	19440	0.30	0.10	0.28	1.11	0.24	2.70	945	875	
1.977	495	19880	0.31	0.10	0.29	1.15	0.25	2.79	977	828	
1.978	505	20200	0.31	0.11	0.30	1.20	0.25	2.92	1022	811	
1.979	521	20840	0.32	0.11	0.32	1.28	0.26	3.09	1082	795	
1.980	540	21600	0.34	0.12	0.34	1.37	0.27	3.30	1155	786	
1.981	592	23680	0.37	0.15	0.41	1.65	0.30	4.00	1400	882	
1.982	648	25920	0.40	0.18	0.49	1.98	0.33	4.79	1676	978	
1.983	712	28480	0.44	0.21	0.60	2.39	0.36	5.79	2026	1095	
1.984	780	31200	0.48	0.26	0.72	2.87	0.40	6.98	2443	1222	
1.985	864	34560	0.54	0.32	0.88	3.52	0.44	8.56	2996	1388	
1.986	947	37880	0.59	0.38	1.06	4.24	0.49	10.29	3601	1544	
1.987	1048	41920	0.65	0.47	1.30	5.20	0.54	12.63	4420	1755	
1.988	1149	45960	0.71	0.56	1.56	6.25	0.60	15.15	5302	1950	
1.989	1274	50960	0.79	0.69	1.93	7.70	0.67	18.70	6545	2229	
1.990	1397	58880	0.92	0.84	2.32	9.29	0.74	22.50	7892	2488	

Costo del Conductor = 8.50 S/. /mts.

Costo total = 8.50 S./m, x 3.100 m/Km. x 40 Km. = S/.1.054.000

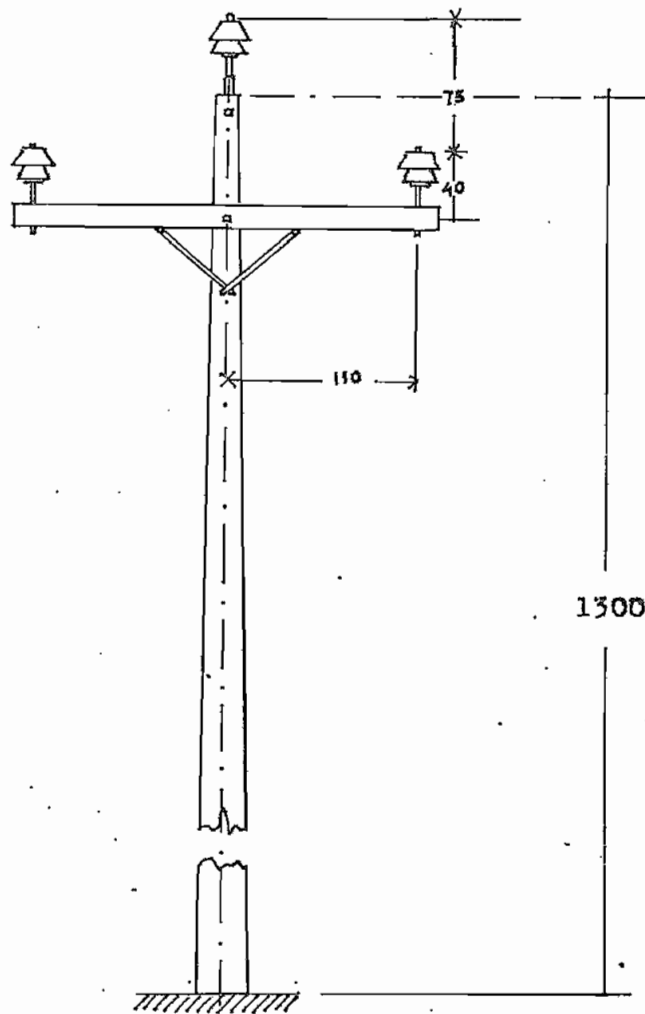
Total = S/. 20.498 + S/. 1'054.000 = S/1'074.498

Conduct.	r1 ohm/km.	xa ohm/km.	xl.* ohm/km.	COS ϕ = 0.85			COS ϕ = 0.9		
				r1 Cos ϕ	xl Sen ϕ	$\frac{KV}{3\phi}$ km.	r1 Cos ϕ	xl Sen ϕ	$\frac{KV}{3\phi}$ km.
ACSR									
2	1.050	0.413	0.537	0.893	0.283	1.176	0.945	0.234	1.179
1/0	0.696	0.408	0.532	0.592	0.280	0.872	0.626	0.232	0.858
2/0	0.556	0.398	0.522	0.473	0.275	0.748	0.500	0.228	0.728
3/0	0.449	0.386	0.510	0.382	0.269	0.650	0.404	0.222	0.626
4/0	0.368	0.361	0.485	0.313	0.255	0.568	0.331	0.211	0.542
266.8	0.343	0.376	0.500	0.292	0.263	0.555	0.309	0.218	0.527
300.0	0.213	0.285	0.409	0.181	0.215	0.396	0.192	0.178	0.370
336.4	0.190	0.280	0.404	0.161	0.213	0.374	0.171	0.176	0.347
397.5	0.161	0.274	0.398	0.137	0.210	0.347	0.145	0.173	0.318
477.0	0.134	0.267	0.391	0.114	0.206	0.320	0.121	0.170	0.291
500.0	0.128	0.262	0.386	0.109	0.203	0.312	0.115	0.168	0.283

NOTA:

* xl = xa + xd

xd = 0.124 ohm / km.



CONFIGURACION DE LAS ESTRUCTURAS

LINEAS A 34.5 kV.

Valores en cm.

LINEAS A 34.5 kV (1) PORTOVIEJO - SAN ISIDRO 115 Km. Calibre ACSR 266.8 Mcm.

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					Demanda (%)		Pérdidas (%)				
					30	50	100				
					10 h.	11 h.	3 h.				
					(KW)	(KW)	(KW)				
1.975		3095	178783	7.91	16.7	46.4	185.7	6.67	157.7		
1.976		3436	199074	8.81	21.0	58.3	233.4	7.55	198.2		
1.977		3826	222510	9.85	26.6	74.0	296.1	8.60	251.4		
1.978		4252	248040	10.98	33.7	93.6	374.3	9.78	318.0		
1.979(1)		4767	279331	6.18	19.5	54.1	216.3	5.04	183.8		
1.980		5324	313256	6.93	24.7	68.7	274.8	5.74	233.4		
1.981		5876	347044	7.68	30.7	85.2	340.7	6.44	289.5		
1.982		6449	382605	8.46	37.6	104.6	418.2	7.20	355.3		
1.983		7131	424705	9.40	47.0	130.6	522.3	8.14	443.7		
1.984		7850	468800	10.37	58.1	161.5	645.9	9.14	548.7		
1.985(2)		8651	518077	7.64	44.9	124.7	498.9	6.41	423.8		
1.986		9530	572012	8.44	55.4	153.9	615.7	7.18	523.0		
1.987		10511	632547	9.33	68.7	190.8	763.4	8.07	648.4		
1.988		11585	698833	10.31	85.2	236.6	946.3	9.08	804.0		
1.989		12797	773789	11.41	106.3	295.2	1180.6	10.25	1003.1		
1.990		14121	855815	12.62	132.5	368.1	1472.4	11.59	1250.8		

NOTAS:

(1) Entra en operación una segunda línea a 34.5 kV.

(2) Entra en operación una tercera línea a 34.5 kV.

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)		(KW)					
				30	50	100					
				10 h.	11 h.	3 h.					
				(KW)	(KW)	(KW)					
1.975	11516	414576	9.9	56	155	620	5.98	1506	527.1		
1.976	12146	437256	10.4	63	174	696	6.36	1691	591.8		
1.977	13044	469584	11.2	73	204	815	6.94	1978	692.3		
1.978	13744	494784	11.8	82	229	914	7.39	2220	777.0		
1.979(1)	14755	531180	6.3	43	119	476	3.58	1156	404.6		
1.980	15762	567432	6.8	49	137	549	3.87	1330	465.5		
1.981	17838	642168	7.6	64	178	713	4.44	1729	605.1		
1.982	19960	718560	8.6	82	227	910	5.07	2207	772.4		
1.983	22594	813384	9.7	107	297	1189	5.85	2885	1009.7		
1.984	25280	910080	10.8	137	380	1519	6.68	3689	1291.1		
1.985	28606	1029816	12.3	180	499	1998	7.76	4848	1696.8		
1.986(2)	32011	1152396	9.1	142	393	1574	5.46	3820	1337.0		
1.987	36231	1304316	10.4	186	516	2065	5.70	5012	1754.2		
1.988	40546	1459656	11.6	238	661	2642	6.51	6416	2245.6		
1.989	45902	1652472	13.1	313	869	3478	8.42	8440	2954.0		
1.990	51374	1849464	14.7	403	1120	4481	9.69	10874	3805.9		

NOTAS:

(1) Entra en operación una segunda línea

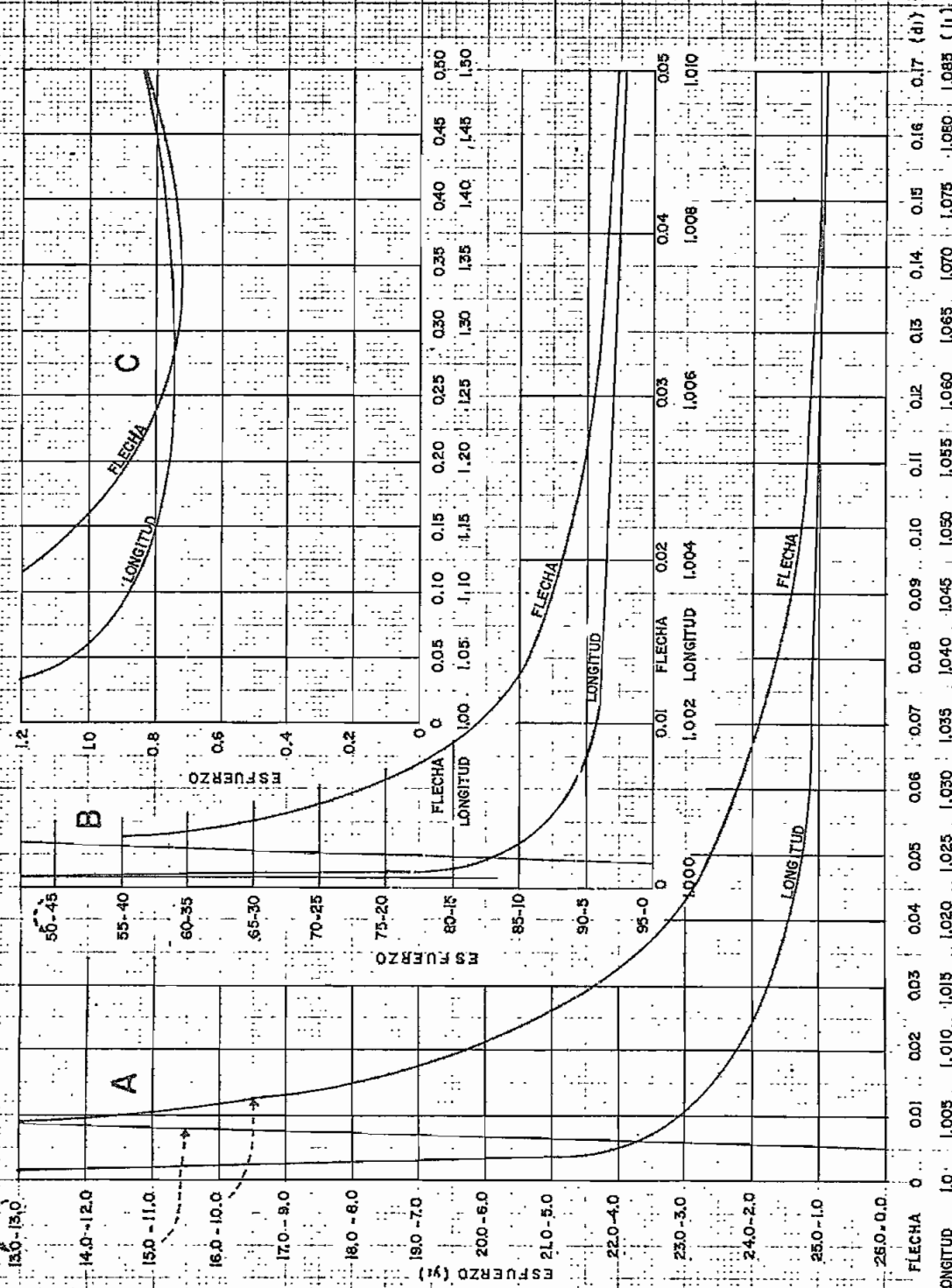
(2) Entra en operación una tercera línea

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas Potencia (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					Demanda (%)		3 h.					
					30	50	100					
					10 h.	11 h.	3 h.					
					(KW)	(KW)	(KW)					
1.975		1957	116830	5.3	7	20	78	4.4	191	66.8		
1.976		2180	129290	5.9	9	25	98	5.0	241	84.3		
1.977		2432	143034	6.5	11	31	124	5.7	300	105.0		
1.978		2714	158719	7.2	14	39	156	6.5	379	132.6		
1.979		3029	175880	8.0	18	49	198	7.4	479	167.6		
1.980		3349	192880	8.8	22	61	245	8.3	594	207.5		
1.981		3715	213262	9.7	28	77	307	9.5	748	261.8		
1.982		4093	234377	10.7	34	95	379	10.6	921	322.3		
1.983(1)		4543	259287	5.9	19	53	213	5.4	515	180.2		
1.984		5013	285135	6.5	28	66	263	6.1	655	229.2		
1.985		5535	313951	7.2	29	81	325	6.8	787	275.4		
1.986		6112	345607	7.9	36	100	401	7.6	972	340.2		
1.987		6750	380612	8.7	45	124	497	8.6	1206	422.1		
1.988		7458	419291	9.6	55	154	617	9.7	1495	523.2		
1.989		8246	462236	10.5	69	191	766	10.9	1857	649.9		
1.990		9115	509408	11.6	86	238	955	12.3	2315	810.2		

NOTA

(1) Entra en funcionamiento otro circuito

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas Potencia (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					30 h.	50 h.	100 h.	3 h.				
					(KW)	(KW)	(KW)	(KW)				
1.975		466	18640	1.14	0.37	1.04	4.15	0.99	10.1	3.500		
1.976		486	19440	1.19	0.41	1.13	4.52	1.03	11.0	3.800		
1.977		495	19800	1.21	0.42	1.17	4.69	1.05	11.4	4.000		
1.978		505	20200	1.24	0.44	1.22	4.88	1.07	11.8	4.100		
1.979		521	20840	1.27	0.47	1.30	5.20	1.11	12.6	4.400		
1.980		540	21600	1.32	0.50	1.40	5.59	1.15	13.6	4.800		
1.981		592	23680	1.45	0.61	1.68	6.74	1.27	16.4	5.700		
1.982		648	25920	1.58	0.73	2.02	8.10	1.39	19.6	6.900		
1.983		712	28480	1.74	0.88	2.45	9.80	1.53	23.8	8.300		
1.984		780	31200	1.91	1.06	2.95	11.81	1.68	28.6	10.000		
1.985		864	34560	2.11	1.31	3.64	14.54	1.86	35.3	12.400		
1.986		947	37880	2.32	1.58	4.39	17.54	2.06	42.6	14.900		
1.987		1048	41920	2.56	1.94	5.40	21.59	2.29	52.4	18.300		
1.988		1149	45960	2.81	2.35	6.52	26.07	2.52	63.3	22.200		
1.989		1274	50960	3.12	2.90	8.06	32.25	2.81	78.3	27.400		
1.990		1397	55880	3.42	3.51	9.75	39.00	3.10	94.7	33.100		



CARTA DE THOMAS
 CURVA A — Flechas de 2 a 15%
 CURVA B — Flechas menores que 2%
 CURVA C — Flechas muy grandes y usadas especialmente en vanos inclinados

ANEXO 3.13

Cuadro Cartas de Thomas: Esfuerzos y Longitud en términos Flecha a Vano

c1	y1	d1	l ₁	c1	y1	d1	l ₁
Factor Esf.Hori.	Factor Esfuerzo	Flecha Unidad	Longitud Unidad	Factor Esf.Hori.	Factor Esfuerzo	Flecha Unidad	Longitud Unidad
27.7777	27.7823	.00450	1.000054	3.8462	3.8787	.03255	1.00282
26.3158	26.3205	.00475	1.000060	3.7037	3.7342	.03380	1.00304
25.0000	25.0050	.00500	1.000067	3.5714	3.6065	.03506	1.00327
22.7273	22.7328	.00550	1.000081	3.4483	3.4846	.03631	1.00351
20.8333	20.8393	.00600	1.000096	3.3333	3.3709	.03757	1.00375
20.0000	20.0063	.00625	1.000 04	2.9412	2.9838	.04260	1.00482
19.2308	19.2373	.00650	1.000113	2.5000	2.5502	.05017	1.00668
17.8571	17.8641	.00700	1.000131	2.2727	2.3280	.05522	1.00808
16.6667	16.6742	.00750	1.000150	1.8519	1.9198	.06791	1.01219
15.6250	15.6330	.00800	1.000171	1.6667	1.7422	.07556	1.01506
14.7059	14.7144	.00850	1.000193	1.5625	1.6432	.08068	1.01715
13.8889	13.8979	.00900	1.000216	1.4286	1.5170	.08840	1.02054
13.1579	13.1674	.00950	1.000241	1.3514	1.4479	.09356	1.02297
12.5000	12.5100	.01000	1.000267	1.2500	1.3513	.10134	1.02688
11.6279	11.6387	.01075	1.000308	1.1905	1.2970	.10655	1.02966
10.6383	10.6501	.01175	1.000368	1.1111	1.2255	.11441	1.03409
10.0000	10.0125	.01250	1.000417	1.0638	1.1835	.11968	1.03722
9.0909	9.1047	.01375	1.000504	1.0000	1.1276	.12763	1.04219
8.3333	8.3483	.01500	1.000600	0.9091	1.0501	.14100	1.05119
7.6923	7.7084	.01626	1.000704	0.8333	0.9879	.15455	1.06109
6.2500	6.2700	.02001	1.001066	0.7143	0.8965	.18226	1.08369
5.8824	5.9036	.02126	1.001205	0.6250	0.8358	.21083	1.11013
5.5555	5.5781	.02252	1.001351	0.5555	0.7962	.24061	1.14057
5.2632	5.2869	.02377	1.001503	0.5000	0.7715	.27154	1.17520
5.0000	5.0250	.02502	1.001668	0.4545	0.75842	.30387	1.21423
4.7619	4.7882	.02627	1.001839	0.4167	0.75444	.33777	1.25788
4.5455	4.5730	.02753	1.002017	0.3846	0.75804	.37343	1.30645
4.3478	4.3766	.02878	1.002205	0.3571	0.76818	.41104	1.36021
4.1667	4.1967	.03004	1.002402	0.3333	0.78414	.45080	1.41952
4.0000	4.0313	.03120	1.002606	0.3122	0.80000	.49070	1.45983

PERDIDAS DE POTENCIA EN LOS ARROLLAMIENTOS DE LOS TRANSFORMADORES DE LAS SUBES-

TACIONES: n² P1 (KW) ALTERNATIVA 69 kV / 13.8 kV

Anexo 3-1

Año	S. Isidro	Chone	Tosagua	Bahia	Rocafuer.	Portovi	Manta	Sta. Ana	Sucre	Jipijapa	Pajan
1.975	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.976	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.977	-	-	-	-	3.22	30.36	80.13	-	-	-	-
1.978	-	5.79	4.43	-	3.94	36.54	88.95	0.68	0.71	-	-
1.979	1.26	7.83	5.68	1.54	4.74	28.71	102.53	0.86	1.00	9.03	1.97
1.980	1.51	10.47	6.99	1.65	5.76	34.57	117.00	1.07	1.44	10.68	2.31
1.981	1.81	13.16	8.45	1.99	6.71	42.49	149.84	1.34	1.84	13.02	2.79
1.982	2.17	16.34	10.05	2.38	7.69	39.98	148.23	1.65	2.30	15.69	3.34
1.983	2.63	20.59	12.15	2.87	9.00	49.17	153.85	2.07	2.96	19.11	4.05
1.984	3.09	25.71	12.75	3.45	10.46	59.28	200.64	2.57	3.72	14.81	4.81
1.985	3.65	20.54	8.75	4.23	12.14	73.03	218.90	3.17	4.66	17.96	5.75
1.986	4.28	25.66	10.52	5.08	10.71	56.36	236.35	3.93	5.85	17.01	6.86
1.987	5.05	25.05	12.64	6.22	12.46	69.48	309.08	4.86	7.34	20.62	8.20
1.988	5.93	31.30	15.20	7.48	9.60	83.81	305.84	6.02	9.20	25.04	9.80
1.989	7.01	39.18	18.31	9.20	11.21	107.63	317.51	7.48	11.54	30.43	11.73
1.990	8.24	49.03	22.05	11.06	13.10	127.50	425.00	9.27	12.75	36.98	12.75

PERDIDAS TOTALES DE POTENCIA EN LAS SUBESTACIONES (KW)

Anexo 3.15

ALTERNATIVA 6.9 kv/ 13.8 kv

AÑO	S. Isidro	Chone	Tosagua	Bahía	Roca fuerte	Portoviej	Manta	Santa Ana	Sucre	Jipijapa	Paján
1.975	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.976	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.977	--	--	--	--	9.59	51.61	165.13	--	--	--	--
1.978	--	21.73	10.80	--	10.31	57.79	173.95	7.05	7.08	--	--
1.979	7.63	23.77	12.05	7.91	11.11	49.86	187.53	7.23	7.37	19.65	8.34
1.980	7.88	26.41	13.36	8.02	12.13	55.82	202.00	7.44	7.81	21.30	8.68
1.981	8.18	29.10	14.82	8.36	13.08	63.74	234.84	7.71	8.21	23.64	9.16
1.982	8.54	32.28	16.42	8.75	14.06	82.48	233.23	8.02	8.67	26.31	9.71
1.983	9.00	36.53	18.52	9.24	15.37	91.67	238.85	8.44	9.33	29.73	10.42
1.984	9.46	41.65	19.12	9.82	16.83	101.78	328.14	8.94	10.09	25.43	11.18
1.985	10.02	36.47	21.50	10.60	18.51	115.53	346.40	9.54	11.03	28.58	12.12
1.986	10.65	41.59	23.27	11.45	17.08	98.96	363.85	10.30	12.22	38.26	13.23
1.987	11.42	56.92	25.39	12.59	18.83	111.98	479.08	11.23	13.71	41.87	14.57
1.988	12.30	63.17	27.95	13.85	22.35	126.31	475.84	12.39	15.57	46.29	16.17
1.989	13.38	71.05	31.06	15.57	23.96	171.38	487.51	13.85	17.91	51.68	18.10
1.990	14.61	80.90	34.80	17.43	25.85	191.25	637.50	15.64	19.12	58.23	19.12

RESUMEN DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA EN SUBESTACIONES

ALTERNATIVA 69 KV / 13.8 KV
(MWh)

Anexo 3:16

AÑO	S. Isidro	Chone	Tosagua	Bahía	Rocafuerte Fortov .	Manta	Santa Ana	Sucre	Jipijapa	Paján	TOTAL
1.975	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.976	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
1.977	--	--	--	--	23.28	400.80	--	--	--	--	549.32
1.978	--	52.75	26.20	--	25.04	422.25	17.09	17.20	--	--	700.81
1.979	18.54	57.69	29.22	19.20	26.98	455.18	17.56	17.87	47.69	20.22	831.16
1.980	19.13	64.10	32.42	19.44	29.43	490.30	18.06	18.94	51.73	21.06	900.11
1.981	19.85	70.62	35.94	20.28	31.76	570.03	18.71	19.92	57.39	22.22	1021.48
1.982	20.71	78.37	39.84	21.26	34.12	566.11	19.44	21.01	63.88	23.56	1088.49
1.983	21.84	88.67	44.96	22.42	37.28	579.75	20.49	22.64	72.17	25.28	1158.01
1.984	22.94	101.09	46.41	23.80	40.84	796.45	21.66	24.49	61.74	27.13	1413.57
1.985	24.94	88.52	52.15	25.71	44.95	840.81	23.14	26.77	69.34	29.41	1506.16
1.986	25.84	100.95	56.44	27.78	41.47	883.16	24.99	29.68	92.83	32.12	1555.21
1.987	27.71	138.15	61.62	30.56	45.70	1162.86	27.26	33.27	101.64	35.35	1935.95
1.988	29.85	153.30	67.87	33.62	54.25	1155.00	30.10	37.78	112.36	39.26	2019.99
1.989	32.44	172.43	75.39	37.78	58.17	1183.33	33.62	43.48	125.44	43.92	2221.95
1.990	35.43	196.34	84.46	42.32	62.75	1547.33	37.97	46.41	141.35	46.41	2704.96

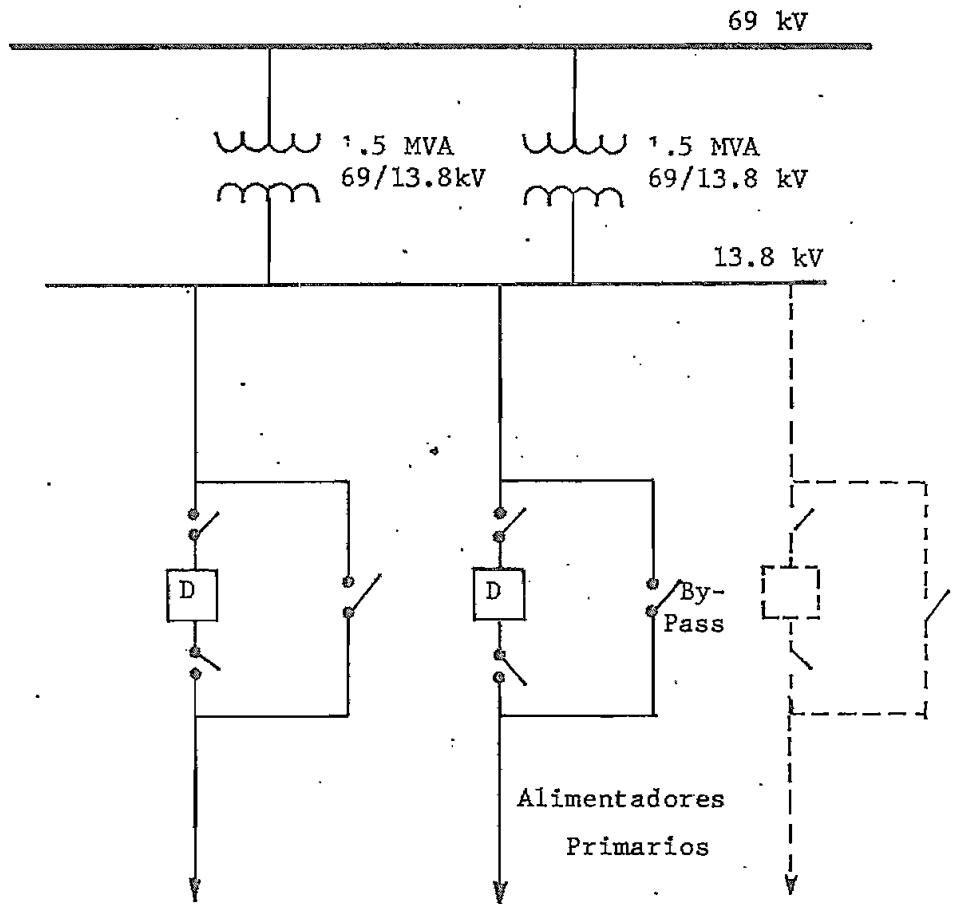


DIAGRAMA UNIFILAR :

SUBESTACION TIPO

AREA ROCAFUERTE

AÑO	D E M A N D A (K V A)					
	Convento	E.Alfaro	F.Alfaro	Ricaurte	S.Antonio	Jama
1.973	29	26	80	37	56	135
1.974	31	28	90	41	60	145
1.975	34	30	101	46	65	155
1.976	37	32	114	52	70	166
1.977	40	34	128	58	75	178
1.978	43	36	143	65	81	191
1.979	47	39	161	73	87	204
1.980	50	42	181	82	93	219
1.981	55	45	203	92	100	234
1.982	59	48	229	103	108	251
1.983	64	51	257	115	116	269
1.984	70	55	294	130	126	290
1.985	78	59	335	148	136	313
1.986	85	63	383	167	148	338
1.987	94	68	438	189	160	364
1.988	103	72	500	214	173	393
1.989	114	78	572	243	188	424
1.990	125	83	653	275	204	457

	Canoe.	S.Isidro	S.Vicente	Boyacá	Quiroga	Calceta
1.973	44	60	103	32	32	161
1.974	47	69	108	34	35	186
1.975	50	80	114	37	38	232
1.976	54	92	119	39	42	278
1.977	58	106	126	42	46	328
1.978	62	122	132	45	51	378
1.979	66	140	139	48	55	457
1.980	70	162	146	51	61	522
1.981	75	186	153	55	67	580
1.982	80	214	160	59	73	638
1.983	86	247	169	63	80	710
1.984	93	270	179	69	89	781
1.985	100	295	190	75	100	859
1.986	107	322	201	81	111	945
1.987	116	352	213	89	124	1039
1.988	124	385	225	97	138	1143
1.989	134	421	238	105	154	1258
1.990	144	460	253	115	172	1383

AÑO	D E M A N D A (K V A)					
	Junín	Canuto	La Estan- cilla	Bachilla	SPlácido	Alhajuella
1.973	83	67	34	22	32	63
1.974	94	72	36	23	34	66
1.975	118	76	38	25	35	69
1.976	138	82	39	26	37	72
1.977	162	87	42	28	39	76
1.978	185	93	44	30	41	79
1.979	209	99	46	31	43	83
1.980	235	106	48	33	46	87
1.981	267	113	51	35	48	91
1.982	299	121	53	38	50	95
1.983	338	129	56	40	53	100
1.984	379	139	59	43	56	106
1.985	424	149	63	46	59	111
1.986	475	161	67	49	63	118
1.987	532	173	71	52	66	124
1.988	596	186	75	55	70	131
1.989	667	200	80	59	74	138
1.990	747	215	85	63	79	146

AÑO	Calderón	R. Chico	S. Jacinto	Charapotó	La Unión	Ayacucho
1.973	92	66	65	101	13	21
1.974	96	69	69	106	14	22
1.975	101	72	73	112	15	23
1.976	106	76	78	118	16	24
1.977	111	79	82	124	17	25
1.978	116	83	87	131	18	27
1.979	121	87	92	138	20	28
1.980	127	81	98	145	21	29
1.981	133	96	104	153	23	31
1.982	139	100	110	161	24	32
1.983	146	105	117	169	26	34
1.984	154	111	124	179	28	36
1.985	163	117	131	190	30	38
1.986	172	123	139	202	33	40
1.987	181	130	148	215	35	42
1.988	191	137	157	228	38	44
1.989	202	145	166	242	41	47
1.990	213	153	176	257	44	49

AÑO	D E M A N D A (K V A)					
	H. Vásquez	Pto. López	Machalilla	Pto. Cayo	Olmedo	Bella- vista
1.973	19	149	37	43	84	28
1.974	20	164	69	45	90	30
1.975	21	181	41	47	95	32
1.976	22	200	43	50	102	35
1.977	23	211	45	52	108	37
1.978	23	243	47	54	116	40
1.979	24	268	49	57	123	43
1.980	26	296	51	60	131	46
1.981	27	326	54	63	140	49
1.982	28	360	56	66	149	53
1.983	29	397	59	69	159	57
1.984	31	427	62	73	171	62
1.985	33	459	66	77	184	66
1.986	35	493	69	81	198	72
1.987	37	531	73	86	213	77
1.988	39	570	77	91	229	83
1.989	41	613	81	96	246	90
1.990	44	659	85	101	265	97

AÑO	Noboa	América	Anegado	Julcuy	P. Gómez	Cascol
1.973	73	83	106	27	99	48
1.974	80	91	113	28	108	51
1.975	88	99	120	30	119	54
1.976	97	108	128	31	130	57
1.977	107	118	136	33	143	60
1.978	117	128	145	34	157	64
1.979	129	140	154	36	172	68
1.980	142	153	164	37	188	72
1.981	156	156	175	39	206	76
1.982	172	182	186	41	226	80
1.983	189	198	198	43	248	85
1.984	210	218	212	45	268	91
1.985	233	239	228	48	270	97
1.986	259	263	244	51	313	103
1.987	287	289	262	53	339	110
1.988	319	318	280	56	366	118
1.989	354	349	301	60	396	126
1.990	392	384	322	63	428	134

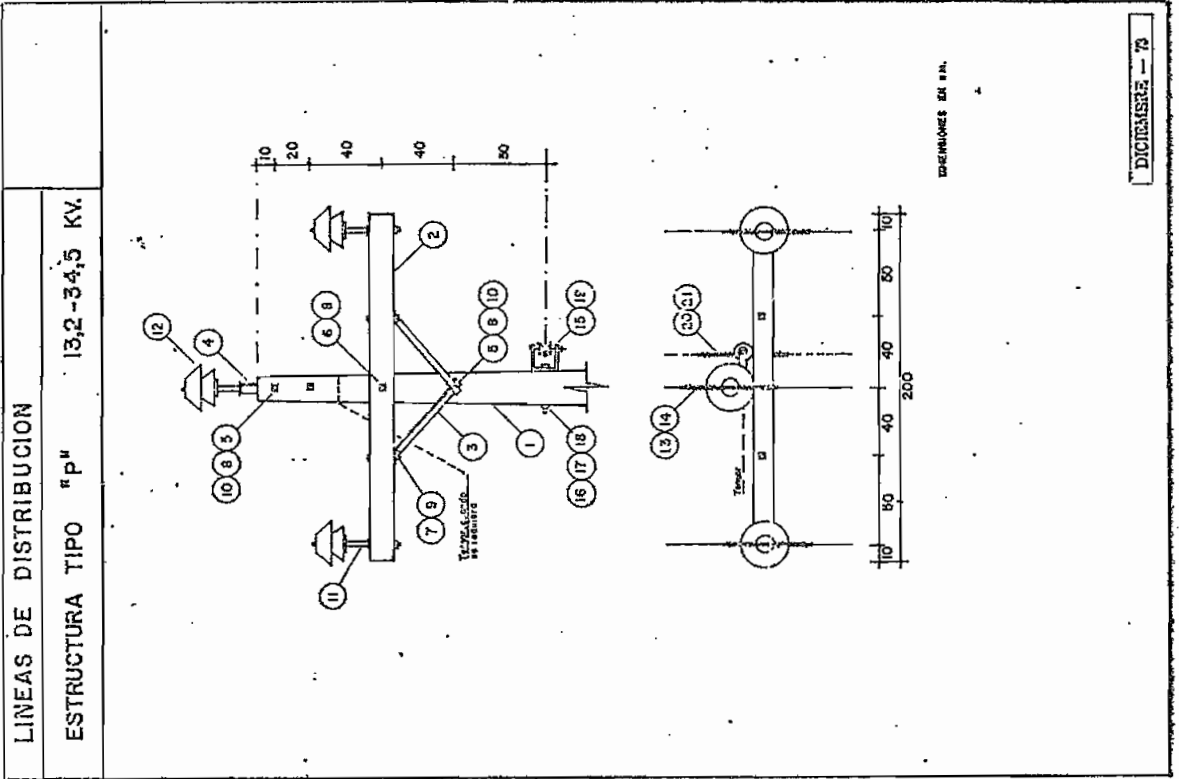
AÑO	D E M A N D A (K V A)					
	Lascano	Guale	Camposano	S.Lorenzo	Jaramijó	Monte-Cristi
1.973	23	61	18	32	127	339
1.974	25	65	19	33	136	363
1.975	26	69	20	34	146	413
1.976	28	75	21	36	157	456
1.977	30	81	22	37	168	515
1.978	33	87	23	38	180	572
1.979	35	93	24	40	193	652
1.980	37	100	25	41	207	746
1.981	40	107	26	53	222	840
1.982	43	115	27	44	238	935
1.983	46	123	28	46	255	1053
1.984	50	131	30	48	269	1173
1.985	54	140	31	51	284	1307
1.986	59	150	33	53	300	1456
1.987	64	160	34	56	317	1622
1.988	69	171	36	58	334	1807
1.989	75	183	37	61	353	2013
1.990	81	196	39	64	372	2243

AÑO	Picoazá	Colón				
1.973	217	48				
1.974	230	51				
1.975	245	53				
1.976	260	56				
1.977	276	59				
1.978	293	63				
1.979	311	66				
1.980	330	70				
1.981	350	74				
1.982	372	78				
1.983	395	82				
1.984	422	87				
1.985	452	93				
1.986	483	98				
1.987	517	105				
1.988	553	111				
1.989	591	118				
1.990	633	126				

LINEAS A 13.8 KV. CONDUCTORES ACSR - REGULACION 1 %

Anexo 3.19

Conduct.	r1 ohm/km.	xa ohm/km.	xl* ohm/km.	COS ϕ = 0.85			COS ϕ = 0.9		
				r1 cos ϕ	xl sen ϕ	KVA $\frac{km}{3 \phi}$	r1 cos ϕ	xl sen ϕ	KVA $\frac{km}{3 \phi}$
ACSR									
4	1.597	0.4095	0.521	1.357	0.275	1.632	1.437	0.227	1.664
2	1.050	0.413	0.524	0.892	0.276	1.169	0.945	0.228	1.173
1/0	0.696	0.408	0.519	0.592	0.273	0.865	0.626	0.226	0.853
2/0	0.556	0.398	0.509	0.473	0.268	0.741	0.500	0.222	0.722
3/0	0.449	0.386	0.497	0.382	0.262	0.643	0.404	0.217	0.621
4/0	0.368	0.361	0.472	0.313	0.249	0.562	0.331	0.206	0.537
266.8	0.343	0.376	0.487	0.292	0.257	0.548	0.309	0.212	0.521
266.8	0.239	0.289	0.400	0.203	0.211	0.414	0.215	0.174	0.389
* →	xl = xa + xd xd = 0.111 ohm./km.								
+ →	6 hilos de aluminio								
	7 hilos de acero								
& →	26 hilos de aluminio 7 hilos de acero								



LINEAS DE DISTRIBUCION		ESTRUCTURA TIPO "P"		13,2 - 34,5 KV.	
PLANTILLA DE MATERIALES					
Nº	CODIGO	DESCRIPCION	(a)	(b)	PANTILLAS
1	245---	Poste de Burnigón y de madera	1	1	
2	2501---	Cruce de madera de 2,0 m.	1	1	
3	22011---	Pin-puigo de ángulo	2	2	
4	20215---	Extensión en poste de poste	1	1	
5	22501---	Perno máquina de 16 mm. (5/8")	3		
6	22501---	Perno máquina de 16 mm. (5/8")	1		
7	22501---	Perno máquina de 9 mm. (3/8")	2	2	
8	22545---	Arandela cuadrada para 16 mm. (5/8")	5	2	
9	22545---	Arandela cuadrada para 9 mm. (3/8")	2	2	
10	22550---	Arandela de presión para 16 mm. (5/8")	3		
11	20552---	Perno largo espiga. (PIN)	3	3	
12	20110---	Alisolador tipo espiga. (PIN)	3	3	
13	21503---	Varillas cortas de armar, para simple soporte.	3	3	
14	22065---	Alambre de otar	3	3	
PARA NEUTRO					
15	20550---	Bastidor de aluminio	1	1	
16	22501---	Perno máquina de 16 mm. (5/8")	1		
17	22545---	Arandela cuadrada para 16 mm. (5/8")	1		
18	22550---	Arandela de presión para 16 mm. (5/8")	1		
19	20140---	Alisolador tipo rollo	1	1	
20	21503---	Varillas cortas de armar, para simple soporte	1	1	
21	22065---	Alambre de otar	1	1	
ADICIONALES PARA LA ALTERNATIVA b)					
22005---		Abrazadera aluminio, simple, para fijación de extensión			2
22005---		Alambre de otar			
22005---		Abrazadera de aluminio, simple, para fijación pie-ángulo.			1
22005---		Abrazador aluminio, simple, para fijación neutro			1
22001---		Abrazador de varilla en "u" de 16 mm. (5/8") para fijación simple			1
22012---		Pieza para apoyo de cruceta, suballete			1

- a) Montaje básico en poste mediante la fijación con pernos pusanos
- b) Montaje en poste circular, alternativo de fijación con abrazaderas

LINEAS A 13.8 KV. : SAN ISIDRO - E. ALFARO - CONVENTO-40 Km. -Calibre N° 2-AWG

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulacion (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30 10 h. (KW)	50 11 h. (KW)	100 3 h. (KW)	Pérdidas (%)			
1.975	64	2110	1.30	0.07	0.19	0.78	1.28	655	655	
1.976	69	2280	1.41	0.08	0.23	0.90	1.36	770	713	
1.977	74	2450	1.51	0.09	0.26	1.04	1.49	879	754	
1.978	79	2620	1.61	0.11	0.30	1.19	1.59	1018	808	
1.979	86	2855	1.76	0.13	0.35	1.41	1.74	1198	880	
1.980	92	3050	1.88	0.15	0.41	1.62	1.88	1389	945	
1.981	100	3325	2.05	0.17	0.48	1.92	2.04	1628	1026	
1.982	107	3560	2.19	0.20	0.55	2.21	2.21	1875	1094	
1.983	115	3835	2.36	0.23	0.64	2.56	2.39	2174	1175	
1.984	125	4175	2.57	0.27	0.76	3.03	2.61	2574	1288	
1.985	137	4595	2.83	0.33	0.92	3.66	2.90	3117	1444	
1.986	148	4975	3.06	0.39	1.07	4.30	3.16	3650	1565	
1.987	162	5460	3.36	0.47	1.29	5.18	3.52	4398	1746	
1.988	175	5920	3.65	0.55	1.52	6.07	3.82	5165	1899	
1.989	192	6510	4.01	0.66	1.84	7.36	4.25	6250	2128	
1.990	208	7075	4.36	0.78	2.17	8.70	4.65	7380	2326	

Costo Conductor = 3.4 S/./m. x 3.300 m/Km. x 40 Km. = S/. 448.800

Total = 20.446 + 448.800 = S/. 469.246

20446

Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)		(KW)					
AÑO				30	50	10 h.	11 h.				
				10 h.	3 h.	(KW)	(KW)				
				(KW)	(KW)	(KW)	(KW)				
1.975	64	2110	1.84	0.11	0.30	1.19	1.95	2.91	1018	1018	
1.976	69	2280	1.99	0.13	0.35	1.39	2.11	3.40	1191	1103	
1.977	74	2450	2.14	0.14	0.40	1.60	2.29	3.87	1354	1161	
1.978	79	2620	2.29	0.17	0.46	1.83	2.44	4.47	1565	1242	
1.979	86	2855	2.50	0.20	0.55	2.18	2.69	5.33	1864	1370	
1.980	92	3050	2.67	0.22	0.63	2.50	2.91	6.07	2124	1446	
1.981	100	3325	2.91	0.27	0.74	2.97	3.16	7.21	2523	1590	
1.982	107	3560	3.11	0.31	0.85	3.42	3.42	8.29	2901	1693	
1.983	115	3835	3.35	0.36	0.99	3.97	3.71	9.64	3373	1822	
1.984	125	4175	3.65	0.42	1.18	4.71	4.06	11.43	4000	2001	
1.985	137	4595	4.02	0.51	1.43	5.70	4.52	13.84	4846	2245	
1.986	148	4975	4.35	0.60	1.67	6.70	4.93	16.28	5681	2437	
1.987	162	5460	4.77	0.73	2.02	8.09	5.50	19.63	6872	2729	
1.988	175	5920	5.17	0.86	2.38	9.51	5.98	23.11	8088	2974	
1.989	192	6510	5.69	1.04	2.89	11.56	6.68	28.06	9820	3344	
1.990	208	7075	6.18	1.23	3.42	13.70	7.33	33.22	11628	3665	
										31840	

Costo Conductor = 2.34 S./m. x 3.300 mts./Km. x 40 Km. = S/. 308.880

Total = 31.840 + 308.880 = S/. 340.720

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)					
				30	50	100			
				10 h. (KW)	11 h. (KW)	3 h. (KW)			
1.975	147	5538	2.10	0.22	0.62	2.50	6.03	2110	2110
1.976	166	6252	2.37	0.29	0.80	3.20	7.77	2721	2519
1.977	186	7014	2.66	0.36	1.01	4.04	9.79	3428	2939
1.978	208	7839	2.97	0.46	1.27	5.08	12.34	4319	3428
1.979	234	8823	3.35	0.58	1.62	6.48	15.72	5501	4043
1.980	263	9918	3.76	0.74	2.06	8.25	20.00	7002	4766
1.981	295	11124	4.22	0.94	2.62	10.47	25.41	8895	5606
1.982	282	12537	4.75	1.21	3.35	13.40	32.54	11389	6645
1.983	372	14061	5.33	1.53	4.25	17.01	41.27	14446	7805
1.984	424	16062	6.09	2.02	5.60	22.42	54.41	19042	9525
1.985	483	18300	6.94	2.66	7.39	29.56	71.75	25112	11632
1.986	550	20889	7.92	3.51	9.76	39.04	94.75	33161	14223
1.987	627	23859	9.05	4.66	12.95	51.80	125.72	44003	17474
1.988	714	27210	10.32	6.19	17.19	68.74	166.88	58409	21477
1.989	815	31101	11.79	8.28	22.99	91.96	223.22	78128	26603
1.990	928	35469	13.45	11.05	30.70	122.81	298.07	104324	32883

Costo Conductor = 850 S/. /m. x 3,300 mts/Km. x 48 Km. = S/. 1'346.400

Costo Total = 173678 + 1'346.400 = S/. 1'520.078

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)		(KW)					
				30	50	100					
				10 h.	11 h.	3 h.					
				(KW)	(KW)	(KW)					
1.975	147	5538	1.81	0.18	0.50	2.00	1.43	4.85	1699	1699	
1.976	166	6252	2.04	0.23	0.64	2.57	1.63	6.22	2178	2017	
1.977	186	7014	2.29	0.29	0.81	3.24	1.84	7.86	2750	2358	
1.978	208	7839	2.56	0.37	1.02	4.07	2.07	9.90	3466	2751	
1.979	234	8823	2.88	0.47	1.30	5.19	2.36	12.62	4416	3246	
1.980	263	9918	3.23	0.59	1.65	6.60	2.67	16.00	5602	3813	
1.981	295	11124	3.63	0.75	2.09	8.36	3.03	20.28	7099	4474	
1.982	332	12537	4.09	0.96	2.67	10.68	3.44	25.92	9072	5294	
1.983	372	14061	4.59	1.22	3.39	13.54	3.91	32.89	11512	6220	
1.984	424	16052	5.24	1.60	4.45	17.81	4.52	43.21	15123	7565	
1.985	488	18300	5.97	2.11	5.86	23.44	5.28	56.90	19914	9224	
1.986	550	20889	6.81	2.78	7.72	30.88	6.10	74.96	26235	11252	
1.987	627	23859	7.78	3.68	10.22	40.86	7.16	99.21	34722	13788	
1.988	714	27210	8.87	4.87	13.52	54.06	8.32	131.25	45939	16892	
1.989	815	31101	10.14	6.49	18.03	72.10	9.84	175.03	61260	20859	
1.990	928	35469	11.57	8.63	23.98	95.92	11.49	232.81	81484	25584	
										137136	

Costo Conductor = 11.0 S./m x 3.300 m/Km. x 48 = S/. 1'742.400

Costo Total = 137.136 + 1'742.400 = S/. 1'879.536

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					30 (KW)	50 (KW)	100 (KW)	3 h. (KW)			
1.975		151	6061	3.73	0.48	1.33	5.30	3.71	3900	3900	
1.976		158	6334	3.90	0.52	1.46	5.82	3.88	4946	4579	
1.977		168	6720	4.14	0.50	1.65	6.62	4.16	5622	4820	
1.978		177	7059	4.35	0.66	1.84	7.37	4.41	6253	4964	
1.979		187	7445	4.59	0.74	2.07	8.27	4.70	7024	5163	
1.980		197	7831	4.82	0.83	2.30	9.22	4.98	7826	5326	
1.981		208	8236	5.07	0.93	2.58	10.32	5.32	8769	5526	
1.982		219	8641	5.32	1.03	2.87	11.50	5.60	9556	5693	
1.983		232	9140	5.63	1.17	3.25	12.98	6.00	11036	5963	
1.984		248	9724	5.99	1.34	3.73	14.93	6.46	12675	6340	
1.985		265	10355	6.38	1.55	4.29	17.18	7.04	14593	6759	
1.986		282	10986	6.77	1.76	4.90	19.59	7.56	16642	7138	
1.987		302	11702	7.21	2.04	5.66	22.66	8.24	19244	7642	
1.988		322	12418	7.65	2.34	6.49	25.97	8.86	22062	8112	
1.989		343	13181	8.12	2.67	7.43	29.72	9.62	25242	8595	
1.990		368	14076	8.67	3.11	8.64	34.56	10.44	29360	9254	

Costo Conductor = 3.4 S./m. x 3.300 m/km. x 47 Km. = S/. 527.340

Total = 99.774 + 527.340 = S/. 627.114

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					Demanda (%)							
					30	50	100					
					10 h.	11 h.	3 h.	(KW)				
1.975		151	6061	2.30	0.25	0.68	2.73	1.91	6.63	2321	2321	
1.976		158	6334	2.40	0.27	0.75	3.00	2.00	7.28	2549	2360	
1.977		168	6720	2.55	0.31	0.85	3.40	2.14	8.27	2894	2481	
1.978		177	7059	2.68	0.34	0.94	3.78	2.26	9.15	3204	2543	
1.979		187	7445	2.82	0.38	1.06	4.23	2.40	10.27	2596	2643	
1.980		197	7831	2.97	0.42	1.18	4.71	2.55	11.43	4000	2722	
1.981		208	8236	3.12	0.47	1.32	5.27	2.72	12.79	4475	2820	
1.982		219	8641	3.28	0.53	1.46	5.86	2.86	14.21	4975	2903	
1.983		232	9140	3.47	0.59	1.65	6.60	3.06	16.00	5602	3027	
1.984		248	9724	3.69	0.68	1.89	7.57	3.28	18.36	6426	3214	
1.985		265	10355	3.93	0.78	2.17	8.68	3.56	21.06	7372	3415	
1.986		282	10986	4.17	0.89	2.47	9.88	3.81	23.98	8394	3600	
1.987		302	11702	4.44	1.02	2.85	11.39	4.14	27.64	9673	3841	
1.988		322	12418	4.71	1.17	3.25	13.01	4.44	31.56	11048	4062	
1.989		343	13181	5.00	1.34	3.71	14.85	4.81	36.05	12617	4296	
1.990		368	14076	5.34	1.55	4.30	17.20	5.20	41.76	14615	4607	

Costo Conductor = 8.50 S/. / m. x 3.300 m/km. x 47. km. = 1'318.350

Total = 50.855 + 1'318.350 = S/. 1'369.205

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30 (KW)	50 (KW)	100 (KW)	11 h. 3 h. (KW)				
1.975	502	5488	2.08	0.76	2.12	8.47	1.78	20.56	7196	7196	
1.976	579	6351	2.41	1.02	2.83	11.34	2.06	27.50	9626	8913	
1.977	665	7309	2.77	1.36	3.76	15.06	2.40	36.55	12793	10967	
1.978	751	8270	3.14	1.74	4.83	19.34	2.72	46.92	16422	13036	
1.979	866	9551	3.62	2.34	6.49	25.96	3.19	63.02	22059	16213	
1.980	972	10735	4.07	2.97	8.24	32.99	3.61	80.05	28017	19068	
1.981	1078	11921	4.52	3.68	10.23	40.93	4.06	99.32	34763	21908	
1.982	1184	13111	4.97	4.48	12.45	49.80	4.50	120.87	42304	24684	
1.983	1313	14557	5.52	5.57	15.47	61.89	5.07	150.21	52574	28406	
1.984	1447	16060	6.09	6.84	18.99	75.98	5.64	184.41	64543	32284	
1.985	1595	17717	6.72	8.41	23.35	93.42	6.37	226.74	79360	36760	
1.986	1759	19556	7.42	10.36	28.78	115.11	7.11	279.41	97794	41944	
1.987	1939	21577	8.18	12.77	35.46	141.85	8.04	344.31	120508	47854	
1.988	2138	23814	9.03	15.77	43.80	175.20	9.00	425.26	148842	54729	
1.989	2359	26296	9.97	19.53	54.24	216.97	10.22	526.64	184324	62762	
1.990	2602	29029	11.00	24.21	67.24	268.97	11.48	652.86	228500	72023	
Costo Conductor = 8.50 S/. /m. x 3.300 Mts/Km. x 23 km. = S/. 645.150											
Total = 498.747 + 645.150 = S/. 1'143.897											

Costo Conductor = 8.50 S/. /m. x 3.300 Mts/Km. x 23 km. = S/. 645.150

Total = 498.747 + 645.150 = S/. 1'143.897

Descrip. A N O	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)						
				30	50	100				
				10 h.	11 h.	3 h.				
(KW)	(KW)	(KW)								
1.975	502	5488	1.79	0.61	1.70	6.80	1.43	16.50	5774	5774
1.976	579	6351	2.07	0.82	2.27	9.10	1.65	22.07	7725	7153
1.977	665	7309	2.38	1.09	3.02	12.07	1.92	29.32	10262	8798
1.978	751	8270	2.70	1.39	3.87	15.49	2.18	27.57	13151	10439
1.979	866	9551	3.11	1.87	5.19	20.77	2.55	50.41	17642	12967
1.980	972	10735	3.50	2.37	6.59	26.36	2.88	63.97	22391	15239
1.981	1078	11921	3.89	2.94	8.17	32.67	3.24	79.31	27758	17493
1.982	1184	13111	4.28	3.57	9.92	39.70	2.59	96.33	33716	19673
1.983	1313	14557	4.75	4.43	12.32	49.27	4.03	119.58	41855	22614
1.984	1447	16060	5.24	5.43	15.10	60.40	4.49	146.58	51304	25662
1.985	1595	17717	5.78	6.67	18.53	74.14	5.05	179.93	62974	29170
1.986	1759	19556	6.38	8.21	22.80	91.20	5.64	221.37	77480	33231
1.987	1939	21577	7.04	10.10	28.05	112.20	6.36	272.34	95321	37852
1.988	2138	23814	7.76	12.44	34.56	138.25	7.10	335.55	117442	43183
1.989	2359	26296	8.58	15.38	42.72	170.86	8.05	414.75	145162	49428
1.990	2602	29029	9.47	19.02	52.83	211.32	9.02	512.93	179526	56587
Costo Conductor = 11.0 S/./m. x 3.300 m/km. x 23 km. = S/. 834.900										
Total = 395.263. + 834.900 = S/. 1'230.163										

Costo Conductor = 11.0 S/./m. x 3.300 m/km. x 23 km. = S/. 834.900

Total = 395.263. + 834.900 = S/. 1'230.163

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)							
				30	50	100	3 h.				
				10 h.	11 h.	(KW)	(KW)				
1975	185	3.393	2.09	0.44	1.23	4.92	11.93	4.176			
1976	196	3.602	2.22	0.50	1.38	5.53	13.42	4.697			
1977	206	3.786	2.33	0.55	1.53	6.12	14.85	5.197			
1978	218	4.009	2.47	0.62	1.72	6.88	16.70	5.845			
1979	230	4.232	2.61	0.69	1.92	7.68	18.64	6.524			
1980	243	4.480	2.76	0.77	2.15	8.60	20.86	7.301			
1981	257	4.742	2.92	0.87	2.41	9.64	23.41	8.193			
1982	271	5.004	3.08	0.97	2.69	10.75	26.11	9.138			
1983	286	5.291	3.26	1.08	3.00	12.02	29.15	10.202			
1984	303	5.606	3.45	1.22	3.39	13.54	32.89	11.511			
1985	321	5.935	3.66	1.37	3.82	15.26	37.05	12.967			
1986	341	6.303	3.88	1.56	4.32	17.29	41.97	14.689			
1987	364	6.710	4.13	1.78	4.95	19.80	48.05	16.817			
1988	385	7.117	4.38	2.00	5.56	22.26	54.00	18.900			
1989	408	7.538	4.64	2.26	6.28	25.12	60.97	21.339			
1990	433	7.998	4.93	2.56	7.11	28.45	69.04	24.164			

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)	
				Demanda (%)		(KW)	(KW)					(KW)
				30	50							
				10 h.	11 h.	3 h.						
1.975	277	6067	3.74	0.9	2.5	10.0	3.80	24.27	8495	8495		
1.976	291	6369	3.92	1.0	2.8	11.0	3.99	26.94	9428	8729		
1.977	305	6690	4.12	1.1	3.0	12.2	4.24	29.42	10297	8828		
1.978	319	6892	4.31	1.2	3.3	13.4	4.45	32.30	11306	8975		
1.979	334	7323	4.51	1.3	3.7	14.7	4.68	35.70	12494	9183		
1.980	351	7710	4.75	1.5	4.1	16.3	4.94	39.78	13925	9477		
1.981	368	8072	4.97	1.6	4.5	18.0	5.23	43.62	15266	9621		
1.982	384	8424	5.19	1.8	4.9	19.7	5.49	47.82	16735	9765		
1.983	404	8871	5.47	2.0	5.5	21.9	5.82	53.36	18677	10091		
1.984	427	9378	5.78	2.2	6.2	24.6	6.20	59.86	20951	10480		
1.985	450	9877	6.09	2.5	6.9	27.5	6.64	66.94	23429	10852		
1.986	476	10469	6.45	2.8	7.8	31.0	7.08	75.48	26419	11331		
1.987	501	11007	6.78	3.1	8.6	34.6	7.59	83.73	29306	11637		
1.988	529	11630	7.17	3.5	9.7	38.8	8.07	94.21	32972	12124		
1.989	559	12284	7.57	3.9	10.9	43.7	8.69	105.85	37048	12615		
1.990	591	13002	8.01	4.4	12.3	49.2	9.25	119.32	41761	13163		

Costo Conductor = 3.4 S/./m. x 3.300 m/Km. x 35 Km. = S/. 392.700

Total = 165.366 + 392.700 = S/. 558.066

165366

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				(KW)	(KW)	(KW)	(KW)				
				Demanda (%)							
				30	50	100					
				10 h.	11 h.	3 h.					
				(KW)	(KW)	(KW)					
1975	277	6067	2.72	0.60	1.60	6.50	2.47	15.73	5506	5506	
1976	291	6369	2.85	0.65	1.80	7.20	2.60	17.48	6119	5666	
1977	305	6690	3.00	0.71	1.98	7.92	2.75	19.21	6724	5764	
1978	319	6992	3.13	0.78	2.17	8.68	2.88	21.06	7372	5852	
1979	334	7323	3.28	0.86	2.39	9.55	3.04	23.19	8117	5966	
1980	351	7710	3.45	0.95	2.64	10.58	3.21	25.65	8978	6110	
1981	368	8072	3.62	1.05	2.92	11.67	3.39	28.33	9917	6250	
1982	384	8424	3.77	1.15	3.18	12.74	3.55	30.91	10820	6313	
1983	404	8871	3.97	1.27	3.54	14.16	3.76	34.35	12024	6497	
1984	427	9378	4.20	1.43	3.97	15.88	4.00	38.55	13492	6749	
1985	450	9877	4.42	1.59	4.43	17.72	4.28	42.99	15048	6970	
1986	476	10469	4.69	1.79	4.98	19.92	4.55	48.34	16919	7257	
1987	501	11007	4.93	2.00	5.54	22.17	4.86	53.82	18837	7480	
1988	529	11630	5.21	2.24	6.21	24.85	5.17	60.32	21112	7763	
1989	559	12284	5.50	2.51	6.98	27.90	5.55	67.74	23708	8073	
1990	591	13002	5.83	2.82	7.85	31.39	5.90	76.18	26664	8404	
										106.620	

Costo Conductor = 5.5 S/. /m x 3.800 mts./Km. x 35 Km. = S/. 685.250

Total = 106.620 + 685.250 = S/. 741.870

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				(KW)	(KW)	(KW)			
				Demanda (%)					
				30	50	100			
				10 h.	11 h.	3 h.			
				(KW)	(KW)	(KW)			
1.975	146	1460	1.28	0.16	0.46	1.83	4.43	1550	
1.976	157	1570	1.37	0.19	0.53	2.12	5.14	1799	
1.977	168	1680	1.47	0.22	0.61	2.44	5.92	2072	
1.978	180	1800	1.57	0.25	0.70	2.80	6.79	2376	
1.979	193	1930	1.69	0.29	0.81	3.23	7.85	2747	
1.980	207	2070	1.81	0.34	0.93	3.72	9.05	3167	
1.981	222	2220	1.94	0.39	1.07	4.29	10.42	3647	
1.982	238	2380	2.08	0.45	1.24	4.95	12.04	4214	
1.983	255	2550	2.23	0.51	1.42	5.70	13.80	4830	
1.984	269	2690	2.35	0.57	1.59	6.36	15.43	5400	
1.985	284	2840	2.48	0.64	1.78	7.10	17.26	6041	
1.986	300	3000	2.62	0.72	1.99	7.95	19.32	6762	
1.987	317	3170	2.77	0.80	2.22	8.90	21.58	7553	
1.988	334	3340	2.92	0.89	2.48	9.91	24.06	8421	
1.989	353	3530	3.08	1.00	2.78	11.10	26.97	9439	
1.990	372	3720	3.25	1.11	3.09	12.37	30.00	10500	

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas Potencia (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					Demanda (%)		(KW)					
					30	50	100					
					10 h.	11 h.	3 h.					
					(KW)	(KW)	(KW)					
1.975		413	4956	1.40	0.37	1.02	4.07		9.90	3465		
1.976		456	5472	1.54	0.45	1.24	4.97		12.06	4221		
1.977		515	6180	1.74	0.57	1.59	6.37		15.44	5404		
1.978		572	6864	1.93	0.71	1.97	7.88		19.13	6695		
1.979		652	7824	2.21	0.93	2.57	10.30		24.99	8746		
1.980		746	8952	2.52	1.22	3.39	13.56		32.91	11518		
1.981		840	10080	2.84	1.56	4.33	17.30		42.02	14707		
1.982		935	11220	3.16	1.94	5.39	21.57		52.34	18319		
1.983		1053	12636	3.56	2.48	6.89	27.57		66.90	23415		
1.984		1173	14076	3.97	3.10	8.62	34.49		83.69	29291		
1.985		1307	15684	4.42	3.89	10.80	43.19		104.85	36697		
1.986		1456	17472	4.93	4.87	13.53	54.12		131.36	45976		
1.987		1622	19464	5.49	6.11	16.97	67.89		131.36	57678		
1.988		1807	21684	6.12	7.67	21.32	85.27		164.78	72439		
1.989		2013	24156	6.81	9.65	26.80	107.20		206.97	91073		
1.990		2243	26916	7.59	12.15	33.76	135.05		327.77	114719		

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30 10 h. (KW)	50 11 h. (KW)	100 3 h. (KW)				
1.975	59	1884	1.16	0.06	0.15	0.62	1.11	1.50	525	525
1.976	62	1976	1.22	0.06	0.17	0.68	1.15	1.65	576	533
1.977	65	2068	1.27	0.07	0.19	0.75	1.23	1.84	644	552
1.978	68	2160	1.33	0.07	0.21	0.82	1.28	2.00	699	555
1.979	72	2272	1.40	0.08	0.23	0.92	1.35	2.22	778	572
1.980	76	2400	1.48	0.09	0.26	1.03	1.45	2.50	875	596
1.981	81	2548	1.57	0.11	0.29	1.17	1.54	2.85	996	628
1.982	84	2640	1.63	0.11	0.31	1.26	1.59	3.03	1059	618
1.983	89	2788	1.72	0.13	0.35	1.42	1.71	3.43	1202	649
1.984	95	2972	1.83	0.15	0.41	1.62	1.84	3.97	1389	695
1.985	101	3156	1.94	0.17	0.46	1.84	1.98	4.48	1569	727
1.986	108	3360	2.07	0.19	0.53	2.11	2.13	5.13	1796	770
1.987	114	3544	2.18	0.21	0.59	2.35	2.26	5.71	1998	793
1.988	121	3748	2.31	0.24	0.66	2.66	2.42	6.44	2254	829
1.989	129	3988	2.46	0.27	0.76	3.03	2.61	7.35	2574	876
1.990	137	4228	2.60	0.31	0.86	3.42	2.78	8.33	2915	919
										10837

Costo Conductor = 3.4 S/./m. x 3.300 m/km. x 36 km. = S/. 403.920

Total = 10.837 + 403.920 = S/. 414.757

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30 h.	50 h.	100 h.	3 h.			
				(KW)	(KW)	(KW)	(KW)			
1.975	59	1884	1.65	0.08	0.24	0.95	1.70	804	804	
1.976	62	1976	1.73	0.09	0.26	1.04	1.76	879	814	
1.977	65	2068	1.81	0.10	0.29	1.15	1.89	976	887	
1.978	68	2160	1.89	0.11	0.32	1.26	1.97	1073	852	
1.979	72	2272	1.99	0.13	0.35	1.42	2.09	1202	883	
1.980	76	2400	2.10	0.14	0.40	1.58	2.23	1346	916	
1.981	81	2548	2.23	0.16	0.45	1.80	2.37	1527	962	
1.982	84	2640	2.31	0.17	0.48	1.93	2.44	1631	952	
1.983	89	2788	2.44	0.20	0.55	2.18	2.63	1864	1007	
1.984	95	2972	2.60	0.22	0.62	2.49	2.83	2107	1054	
1.985	101	3156	2.76	0.25	0.71	2.83	3.04	2402	1113	
1.986	108	3360	2.94	0.29	0.81	3.25	3.28	2754	1181	
1.987	114	3544	3.10	0.33	0.91	3.63	3.49	3092	1228	
1.988	121	3748	3.28	0.37	1.02	4.10	3.73	3477	1278	
1.989	129	3988	3.49	0.42	1.17	4.68	4.03	3974	1353	
1.990	137	4228	3.70	0.48	1.32	5.30	4.31	4499	1418	
									16652	

Costo Conductor = 2.34 S/./m. x 3.300 m/km. x 36 km. = S/. 277.992

Total = 16.652 + 277.992 = S/. 294.644

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Regulación (%)	Pérdidas Potencia (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
			Demanda (%)									
			30	50	100							
			10 h.	11 h.	3 h.	(KW)						
1.975	269	12677	0.84	2.24	8.95	3.50	4.13	3.50	21.75	7613	7613	
1.976	293	13863	0.96	2.67	10.70	3.85	4.52	3.85	25.94	9079	8406	
1.977	318	15131	1.14	3.17	12.70	4.22	4.93	4.22	30.80	10778	9240	
1.978	344	16458	1.35	3.75	14.98	4.61	5.37	4.61	36.39	12735	10109	
1.979	374	17963	1.61	4.46	17.88	5.08	5.86	5.08	43.36	15177	11155	
1.980	407	19635	1.92	5.35	21.39	5.58	6.40	5.58	51.91	18169	12366	
1.981	446	21456	2.32	6.46	25.83	6.19	6.70	6.19	62.69	21941	13827	
1.982	482	23452	2.76	7.68	30.70	6.81	7.65	6.81	74.53	26084	15220	
1.983	525	25651	3.32	9.23	36.92	7.57	8.37	7.57	89.60	31361	16944	
1.984	566	27714	3.91	10.86	43.44	8.26	9.04	8.26	105.44	36904	18459	
1.985	612	30034	4.63	12.87	51.49	9.15	9.79	9.15	124.95	43734	20258	
1.986	659	32421	5.45	15.14	60.55	10.00	10.57	10.00	146.98	51444	22064	
1.987	712	35091	6.46	17.95	71.81	11.08	11.44	11.08	174.28	60998	24222	
1.988	769	37977	7.67	21.29	85.19	12.17	12.39	12.17	206.76	72365	26609	
1.989	830	41079	9.09	25.26	101.04	13.53	13.40	13.53	245.24	85833	29226	
1.990	896	44451	10.80	30.01	120.04	14.89	14.50	14.89	291.35	101974	32142	
											277860	

Costo Conductor = 11.0 S./m. x 3.300 m/Km. x 54.Km. = S/. 1'960.200

Total = 277.860 + 1'960.200 = S/. 2'238.060

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30 10 h.	50 11 h.	100 3 h.	Demanda (%)				
				(KW)	(KW)	(KW)					
1.975	269	12677	3.57	0.73	2.02	8.10	3.35	19.6	6860		
1.976	293	13863	3.91	0.87	2.42	9.67	3.67	23.5	8225		
1.977	318	15131	4.27	1.03	2.87	11.47	4.01	27.8	9730		
1.978	344	16453	4.64	1.22	3.38	13.52	4.37	32.8	11480		
1.979	374	17963	5.07	1.45	4.03	16.11	4.79	39.1	13685		
1.980	407	19635	5.54	1.73	4.81	19.25	5.26	46.7	16345		
1.981	446	21456	6.05	2.10	5.84	23.34	5.79	56.7	19845		
1.982	482	23452	6.61	2.48	6.89	27.55	6.35	66.9	23415		
1.983	525	25651	7.23	2.98	8.27	33.07	7.00	80.3	28105		
1.984	566	27714	7.82	3.50	9.72	38.86	7.63	94.3	33005		
1.985	612	30034	8.47	4.14	11.50	45.99	8.35	111.6	39060		
1.986	659	32421	9.14	4.86	13.49	53.98	9.10	131.0	45850		
1.987	712	35091	9.90	5.75	15.97	63.89	9.97	155.1	54285		
1.988	769	37977	10.71	6.81	18.91	75.63	10.93	183.6	64260		
1.989	830	41079	11.59	8.06	22.38	89.51	11.98	217.3	76055		
1.990	896	44451	12.54	9.55	26.53	106.10	13.16	257.6	90160		

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MMh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)		(KW)					
				30	50	100					
				10 h.	11 h.	3 h.					
				(KW)	(KW)	(KW)					
1.975	464	13851	5.25	1.85	5.15	20.61	4.67	50.00	17500	17500	
1.976	501	14979	5.68	2.18	6.06	24.26	5.10	58.85	20598	19072	
1.977	539	16059	6.09	2.55	7.07	28.30	5.56	68.68	24039	20609	
1.978	580	17309	6.56	2.98	8.26	33.06	6.03	80.24	28085	22294	
1.979	625	18608	7.06	3.49	9.69	38.74	6.59	94.06	32922	24198	
1.980	673	20014	7.59	4.08	11.34	45.37	7.17	110.10	38536	26228	
1.981	725	21542	8.17	4.79	13.30	53.22	7.85	129.16	45206	28489	
1.982	783	23229	8.81	5.65	15.70	62.81	8.58	152.43	53352	31131	
1.983	844	25023	9.49	6.65	18.47	73.90	9.41	179.35	62772	33916	
1.984	918	27205	10.32	7.99	22.19	88.76	10.39	215.45	75407	37719	
1.985	998	29521	11.19	9.59	26.64	106.56	11.61	258.65	90526	41932	
1.986	1087	32138	12.19	11.58	32.17	128.69	12.87	312.34	109321	46888	
1.987	1181	34874	13.22	13.92	38.68	154.71	14.39	375.52	131430	52191	
1.988	1285	37908	14.38	16.82	46.74	186.94	15.99	453.75	158814	58396	
1.989	1400	41238	15.64	20.41	56.70	226.80	18.00	550.49	192673	65605	
1.990	1523	44829	17.00	24.73	68.69	274.76	20.04	666.92	233421	73574	

Costo Conductor = 8.50 S./m. x 3.300 m/Km. x 60 Km. = S/. 1'683.000

Total = S/. 2'282.742

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)		(KW)				
				30	50	100				
				10 h.	11 h.	3 h.				
				(KW)	(KW)	(KW)				
1.975	464	13851	3.91	1.2	3.3	13.3	3.02	11268	11268	
1.976	501	14979	4.22	1.4	3.9	15.6	3.28	13248	12266	
1.977	539	16059	4.53	1.6	4.5	18.2	3.58	15343	13154	
1.978	580	17309	4.88	1.9	5.3	21.2	3.87	18000	14288	
1.979	625	18608	5.25	2.2	6.2	24.8	4.22	21028	15456	
1.980	673	20014	5.64	2.6	7.2	28.9	4.56	24515	16685	
1.981	725	21542	6.08	3.0	8.5	33.9	5.00	28769	18130	
1.982	783	23229	6.55	3.6	10.0	39.8	5.44	33905	19784	
1.983	844	25023	7.06	4.2	11.7	46.7	5.95	39705	21453	
1.984	918	27205	7.67	5.0	14.0	55.9	6.54	47485	23752	
1.985	998	29521	8.33	6.0	16.7	66.9	7.29	56772	26297	
1.986	1087	32138	9.06	7.2	20.1	80.4	8.04	68257	29275	
1.987	1181	34874	9.84	8.7	24.1	96.3	8.96	81888	32518	
1.9888	1285	27908	10.69	10.4	29.0	115.8	9.91	98419	36189	
1.989	1400	41238	11.63	12.6	34.9	139.8	11.10	118718	40423	
1.990	1523	44829	12.64	15.2	42.1	168.5	12.29	143157	45123	
									376061	

Costo Conductor = 15.50 S./m. x 3.300 m/Km. x 60 Km. = S/. 3'069.000

Total = S/. 3'445'061

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				Demanda (%)		(KW)					
				30	50	10 h.	11 h.				
				100	3 h.	(KW)	(KW)				
1.975	116	3344	2.06	0.21	0.57	2.30	2.09	5.57	1951	1951	
1.976	123	3582	2.21	0.23	0.65	2.59	2.21	6.29	2200	2037	
1.977	132	3855	2.37	0.27	0.75	3.00	2.40	7.28	2549	2185	
1.978	142	4172	2.57	0.31	0.87	3.48	2.60	8.43	2952	2343	
1.979	151	4445	2.74	0.36	0.99	3.95	2.78	9.61	3365	2473	
1.980	161	4748	2.92	0.41	1.13	4.50	2.98	10.96	3836	2611	
1.981	172	5095	3.14	0.46	1.29	5.16	3.20	12.51	4378	2759	
1.982	184	5472	3.37	0.53	1.48	5.93	3.45	14.37	5029	2934	
1.983	196	5849	3.60	0.61	1.69	6.76	3.71	16.41	5745.	3104	
1.984	209	6270	3.86	0.70	1.93	7.73	3.98	18.77	6569	3286	
1.985	224	6726	4.14	0.80	2.23	8.93	4.33	21.64	7574	3508	
1.986	240	7251	4.47	0.93	2.58	10.31	4.67	25.04	8765	3759	
1.987	257	7781	4.79	1.07	2.97	11.89	5.08	28.85	10097	4010	
1.988	274	8336	5.14	1.22	3.40	13.61	5.47	33.00	11552	4248	
1.989	294	8970	5.53	1.42	3.95	15.79	5.96	38.33	13416	4568	
1.990	314	9629	5.93	1.63	4.54	18.14	6.41	44.04	15414	4858	

Costo Conductor = 3.4 S/. /m. x 3.300 m/Km. x 44 Km. = S/. 493.680

Total = S/. 544.314

50634

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30 10 h.	50 11 h.	100 3 h.	(KW)				
1.975	116	3344	2.92	0.32	0.89	3.56	3.24	8.64	3024	3024	
1.976	123	3582	3.13	0.36	1.00	4.01	3.42	9.72	3402	3150	
1.977	132	3855	3.37	0.42	1.16	4.64	3.71	11.27	3945	3382	
1.978	142	4172	3.65	0.49	1.35	5.40	4.02	13.12	4593	3646	
1.979	151	4445	3.88	0.55	1.53	6.14	4.32	14.87	5206	3826	
1.980	161	4748	4.15	0.63	1.75	7.01	4.63	17.00	5951	4050	
1.981	172	5095	4.45	0.72	2.01	8.05	5.00	19.51	6830	4304	
1.982	184	5472	4.78	0.83	2.32	9.27	5.39	22.49	7873	4594	
1.983	196	5849	5.11	0.95	2.65	10.59	5.82	25.70	8996	4861	
1.984	209	6270	5.48	1.09	3.03	12.12	6.25	29.42	10295	5150	
1.985	224	6726	5.88	1.26	3.51	14.03	6.81	34.05	11919	5521	
1.986	240	7251	6.34	1.46	4.06	16.25	7.35	39.42	13798	5918	
1.987	257	7781	6.80	1.69	4.70	18.79	8.03	45.61	15965	6340	
1.988	274	8336	7.29	1.94	5.39	21.56	8.66	52.33	18316	6735	
1.989	294	8970	7.84	2.26	6.27	25.07	9.46	60.87	21306	7255	
1.990	314	9629	8.41	2.60	7.23	28.90	10.21	70.16	24557	7740	

Costo Conductor = 2.34 S./m. x 3.300 m/Km. x 44 Km. = S/. 339.768

Total = S/. 419.264

79496

Descrip. AÑO	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulación (%)	Pérdidas Totales				Pérdidas (%)	Pérdidas de Energía MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
				30	50	100	Demanda (%)				
				10 h.	11 h.	3 h.					
				(KW)	(KW)	(KW)					
1.975	173	3201	1.97	0.29	0.80	3.22	1.96	7.80	2729	2729	
1.976	187	3471	2.14	0.34	0.94	3.77	2.12	9.14	3200	2963	
1.977	203	3783	2.33	0.40	1.12	4.46	2.32	10.84	3794	3253	
1.978	221	4129	2.54	0.48	1.33	5.31	2.54	12.91	4517	3586	
1.979	240	4496	2.77	0.57	1.57	6.29	2.78	15.27	5345	3929	
1.980	260	4884	3.01	0.67	1.85	7.42	3.04	18.00	6299	4287	
1.981	282	5314	3.27	0.79	2.19	8.77	3.32	21.28	7448	4694	
1.982	306	5786	3.56	0.93	2.60	10.39	3.63	25.21	8824	5149	
1.983	333	6313	3.89	1.11	3.10	12.38	3.99	30.05	10518	5683	
1.984	359	6811	4.20	1.30	3.62	14.47	4.33	35.12	12293	6149	
1.985	387	7351	4.53	1.52	4.23	16.93	4.76	41.07	14374	6658	
1.986	416	7912	4.87	1.77	4.92	19.69	5.14	47.77	16721	7172	
1.987	449	8549	5.27	2.08	5.78	23.11	5.65	56.10	19636	7797	
1.988	484	9220	5.68	2.43	6.77	27.06	6.15	65.68	22989	8453	
1.989	522	9954	6.13	2.86	7.94	31.75	6.76	77.08	26980	9187	
1.990	562	10730	6.61	3.34	9.28	37.14	7.34	90.12	31541	9942	

Costo Conductor = 3.4 S/. /m. x 3.300 m/Km. x 21 Km. = S/. 235.620

Costo Total = S/. 327.251

AÑO	Descrip.	Demanda (KVA)	KVA. x Km.	Regulacion (%)	Pérdidas Totales			Pérdidas de Energía, MWh/año	Costo Pérdidas (sucres)	Valor Presente (sucres)
					Demanda (%)					
					30	50	100			
					10 h.	11 h.	3 h.			
(KW)			(KW)	(KW)	(%)					
1.975		173	3201	2.80	0.4	1.3	5.0	3.04	4254	4254
1.976		187	3471	3.03	0.5	1.5	5.8	3.26	4969	4601
1.977		203	3783	3.31	0.6	1.7	6.9	3.59	5800	4972
1.978		221	4129	3.61	0.7	2.1	8.3	3.97	7026	5577
1.979		240	4496	3.93	0.9	2.5	9.8	4.34	8419	6188
1.980		260	4884	4.27	1.0	2.9	11.6	4.75	9798	6669
1.981		282	5314	4.64	1.2	3.4	13.7	5.19	11561	7286
1.982		306	5786	5.06	1.5	4.1	16.3	5.70	13925	8125
1.983		333	6313	5.52	1.8	4.9	19.5	6.29	16659	9001
1.984		359	6811	5.95	2.1	5.7	22.8	6.82	19431	9719
1.985		387	7351	6.42	2.4	6.7	26.7	7.50	22714	10521
1.986		416	7912	6.91	2.8	7.8	31.2	8.15	26495	11364
1.987		449	8549	7.47	3.3	9.2	36.7	8.97	31209	12393
1.988		484	9220	8.06	3.9	10.8	43.1	9.80	36677	13486
1.989		522	9954	8.70	4.6	12.7	50.7	10.79	43150	14694
1.990		562	10730	9.38	5.4	14.9	59.5	11.76	50640	15962
Total = S/. 144812										

Costo Conductor = 2.34 S/. /m. x 3.300 m/km. x 21 Km. = S/. 162.162

Total = S/. 306.974

CAPITULO IV

EVALUACION ECONOMICA

El presente capítulo tiene por objeto realizar un análisis económico para definir cual es el sistema de subtransmisión y distribución más económico sin dejar un lado un análisis de tipo técnico.

Para el estudio del sistema de subtransmisión y distribución más económico se ha considerado 2 alternativas de tensión que son:

- Líneas de subtransmisión a 69 kV, y circuitos primarios a 13.8 kV.
- Líneas de subtransmisión a doble circuito 34.5 kV, y circuitos primarios a 13.8 kV.

El análisis económico de las alternativas se lo realizó para el período 1975 - 1990, para ello se empleó el método del valor presente. Para la alternativa de 34.5 kV se considera que se aumentará otro circuito en el momento que las condiciones límites máximas permisibles de caída de voltaje fueren excedidas.

Costos unitarios de líneas y subestaciones:

Para las líneas de subtransmisión se han tomado los si-

siguientes costos unitarios:

Voltaje	Número circuitos	Estructura tipo	Costo Unitario \$./Km.
69. kV	1	hormigón 16.5 mts.	400.000
34.5 kV	1	hormigón 13 mts.	250.000

En cuanto se refiere a las capacidades de las subestaciones, son las que fueron seleccionadas en el capítulo anterior las cuales están de acuerdo con las normas de catálogos en lo que se refiere a la tensión y los costos. Para las subestaciones con una relación de tensión 69/13.8 kV se ha tomado un costo unitario de \$./ 1900/kVA, mientras que para la relación de voltaje 34.5/13.8 kV los costos unitarios disminuyen a \$./ 1700/kVA.

Los costos unitarios en divisas y moneda local son los siguientes:

	(Suces)		
	<u>Divisas</u>	<u>M.Local</u>	<u>Total</u>
Líneas a 69 kV (\$./Km) (estructura de hormigón)	240000 (60%)	160000 (40%)	400000 (100%)
Líneas a 34.5 kV (\$./Km) (estructuras de hormigón)	150000 (60%)	100000 (40%)	250000 (100%)
Líneas a 34.5 kV (\$./Km) (estructuras de acero)	180000	120000	300000

(Suces)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Total</u>
Subestaciones			
69/13.8 kV (\$./kVA)	1500 (79%)	400 (21%)	1900 (100%)
Subestaciones			
34.5/13.8 kV (\$./kVA)	1343 (79%)	375 (21%)	1700 (100%)

4.1 Costo de realización .-

Para el análisis del costo de realización de las obras se analizarán las dos alternativas: subtransmisión a 69 kV y subtransmisión a 34.5 kV. En ambos casos los alimentadores primarios se consideran de 13.8 kV. Tratándose de un Plan Maestro, se tomará como punto de partida, considerando el hecho de que el Sistema Regional de Manabí en la actualidad no dispone en abasoluto de servicio eléctrico. Una vez establecido el programa de obras maestro, se superpone con el total de obras existentes y decididas, y se establece el plan de obras a ejecutarse.

ALTERNATIVA I : 69 kV .-

El costo estimado del programa de obras de esta alternativa consta en detalle en el anexo N° 4.1.1, siendo en resumen el siguiente:

(Miles de Suces)

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Total</u>
Transmisión a 69 kV.	69360	46240	115600
Transformación	136586	36314	172900
TOTAL	205946	82554	288500

Se ha establecido un calendario de inversiones, el cual - puede verse en el anexo N^o 4.2.1, siendo en resumen el siguiente:

<u>AÑO</u>	<u>INVERSIONES</u> (Miles de Suces)
1975	32290
1976	60900
1977	63365
1978	38370
1979	-
1980	7500
1981	2000
1982	15010
1983	3990
1984	2850

<u>AÑO</u>	<u>INVERSIONES</u> <u>(Miles de Suces)</u>
1985	19760
1986	11115
1987	10350
1988	17010
1989	3990
1990	
TOTAL	288.500

ALTERNATIVA II : 34.5 kV.-

Para esta alternativa se considera que se aumentará un nuevo circuito para cumplir con los límites de caída de voltaje permisible ya analizados en el capítulo precedente. En el anexo N° 4.1.2 está detallado el costo del programa de obras, pudiendo resumirse así:

	(Miles de Suces)
Transmisión	177650
Transformación	151300
TOTAL	328950

El calendario de inversiones se presenta en el anexo N° 4.2.2 siendo en resumen el siguiente:

<u>AÑO</u>	<u>INVERSION</u> <u>(miles de sucres)</u>
1975	29835
1976	42940
1977	44475
1978	34595
1979	14080
1980	23740
1981	19185
1982	21305
1983	6220
1984	12550
1985	36300
1986	18225
1987	6715
1988	15215
1989	3570
1990	-
TOTAL	328.950

4.2 Costo de las pérdidas.-

La limitación de las pérdidas en el diseño de un sistema de subtransmisión y distribución constituye un factor esencial en el funcionamiento adecuado del sistema. Si se valorizan estas pérdidas, veremos más adelante que, la selección de un -

sistema que no reúne las condiciones técnicas tanto de regulación como de pérdidas de potencia y energía, ocasionaría que dicha selección sea inadecuada tanto desde el punto de vista técnico como económico.

La práctica nos señala que en un sistema de subtransmisión y distribución, normalmente las pérdidas no deben exceder se en un 15% de la demanda a servirse. Lógicamente este 15% está dividido en los diferentes tramos del sistema (subtransmisión, transformación, circuito primario, secundario y acometidas); desde luego en áreas rurales las pérdidas inclusive pueden sobrepasar los límites indicados.

En cuanto se refiere a las pérdidas de energía la valoración de ellas están de acuerdo al costo promedio de venta que significaría el vender un kWh a nivel de subestación principal, o a nivel de transformador de distribución.

4.2.1 Pérdidas en subtransmisión: Las pérdidas en subtransmisión para el voltaje adoptado de 69 kV, fueron valorizadas en el capítulo anterior, para el efecto se consideró que el costo del kWh perdido tiene un valor $\$ 0.35$. Es posible que el costo unitario perdido se incremente, pues está de acuerdo a la política tarifaria de las empresas o del Sistema Nacional Interconectado. En el anexo N^o 3.8 se indica el detalle de los cálculos seguidos, siendo en resumen el siguiente:

PERDIDAS EN SUBTRANSMISION A 69 kV (miles de sucres)

<u>Año</u>	<u>Portoviejo S. Isidro</u>	<u>Portoviejo Manta</u>	<u>Portoviejo Paján</u>	<u>Tosagua Bahía</u>	<u>Total Pérdidas</u>
	266.8 Mcm	(336.5Mcm)	4/0	2/0	
1975					
1976					
1977	54.7	223.9	23.5	1.0	303.1
1978	68.2	249.5	29.3	1.0	348.0
1979	68.7	289.2	36.4	1.1	395.4
1980	109.4	332.0	42.2	1.2	486.8
1981	132.0	430.2	54.7	1.4	618.3
1982	164.4	545.0	66.3	1.7	777.4
1983	203.6	708.6	82.0	2.0	999.6
1984	249.8	900.4	100.0	2.4	1252.6
1985	307.1	1174.1	122.0	3.0	1606.2
1986	378.3	1497.3	149.9	3.6	2029.1
1987	467.2	1961.9	187.7	4.4	2621.2
1988	577.0	2513.7	225.4	5.3	3321.4
1989	717.0	3313.3	277.4	6.5	4314.2
1990	890.0	4268.2	341.3	8.0	5507.5

Las pérdidas en subtransmisión para la alternativa de - subtransmisión a 34.5 kV, analizadas en el capítulo anterior. (anexo N^o 3.11) en resumen son las siguientes:

PERDIDAS EN SUBTRANSMISION A 34.5 kV (miles de sucres)

Año	Portoviejo S. Isidro	Portoviejo Manta	Portoviejo Paján	Tosagua Bahía	Total Pérdidas
1975	-	-	-	-	-
1976	-	-	-	-	-
1977	37.2	692.3	-	-	729.5
1978	149.3	777.0	44.7	-	971.0
1979	183.8	404.6	167.6	8.5	764.5
1980	233.4	465.5	207.5	9.2	915.6
1981	289.5	605.1	261.8	11.0	1167.4
1982	355.3	772.4	322.3	13.6	1463.6
1983	443.7	1009.7	180.2	16.0	1649.6
1984	548.7	1291.1	229.2	19.2	2088.2
1985	423.8	1696.8	275.4	21.9	2417.9
1986	523.0	1337.0	340.2	28.7	2228.9
1987	648.4	1754.2	422.1	35.5	2860.2
1988	804.0	2245.6	523.2	42.8	3615.6
1989	1003.1	2954.0	649.9	53.2	4660.2
1990	1250.8	3805.9	810.2	64.5	5931.4

4.2.2 Pérdidas en subestaciones de distribución .-

Las pérdidas de energía en las subestaciones para 2 alternativas 69/13.8 kV y 34.5/13.8 kV fueron calculados en

el capítulo anterior; si asumimos que las pérdidas tienen un costo de \$ 0.35/KWh, los costos para estas 2 alternativas serán las siguientes:

Año	Alternativa 69/13.8 kV.		Alternativa 34.5/13.8 kV.	
	Pérdidas Energía (kWh)	Costo Pérdidas (miles sucres)	Pérdidas Energía (kWh)	Costo Pérdidas (miles de sucres)
1975	-	-	-	-
1976	-	-	-	-
1977	549.32	192.26	537.76	188.22
1978	700.81	245.28	675.48	236.42
1979	831.16	290.91	803.36	281.18
1980	900.11	315.04	869.04	304.16
1981	1021.48	357.52	991.48	346.98
1982	1088.49	380.97	1059.62	370.87
1983	1158.01	405.30	1122.21	392.77
1984	1413.57	494.75	1378.11	482.34
1985	1506.16	527.16	1470.43	514.65
1986	1555.21	544.32	1528.89	535.11
1987	1935.95	677.58	1911.62	669.07
1988	2019.99	707.00	1983.97	694.39
1989	2221.95	777.68	2188.71	766.05
1990	2704.96	946.74	2668.60	934.01

4.2.3 Pérdidas en circuitos primarios y secundarios .-

Pérdidas en circuitos primarios:

El costo de las pérdidas en el circuito primario han sido analizadas en el capítulo anterior en el acápite correspondiente al estudio económico del calibre de conductor (anexo 3.21), un resumen de tales costos se exponen a continuación:

AÑO	PERDIDAS (miles de sucres)
1975	59.0
1976	69.8
1977	82.2
1978	96.8
1979	114.9
1980	136.6
1981	162.0
1982	190.4
1983	226.9
1984	270.5
1985	323.5
1986	387.9
1987	466.2
1988	561.4
1989	679.9
1990	825.1

PERDIDAS EN CIRCUITOS SECUNDARIOS .-

Las pérdidas en los circuitos secundarios son las más importantes justamente porque esta parte del sistema de distribución es la que está más próxima al alcance de los usuarios. Se estima que las pérdidas de potencia son del orden del 3 hasta el 5%, dependiendo de la configuración adoptada, como también del envejecimiento de los conductores, si nos referimos al aislamiento si la construcción es subterránea. Para el Sistema Manabí no existe este problema por cuanto todo el sistema de distribución es de tipo aéreo.

La valorización de las pérdidas de energía, siguen el mismo procedimiento de cálculo como el que se realizó para pérdidas en los circuitos primarios.

4.2.4 Pérdidas en transformadores de distribución.-

Las pérdidas producidas en los transformadores de distribución son debidas al hierro y cobre; para la capacidad de estos transformadores se estima que las pérdidas son prácticamente despreciables y por lo tanto la valorización del costo de la energía es despreciable. Anotemos que las pérdidas disminuyen a medida que aumenta la capacidad del transformador. Como un ejemplo indiquemos que un transformador de 15 kVA tiene pérdidas en el cobre de 2.24% mientras que las pérdidas sin carga (pérdidas del hierro) son del orden del 0.82%. Para un transformador de capacidad de 150 kVA las pérdidas en el cobre son de un 1.18%, mientras que para el hierro son de un

0.41%. Todas referidas a transformadores trifásicos de relación de transformación 12.470 a 208 Y/120 volt.

4.3 Costos de operación y mantenimiento.-

Los costos de operación anuales representan el monto de los salarios, mientras que los costos anuales de mantenimiento representan los costos de repuestos y otros gastos de mantenimiento. Con la finalidad de tomar en cuenta el hecho de que varios componentes de los equipos, requieren un reemplazo en un tiempo sustancialmente menor que el tiempo estimado como vida media, debe incluirse separadamente un costo anual adicional.

Para valorizar los costos de operación y mantenimiento se estima que, para líneas el costo varía entre 2 y 3% de las inversiones, mientras que para subestaciones los costos de operación serán aproximadamente entre 1.5 a 2% de la inversión.

Si consideramos que los costos de operación para líneas son de un 2.5% y para subestaciones de 2%, los costos unitarios serán:

Líneas a 69 kV :	\$.	10.000/Km.
Líneas a 34.5 kV:	\$.	6.250/Km.
Subestaciones 69/13.8	\$.	38/kVA.
Subestaciones 34.5/13.8	\$.	34/kVA

Los costos de operación y mantenimiento deben tomarse en cuenta a partir del año en que entra a operar la línea o la subestación.

Los costos de operación y mantenimiento de líneas para las 2 alternativas son los siguientes:

AÑO	COSTO (miles de sucres)	
	69 kV	34.5 kV
1975	--	--
1976	--	--
1977	530	331
1978	1400	874
1979	2890 *	1805
1980		2136
1981		2473
1982		2954
1983		3360
1984		3360
1985		3466
1986		3803
1987		4303
1988		4303
1989		4303
1990	2890	4303

* flecha significa valores iguales hasta 1990.

PARA SUBESTACIONES

AÑO	Costos (miles de sucres)	
	69/13.8 kV	34.5/13.8
1975	-	-
1976	-	-
1977	1007	884
1978	1320	1147
1979	1586	1368
1980	1586	1368
1981	1586	1368
1982	1776	1538
1983	2156	1912
1984	2156	1912
1985	2213	1963
1986	2308	2048
1987	2830	2515
1988	2887	2515
1989	3077	2685
1990	3457	3025

COSTO ESTIMATIVO DE LAS OBRAS PERIODO 1975 - 1990

ALTERNATIVA 69 KV

(Miles de sucres) Anexo 4.1.1.

OBRAS	Divisas	Moneda Local	Total
<u>SUBESTACIONES</u>			
Manta: 5 x 10000 kVA -69/13.8kV	75050	19950	95000
Portoviejo: 3 x 5000 kVA-69/ 13.8 kV	22515	5985	28500
Rocafuerte: 2 x 1500 kVA-69 / 13.8 kV	4503	1197	5700
Tosagua : 2 x 1500 kVA-69/13.8 kV	4503	1197	5700
Chone: 2 x 3750 kVA-69/13.8 kV	11260	2990	14250
Bahía: 1 x 1500 kVA -69/13.8 kV	22500	600	2850
San Isidro: 1 x 1500 kVA -69/ 13.8 kV	2250	600	2850
Santa Ana: 1 x 1500 kVA - 69/ 13.8 kV	2250	600	2850
Sucre: 1 x 1500 kVA - 69/13.8kV	2250	600	2850
Jipijapa: 2 x 2500 kVA - 69/13.8 kV	7505	1995	9500
Paján: 1 x 1500 kVA - 69/13.8kV	2250	600	2850
Subtotal	136586	36314	172900
<u>Líneas a 69 kV</u>			
Portoviejo - Rocafuerte 17 km.	4080	2720	6800
Rocafuerte - Tosagua 34 km.	8160	5440	13600
Tosagua - Chone 30 km.	4800	3200	8000
Chone - San Isidro 44 km.	10560	7040	17600
Tosagua - Bahía 40 km.	9600	6400	16000
Portoviejo - Manta 36 km.	8640	5760	14400
Portoviejo - Santa Ana 25 km.	6000	4000	10000
Santa Ana- Sucre 8 km.	1920	1280	3200
Sucre - Jipijapa 25 km.	6000	4000	10000
Jipijapa - Paján 40 km.	9600	6400	16000
Subtotal	69360	46240	115600
SISTEMA MANABI	Costo Estimativo del Programa de Obras		Anexo Hoja

OBRAS	Divisas	Moneda Local	Total
<u>Líneas a 13.8 kV</u>			
Líneas para servir a Jaramijó, Montecristi, San Lorenzo 50 km.	3750	3750	7500
Líneas para servir a Picuisá, Colón 15 km.	1125	1125	2250
Rocafuerte - San Plácido 35 km.	2625	2625	5250
Rocafuerte - Charapotó, San Jacinto - San Clemente 25 km.	1875	1875	3750
Tosagua - Calceta - Junín 23 km.	1725	1725	3450
Ramales para servir a:			
Bachillero - La Estancilla - Canuto - Quiroga 27 km.	2025	2025	4050
Chone - Ricaurte - F. Alfaro 48 km.	3600	3600	7200
Chone - Boyacá - San Vicente 47 km.	3525	3525	7050
S. Isidro - E. Alfaro - Convencito 40 km.	3000	3000	6000
Ramales para servir a:			
Jama - Canoa 68 km.	5100	5100	10200
Santa Ana - La Misión 36 km.	2700	2700	5400
Ayacucho - H. Vásquez 8 km.	600	600	1200
Jipijapa - Pto. López 54 km.	4050	4050	8100
Jipijapa - Olmedo 60 km.	4500	4500	9000
Ramales para servir a Julcuy			
Anegado 20 km.	1500	1500	3000
Paján - P.P. Gómez 21 km.	1575	1575	3150
Paján - Lascano 44 km.	3300	3300	6600
Ramales a Gascol 10 km.	750	750	1500
Subtotal	47325	47325	94650
<u>DISTRIBUCION</u>			
Redes de distribución para las áreas de:			
Manta: 23000 abonad.	27600	41400	69000
SISTEMA MANABI	Costo Estimativo del Programa de Obras		Anexo Hoja

OBRAS		Divisas	Moneda Local	Total
Portoviejo	18500 abonados	22200	33300	55500
Rocafuerte	10500 "	12600	18900	31500
Tosagua	11800 "	14160	21240	35400
Chone	19200 "	23040	34560	57600
Bahía	2700 "	3240	4860	8100
San Isidro	1800 "	2160	3240	5400
Santa Ana	7500 "	9000	13500	22500
Sucre	9200 "	11040	16560	27600
Jipijapa	12000 "	14400	21600	36000
Paján	4500 "	5400	8100	13500
Subtotal		144840	217260	362100
TOTAL		388646	337674	726320
SISTEMA MANABI		Costo Estimativo del Programa de Obras		Anexo Hoja

ALTERNATIVA 34.5 KV (Miles de sucres) 2/

OBRAS	Divisas	Moneda Local	Total
<u>SUBESTACIONES</u>			
Manta 5 x 10 MVA - 34.5/13.8 kV	67150	17850	85000
Portoviejo 3 x 5 MVA - 34.5/13.8 kV	20145	5355	25500
Rocafuerte 2 x 1 MVA - 34.5/13.8 kV	2686	714	3400
Tosagua 2 x 1.5 MVA - 34.5/13.8 kV	4029	1071	5100
Chone 2 x 3.75 MVA - 34.5/13.8 kV	10072	2678	12750
Bahía 1 x 1.5 MVA 34.5/13.8 kV	2014	536	2550
S. Isidro 1 x 1.0 MVA 34.5/13.8 kV	1343	357	1700
S. Ana 1 x 1.0 MVA 34.5/13.8 kV	1343	357	1700
Sucre 1 x 1.5 MVA 34.5/13.8 kV	2014	536	2550
Jipijapa 2 x 2.5 MVA 34.5/13.8 kV	6715	1785	8500
Pajan 1 x 1.5 MVA 34.5/13.8 kV	2014	536	2550
Subtotal	119525	31775	151300
<u>Líneas a 34.5 kV</u>			
Portoviejo - Rocafuerte 17 km (3c) *	7650	5100	12750
Rocafuerte - Tosagua 34 km (3c)	15300	10200	25500
Tosagua - Chone 20 km (3c)	9000	6000	15000
Chone - S. Isidro 44 km (3c)	19800	13200	33000
Tosagua - Bahía 40 km (1c)	6000	4000	10000
Portoviejo - Manta 36 km (3c)	19440	12960	32400
Portoviejo - Santa Ana 25 km (2c)	7500	5000	12500
Santa Ana - Sucre 8 km			
SISTEMA MANABI	Costo Estimativo del Programa de Obras		Anexo Hoja

OBRAS	Divisas	Moneda Local	Total
Sucre - Jipijapa (2c) 25 km.	2400	1600	4000
Jipijapa - Paján (2c) 40 km.	7500	5000	12500
	(2c) 12000	8000	20000
Subtotal	106590	71060	177650
TOTAL	226115	102835	328950
<p>NOTAS:</p> <p>* Valores en paréntesis significan:</p> <p>(3c) = 3 circuitos (2c) = 2 circuitos (1c) = 1 circuito</p>			
SISTEMA MANABI	Costo Estimativo del Programa de Obras		Anexo Hoja

G A L E N D A R I O D E I N V E R S I O N E S A L T E R N A T I V A 34.5 kV/13.8 kV (miles de sucrés)

O B R A S	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1980
1. SUBESTACIONES																
Manta 5x10 MVA	13750	20250										3570		13430		
Portoviejo 3x5 MVA	6715	1785						13430	3570		13430	3570		13430	3570	-
Rocafuerte 2x1 MVA		1700						1700					6715	1785		
Tosagua 2x1.5 MVA			2550													
Chone 2x3.75MVA			6375													
Bahía 1x1.5 MVA				2550												
San Isidro 1x1 MVA			1700	1700												
Santa Ana 1x1 MVA			2550	4250												
Sucre 1x1.5 MVA				2550												
Jipijapa 2x2.5 MVA				2550												
Paján 1x1.5 MVA				11050				15130	3570			9945	6715	15215	3570	
SUBTOTAL	20465	23735	13175	11050	-	6715	1785	15130	3570	2550	17680	9945	6715	15215	3570	
2. LINEAS A 34.5 KV.																
Portoviejo-Rocafuerte	2650	1600		2650	1600				2650	1600						
Rocafuerte-Tosagua		5300	3200		5300	3200				5300	3200					
Tosagua-Chone		3100	1900		3100	1900				3100	1900					
Chone-San Isidro			6800	4200		6800	4200				6800	4200				
Tosagua-Bahía			6200	3800												
Portoviejo-Manta	6720	4080		6720	4080											
Portoviejo-Sta. Ana		3875	2375													
Sta Ana- Sucre		1250	750			1250	750									
Sucre-Jipijapa			3875	2375			3875	2375								
Jipijapa- Paján			6200	3800			6200	3800								
SUBTOTAL	9370	19205	31300	23545	14080	17025	17400	6175	2650	16000	18620	8280	6715	15215	3570	
T O T A L	29835	42940	44475	34595	14080	23740	19185	21305	6220	12550	36300	18225	6715	15215	3570	

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Solución económica .-

Para el estudio de la selección de alternativa más económica, se ha considerado dos posibilidades en cuanto se refiere a la tensión de subtransmisión. La primera posibilidad como se analizó en el capítulo anterior, es desarrollar el sistema de subtransmisión a 69 kV, con sus respectivas subestaciones, relación de tensión 69/13.8 kV. Para la segunda posibilidad se ha considerado una tensión de voltaje para el sistema de subtransmisión de 34.5 kV, con sus respectivas subestaciones de relación de tensión 34.5/13.8 kV; hay que anotar en esta alternativa la entrada de otras líneas en el momento en que las condiciones máximas de regulación fueren superadas. No se han tomado en cuenta para la comparación de alternativas, las líneas a 13.8 kV y las redes de distribución, por ser comunes a ambos sistemas.

El análisis económico de las alternativas se realizó para un período comprendido entre 1975 - 1990 y se empleó el método del valor presente. El tiempo medio de la vida útil para las líneas y subestaciones se estima en 25 años, en consecuencia el valor residual que consta en este estudio es el calculado sobre este período.

Las consideraciones para el cálculo económico de las alternativas anteriormente indicadas son:

- Inversión en construcción
- Operación y mantenimiento de líneas y subestaciones
- El valor residual; se analizará para tasas de interés de 6,8 , 10 y 12%.

Los resultados del análisis económico de acuerdo al método del valor presente se traducen en los siguientes valores:

Alternativa 69 kV.				Alternativa 34.5 kV.			
Tasa de interés				Tasa de interés			
6%	8%	10%	12%	6%	8%	10%	12%
204230	195291	187104	178256	206409	195460	185018	174312
1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.00	1.99	0.97

El detalle de los cálculos para estas 2 alternativas se indica en los anexos Nos. 5.1 y 5.2.

Desde el punto de vista económico la alternativa de 69 kV para tasas de interés bajas (8%) es la más económica, notándose que, a medida que crece la tasa de interés, la alternativa a 34.5 kV resulta ser la más económica. Cuando la tasa de interés es un 8% más o menos, tenemos el punto de equilibrio don-

de las 2 alternativas tienen el mismo costo reducido al valor presente. En el anexo N^o 5.3 se representa en forma gráfica las 2 alternativas estudiadas.

5.2 Solución técnico - económica .-

Del estudio realizado para el cálculo de regulación, los resultados alcanzados para cada una de las alternativas para la solución técnica con una regulación permisible en el año 1990, son los que se indican a continuación:

TRAMO	Regulación %	
	69 kV.	34.5 kV.
Portoviejo-S. Isidro	9.69	12.62
Portoviejo-Manta	15.10	14.70
Portoviejo-Paján	5.80	11.60
Tosagua-Bahía	1.47	3.42

Desde el punto de vista técnico la alternativa a 69 kV. es la más conveniente, pues se tienen regulaciones menores si las comparamos con la alternativa a 34.5 kV, como se ve en el cuadro anterior. Del análisis económico como ya se indicó en el punto precedente, para tasas de interés menores al 8%, la alternativa de 69 kV es la más económica.

Como conclusión, la solución técnico - económica más

atractiva es la alternativa de subtransmisión a 69 kV, que también se ve justificada desde el punto de vista de financiamiento, pues los organismos de crédito internacionales normalmente ofrecen sus créditos a tasas de interés relativamente bajas.

5.3 Financiación de las obras .-

El programa de obras debería ser financiado por INECEL la parte correspondiente a la moneda local y con préstamo proveniente de proveedores la parte correspondiente a divisas. No se ha definido financiamiento en líneas primarias a 13.8 kV y redes de distribución por cuanto tales programas los están realizando la Empresa Regional con la participación de INECEL.

SUBESTACIONES ELEVADORAS

<u>Ubicación</u>	<u>Capacidad (kVA)</u>	<u>Volt. Entrada (kV)</u>	<u>Voltj. Salida (kV)</u>
MANTA	5000	13.8	69
	3750	2.4	13.8
	3250	2.4	13.8
	1500	4.16	13.2
	10000	13.8	69.0

SUBESTACIONES REDUCTORAS

<u>Ubicación</u>	<u>Capacidad</u> (kVA)	<u>Voltaje Entrada</u> (kV)	<u>Voltaje Salida</u> (kV)
Portoviejo	2500	69	34.5
Portoviejo	2500	69	13.8
Portoviejo	1500	13.8	6.0
Rocafuerte	1000	34.5	13.8
Calceta	1000	34.5	13.8
Chone	1000	34.5	13.8
Santa Ana	500	34.5	13.8
Sucre	500	34.5	13.8
Jipijapa	1000	34.5	13.8
Manta	3 x 500	13.8	2.4
Portoviejo	10000	69.0	34.5

LINEAS DE TRANSMISION

<u>TRAMO</u>	<u>TENSION (kV)</u>
Manta - Portoviejo	69
Portoviejo - Rocafuerte	34.5
Rocafuerte - Tosagua	34.5
Tosagua - Chone	34.5
Portoviejo - Lodana	34.5
Lodana - Sucre	34.5
Sucre - Jipijapa	34.5
Tosagua - Bahía	34.5

Analizando el Programa Maestro definido como la mejor alternativa técnico - económica (anexo 4.1.1), se llega a la conclusión de que serían aprovechables los siguientes equipos - existentes y por instalarse.

TRANSFORMADORES :

MANTA	5000 kVA	-	13.8 kV/69 kV
MANTA	10000 kVA	-	13.8/69 kV
PORTOVIEJO	2500 kVA	-	69/13.9 kV

LINEAS :

Portoviejo - Manta .- La línea actualmente tiene un calibre - 266.8 Mcm.

De acuerdo al programa maestro se determinó un calibre económico de 336.4 Mcm (1 circuito), en consecuencia para reforzar el sistema existente sería necesario construir una línea adicional de 69 kV (336.4 Mcm), pues para el año 1990 de acuerdo a los cálculos no se tiene una regulación razonable.

OTRAS LINEAS :

Las otras líneas existentes tienen un voltaje de 34.5 kV; lamentablemente estas líneas en principio fueron diseñadas para operar a 13.8 kV, con la posibilidad de incrementar el voltaje a 34.5 kV, consecuentemente resulta imposible la utiliza-

ción de tales estructuras para una tensión de 69 kV.

De lo expuesto anteriormente se puede establecer el programa de obras que debería ser llevada a cabo por la Empresa Regional mediante aporte local y préstamo externo.

LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV.

		<u>Divisas</u>	<u>M.Local</u>	<u>Total</u>
Portoviejo - San Isidro	115 Km	27.600	18.400	46.000
Portoviejo - Manta	36 Km	8.640	5.760	14.400
Portoviejo - Paján	98 Km	23.520	15.680	39.200
Tosagua - Bahía	40 Km	9.600	6.400	16.000
Subtotal		69.360	46.240	115.600

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION 69/13.8 KV

	<u>Divisas</u>	<u>M.Local</u>	<u>Total</u>
Manta 3 x 10 MVA (1)	45030	11970	57000
Portoviejo 1 x 5 MVA (2)	7505	1995	9500
Rocafuerte 2 x 1.5 MVA	4503	1197	5700
Tosagua 2 x 1.5 MVA	4503	1197	5700

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION 69/13,8 KV.

	<u>Divisas</u>	<u>M. Local</u>	<u>Total</u>
Bahía 1 x 1.5 MVA	2250	600	2850
Chone 2 x 3.75 MVA	11260	2990	14250
San Isidro 1 x 1.5 MVA	2250	600	2850
Santa Ana 1 x 1.5 MVA	2250	600	2850
Sucre 1 x 1.5 MVA	2250	600	2850
Jipijapa 1 x 2.5 MVA (3)	3753	997	4750
Paján 1 x 1.5 MVA	2250	600	2850
Subtotal	87804	23346	111150
TOTAL	157164	69586	226750

NOTAS:

(1) 2 x 10 MVA existentes

(2) 1 x 5 MVA existentes

(3) 1 x 2.5 MVA existentes

El monto de las obras llega a un total de \$226'750.000 los cuales serían financiados así:

Aporte Local (INECEL) \$ 69'586.000
 Aporte Externo (Proveedores) 157'164.000

TOTAL \$ 226'750.000

RECOMENDACIONES :

Como conclusión final se recomienda:

- Estudiar la posibilidad de que en el futuro la línea a 138 kV del Sistema Nacional, llegue hasta las inmediaciones de Manta, principal centro de carga, por cuanto para una carga estimable en el año 1990 se tiene regulaciones bajas.
- Construir la línea Portoviejo - Manta con un aislamiento de 138 kV, que en principio funcionaría a 69 kV, esta línea necesariamente deberá ser en estructuras de acero.
- Poner especial interés en tratar de obtener financiamiento para el programa de obras con alguna entidad crediticia internacional.

ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION ALTERNATIVA

6.9 KV (miles de sucres)

AÑO	Inversión en Construc.	Oper. y Mant. (Líneas)		Pérdidas de Energ.		Valor Residual		TOTAL	Valor Presente			
		Líneas	Subestac.	Líneas	Subestac.	Líneas	Subestac.		6%	8%	10%	12%
1975	32290	-	-	-	-	-	-	32290.0	30462	29897	29355	28832
1976	60900	-	-	-	-	-	-	60900.0	54201	51601	50328	48549
1977	63365	530	1007	303.1	192.3	-	-	65397.4	54858	51864	49088	46507
1978	38370	1400	1320	348.0	245.3	-	-	41683.3	32987	20609	28444	26446
1979	-	2890	1586	395.4	290.9	-	-	5162.3	3890	3543	3233	2954
1980	7500	2890	1586	486.8	315.0	-	-	12777.8	9030	8073	7231	6489
1981	2000	2890	1586	618.3	357.5	-	-	7451.8	4984	4373	3846	3390
1982	15010	2890	1776	777.4	381.0	-	-	20834.4	13102	11283	9742	8434
1983	3990	2890	2156	999.6	405.3	-	-	10440.9	6213	5251	4452	3785
1984	2850	2890	2156	1252.6	494.7	-	-	9643.3	5426	4501	3746	3129
1985	19760	2890	2213	1606.2	527.2	-	-	26996.4	14270	11618	9494	7788
1986	11115	2890	2308	2020.1	544.3	-	-	18886.4	9442	7544	6053	4877
1987	10350	2890	2830	2621.2	677.6	-	-	19368.8	9144	7171	5650	4470
1988	17010	2890	2887	3321.4	707.0	-	-	26815.4	11936	9189	7106	5521
1989	3990	2890	3077	4314.2	777.7	-	-	15048.9	6368	4810	3654	2788
1990	-	2890	3457	5507.5	946.7	-	-	-157975.8	-62083	-46036	-34318	-25723
TOTAL									204230	195291	187104	178256
%									1.0	1.0	1.0	1.0

ANALISIS ECONOMICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

Anexo 5.2

ALTERNATIVA 34.5 KV. (miles de sucres)

AÑO	Inversión en Construc.	Oper. y Mant.		Pérdidas de Energ.		Valor Residual		TOTAL	Valor Presente			
		Líneas	Subest.	Líneas	Subestac	Líneas	Subestac.		6%	8%	10%	12%
1975	29835	-	-	-	-	-	-	29835.0	27090	26587	26105	25640
1976	42940	-	-	-	-	-	-	42940.0	37611	35807	34924	33690
1977	44475	331	884	729.5	188.2	-	-	46607.7	39133	36997	35016	33175
1978	34595	874	1147	971.0	236.4	-	-	37823.4	29072	26977	25068	23325
1979	14080	1805	1368	764.5	281.2	-	-	18298.7	13166	11991	10939	9997
1980	23740	2136	1368	915.6	304.2	-	-	28463.8	20066	17938	16068	14420
1981	19185	2473	1368	1167.4	347.0	-	-	24540.4	16321	14319	12594	11100
1982	21305	2954	1538	1463.6	370.9	-	-	27631.5	17336	14928	12890	11160
1983	6220	3360	1912	1649.6	392.8	-	-	15534.4	8011	6770	5740	4881
1984	12550	3360	1912	2088.2	482.3	-	-	20392.5	11387	9446	7861	6566
1985	36300	3466	1963	2417.9	514.6	-	-	44661.5	22937	18675	15261	12518
1986	18225	3803	2048	2228.9	535.1	-	-	26840.0	13001	10388	8334	6715
1987	6715	4303	2515	2860.2	669.1	-	-	17062.3	7999	6274	4943	3911
1988	15215	4303	2515	3615.6	694.4	-	-	26343.0	11652	8969	6936	5390
1989	3570	4303	2685	4660.2	766.0	-	-	15984.2	6670	5038	3827	2920
1990	-	4303	3025	5931.4	934.0	-	-	-193945.6	- 75043	-55644	- 41488	- 31096
TOTAL									206409	195460	185018	174312
%									1.01	1.0	0.99	0.97

REPRESENTACION GRAFICA DE LAS ALTERNATIVAS 69 KV Y 34.5 KV

III VALOR PRESENTE EN FUNCION DE LA TASA DE INTERES

