

T
621.3191
B456
C-2

PROGRAMACION DE OBRAS DEL SISTEMA
ELECTRICO GUAYAS-LOS RIOS
SUBSISTEMA BABAHOYO-QUEVEDO



16

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTRICO ESPECIALIDAD POTENCIA

HECTOR BENALCAZAR SARAVIA



GUAYAQUIL, JUNIO DE 1.978


PROGRAMACION DE OBRAS DEL SISTEMA
GUAYAS-LOS RIOS
SUBSISTEMA BABAHOYO-QUEVEDO



DIRECTOR DE TESIS


ING. JUAN SAVEDRA

AUTOR


HECTOR BENALCAZAR



DECLARACION EXPRESA

DECLARO QUE HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS
EN ESTA TESIS SON DE EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD -
DEL AUTOR Y QUE EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA
MISMA CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITEC
NICA DEL LITORAL.

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES
DE LA ESPOL).

EL AUTOR

AGRADECIMIENTO

AL INGENIERO JUAN SAVEDRA, POR LA GENTILEZA -
QUE TUVO AL DIRIGIR Y REVISAR EL PRESENTE TRA-
BAJO.

AL PERSONAL TECNICO DE LA EMPRESA ELECTRICA
EMELRIOS Y A TODAS LAS PERSONAS QUE EN UNA U -
OTRA FORMA COLABORARON CON LA REALIZACION -
DE ESTE TRABAJO.



D E D I C A T O R I A

A MIS QUERIDOS PADRES



D E D I C A T O R I A

A MI QUERIDA ESPOSA MERCEDES Y A MIS ADO-
RADOS HIJOS: PAOLA MARUXI Y WILSON XAVIER

INDICE

CAPITULO I. PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

	PAGINA
1. Generalidades	1
2. Recopilación de información	4
2.1. Datos de Consumo Eléctrico	5
2.2. Datos de generación eléctrica	6
3. Encuestas Industriales	7
4. Características de los sistemas existentes	8
5. Estado actual del servicio	8
6. Estudio de mercado eléctrico	10
6.1. Criterios de proyección de la demanda	10
6.2. Proyección de la población.	13
6.3. Proyección de la demanda residencial	14
6.4. Proyección de la demanda comercial	14
6.5. Proyección de la demanda de alumbrado público	15
6.6. Proyección de la demanda industrial	16
6.7. Proyección de la demanda de cargas especiales	17
6.8. Pérdidas de energía	20
6.9. Factor de carga	21
6.10. Demanda Máxima	22
7. Conclusiones y Recomendaciones	22
8. Anexos del Capítulo I.	22



Anexo N° 1.	Datos estadísticos de consulo eléctrico a nivel de Cabecera Cantonal y Parroquial.	25
Anexo N° 2.	Datos estadísticos de generación eléctrica a nivel de Cabecera Cantonal y Parroquial.	35
Anexo N° 3.	Datos de encuesta industrial.	45
Anexo N° 4.	Características de los sistemas existentes.	46
Anexo N° 5.	Resultados de la proyección de la demanda global del subsistema Babahoyo-Quevedo por zonas, metas de desarrollo eléctrico y proyección de la demanda eléctrica a nivel de Cabecera Cantonal y Parroquial.	74
9.	Planos del CAPITULO I.	
Plano N° 1.	Subsistema Babahoyo-Quevedo dentro de los Sistemas Regionales del país.	
Plano N° 2.	Area de influencia del subsistema Babahoyo-Quevedo.	159
Plano N° 3.	Zonas y subzonas del subsistema Babahoyo-Quevedo.	

CAPITULO II. ANALISIS DE LA OPERACION DEL SISTEMA

1.	Determinación de los centros de carga.	160
2.	Conformación del Sistema.	162

3.	Alimentación del sistema nacional y generación	163
4.	Flujo de potencia.	163
5.	Metodología y datos para el estudio.	164
6.	Regulación de tensión, factor de potencia y <u>compensación</u> .	167
7.	Análisis de flujos de potencia.	167
7.1.	Flujo de potencia año 1976.	169
7.2.	Flujo de potencia año 1978.	169
7.3.	Flujo de potencia año 1980.	170
7.4.	Flujo de potencia año 1985.	172
7.5.	Flujo de potencia año 1990.	174
8.	Selección de alternativas.	175
9.	Conclusiones y recomendaciones.	181
10.	Anexos de Capítulo II.	186
	Anexo N° 6. Datos básicos de líneas de 138, 69 y 13,8 KV. y de transformadores.	187
11.	Plano del Capítulo II	
	Plano N° 4. Centros de carga	
	Plano N° 5. Diagrama unifilar del sistema para el año 1990.	
	Plano N° 6. Flujo de potencia año 1976.	
	Plano N° 7. Flujo de potencia año 1978.	
	Plano N° 8. Flujo de potencia año 1980. Alternativa "A"	
	Plano N° 9. Flujo de potencia año 1980. Alternativa "B"	
	Plano N° 10. Flujo de potencia año 1985. Alternativa "A"	



Plano N° 11. Flujo de potencia año 1985. Alternativa "B"	
Plano N° 12. Flujo de potencia año 1990. Alternativa "A"	
Plano N° 13. Flujo de potencia año 1990. Alternativa "B"	194

CAPITULO III. PROGRAMACION DE OBRAS

1. Generalidades	195
2. Conclusiones y Alcance	196
Resumen de obras programadas en el período - 1976-1990	198
3. Criterios aplicados para la programación de obras	199
4. Equipamiento de subestaciones	199
5. Dimensionamiento de líneas de transmisión	200
6. Condición de operación.	200
7. Cronograma de obras.	200
8. Anexos del Capítulo III	202
Anexo N° 7. Curvas de demanda y equipamiento	203
Anexo N° 8. Cronograma de obras.	212
9. Planos del Capítulo III.	
Plano N° 14. Programación de obras	215

CAPITULO IV. PREDISEÑO DE OBRAS

1.	Objetivos.	216
2.	Prediseño de líneas de transmisión a 138 KV.	216
3.	Prediseño de líneas de subtransmisión a 69 KV.	223
4.	Prediseño de líneas de distribución a 13,8 KV.	228
5.	Prediseño de subestaciones.	233
6.	Conclusiones y recomendaciones.	240
7.	Plano del Capítulo IV. Diagrama unifilar de subestaciones típicas de INECEL.	241

CAPITULO V. INVERSIONES

1.	Alcance	242
2.	Determinación de costos unitarios	242
3.	Programación de inversiones	243
4.	Criterios generales	243
5.	Conclusiones y Recomendaciones	244
6.	Anexos del Capítulo V.	245
	Anexo N° 9. Estimativo de costos unitarios de líneas de transmisión.	246
	Anexo N° 10. Estimativo de costos subestaciones.	253
	Anexo N° 11. Programación de inversiones.	260



C A P I T U L O I

I.- PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

1.- GENERALIDADES.- El Subsistema Babahoyo - Quevedo forma parte - del Sistema Eléctrico Regional Guayas - Los - Ríos, que es el mas grande del país. Limita al Norte con las - provincias de Pichincha y Cotopaxi; al Sur con la provincia - del Guayas; al Oeste con las provincias de Guayas y Manabí y - al Este con las provincias de Cotopaxi y Bolívar. Se encuentra situado en la parte central oriente de la costa ecuatoriana. - Ver Plano 1. al final del capítulo.

El área de influencia de este Subsistema es la provincia de los Rios y poblaciones de otras provincias que - por razones socio-económicas-geográficas se encuentran vincula - das con este subsistema; tal es el caso del cantón Velasco Iba - rra de la provincia del Guayas; la parroquia Pichincha de la - provincia de Manabí; el cantón Pangua de la provincia de Coto - paxi y las parroquias Schandía, Caluma y Balsapamba de la pro - vincia de Bolívar. Ver Plano 2, al final del capítulo.

El área total de la zona es de aproximadamente 800 km^2 que significan el 2.8 % del total nacional. Su pobla - ción actual, según el último censo de Población y Vivienda es de 540.970 habitantes que es el 8 % del total de habitantes - del país. En el área urbana se registró 135.243 habitantes - (25 %) y 405.727 habitantes se registró en el área rural (75%),



En lo que se refiere a la viviendas, para el año de 1974 se obtuvo un total de 96.539 Viviendas, de las cuales 22.051 se registró en el área urbana (23 %) y 74.488 viviendas en el área rural (77 %).

El Subsistema Babahoyo - Quevedo está formado por 9 cabeceras cantonales y 22 cabeceras parroquiales.

Toda la zona ocupa las llanuras bajas del litoral, y en su lindero oriental comienzan a elevarse las estribaciones de la cordillera Occidental de Los Andes.

Los ríos principales son: El Víncoes que en su curso alto se llama Palenque o Quevedo; El Río Catarama, que desde Ventanas hacia arriba le llaman Río Zapotal, el Río Pueblo Viejo; El Río San Pablo. Cada uno de los citados ríos reciben numerosos afluentes.

El clima de la zona es húmedo tropical, un poco mas caluroso que las demás provincias de la costa por carecer de la influencia de la brisa marina.

Según los datos arrojados por el último Censo de Población y Vivienda, la población de esta región se localiza en el área rural y es por esta razón que la agricultura es la principal actividad a que se dedican los habitantes. Existen magníficos productos agrícolas, los principales son el arroz, cacao, café, caña de azúcar, banano, frutas tropicales y oleaginosas. La avicultura está bien desarrollada. Hay escasa ganadería debido a la presencia de muchos parásitos tropicales.

En la zona de Babahoyo se encuentra el Ingenio Isabel María y la Fábrica de papel La Reforma, que son los principales

autoprodutores de la zona. Hay también varias piladoras de arroz, aserrios y empacadoras de banano.

La comisión de Estudios para Desarrollo de la Cuenca del Río Guayas CEDEGE, está desarrollando el Proyecto de riego Babahoyo que beneficiará una importante área de la Provincia de Los Ríos, dentro del Plan Quinquenal de transformación y desarrollo, resuelto por el gobierno, se espera un gran desarrollo agroindustrial con la terminación de este proyecto.

En lo que se refiere a vías de comunicación se puede decir que la ciudad de Babahoyo, capital de la provincia de Los Ríos, está comunicada con el puerto de Guayaquil mediante carretera pavimentada y el puente sobre el Río Guayas. Además se conecta con la red de carreteras del sur del país. Para el norte se tiene la vía pavimentada Babahoyo - Puebloviejo - Quevedo, que sale por el puente sobre el Río Babahoyo y la vía afirmada que sale hacia el este, Babahoyo - Montalvo - Guaranda. Todos los cantones tienen comunicación carrozables. Desde Puebloviejo hay una importante ramal a Catarama, en donde se atraviesa un moderno puente y entra a la vía Ricaurte - Calusa - Guaranda.

La vía fluvial por todos los anchos ríos navegables de la provincia tiene mucha importancia en las actividades económicas y sociales, y hasta hace pocos años era el único medio de comunicación. Actualmente se utilizan los ríos principalmente para el traslado de madera y palo de balsa que existen en la parte montañosa de la zona y son llevados hacia el Puerto de Guayaquil.



Claramente se nota la reducida participación de la región en la actividad industrial; además se realiza la emigración de la población tanto rural como urbana hacia otros lugares del país, con mayores posibilidades actuales para sus habitantes. Las deficiencias señaladas se debe evidentemente a la falta de disponibilidad de energía y que son altas las probabilidades de que un adecuado equipamiento para satisfacer las necesidades energéticas junto con la aplicación de políticas de desarrollo en otros campos permitan en el futuro alcanzar un desenvolvimiento armónico de la actividad en el sector industrial y en el sector agrícola.

Para el estudio de mercado eléctrico se realizó consultas directas con las empresas eléctricas e industriales, así como también con los diferentes municipios y juntas parroquiales. A continuación se indica los resultados de dichas consultas.

1.- RECOPILACION DE INFORMACION.- Dado que el estudio de mercado constituye una evaluación de los requerimientos de energía eléctrica de la zona en estudio, a corto, mediano o largo plazo, y que esta evaluación o proyección debe tener como base un análisis previo, de la situación eléctrica presente y pasada, es de fundamental importancia la "recopilación de información que permita hacer este análisis".

En la mayoría de los casos, será preferible que la información cubra un período relativamente largo, y en general 10 años pueden bastar para que las líneas de regresión o de tendencia sean utilizables en el análisis, pese a posibles trastornos

.....

económicos que puedan haber ocurrido durante el período. Lo que se perseguirá, será eliminar todos aquellos datos que aparecen en situaciones transitorias y que por tanto no reflejan el estado normal del sistema. Se ha realizado consulta directa con las empresas eléctricas de Quevedo y Babahoyo, así como también con los municipios de los demás cantones y llevando a cabo un muestreo de las empresas industriales; además se obtuvo un muestreo de las tenden -
cias probables de los consumidores domésticos.

1.- DATOS DE CONSUMO.- La información relativa a la venta de energía -
y el número de consumidores se ha obtenido de -
las empresas eléctricas y dependencias municipales. La información
regogada de estas entidades está clasificada de acuerdo a la defi-
nición de consumos que se da a continuación:

RESIDENCIAL.- Se define consumo residencial al destinado exclusiva-
mente para usos domésticos de la unidad familiar que
ocasionan las habitaciones y anexos que normalmente constituyen la
residencia de dicha unidad familiar.

COMERCIAL.- Es el consumo de energía eléctrica en casas, edificios,
departamentos etc., destinados por el abonado o sus in
quilinos, para fines de negocios o actividades profesionales, edu-
cacionales e institucionales y locales destinados a cualquier otra
actividad, por lo cual sus propietarios o sus arrendatarios perci-
ben alguna remuneración del público que a ellos concurra. Por tan-
to, se clasificarán con consumo comercial la energía utilizada en-
tiendas, almacenes, salas de cine, hoteles, escuelas, colegios, -



universidades, clínicas, hospitales, templos, iglesias etc.

INDUSTRIAL.- Se clasificará como consumo industrial a la energía utilizada en fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc., destinados a la elaboración o transformación de productos por cualquier proceso industrial.

ALUMBRADO PUBLICO.- Se denomina consumo de alumbrado público, a la energía utilizada para el alumbrado de las calles, plazas, sitios de recreo, parques, pilas luminosas etc.,- que son de libre ocupación del público.

OFICIALES.- Dentro de esta categoría están incluidos los consumos de energía eléctrica de las oficinas o dependencias de los municipios, consejos provinciales y en general del gobierno del Ecuador cuyo funcionamiento se halla totalmente financiado con fondos provenientes del estado. Ver datos de consumos en el anexo N° 2.

La información recogida tiene el siguiente grado de detalle:

El número de consumidores de los distintos tipos ya indicados se refiere al promedio anual.

Los consumos son los totales anuales para cada grupo de consumidores. En el anexo 1 se muestra los cuadros estadísticos sobre datos de consumo de los diferentes centros poblados de la zona.

1.2.- DATOS DE GENERACION.- La producción de energía así mismo se refiere a la total anual, de manera que se puede

contestar con la energía vendida y sea posible la determinación de de la energía perdida. La demanda máxima anual, se refiere a la - máxima demanda observada en un intervalo de 15 minutos durante el año.

En esta parte del estudio de mercado, se ha tomado contacto con las instituciones que tienen que ver con el desarrollo del país, a fin de que esta programación del desarrollo del - sector de la industria eléctrica esté concatenada con los otros - programas de desarrollo del país, fundamentalmente en aquellos programas industriales de gran envergadura, que pueden significar una variación significativa en la tasa de crecimiento del mercado eléctrico; ver anexo 2 datos estadísticos de generación.

3.- ENCUESTAS INDUSTRIALES.- El hecho de que muchas industrias por su magnitud dispongan de fuentes propias de generación de como resultado que se tenga que darles importancia y en consecuencia se ha tomado toda la información estadística de - producción y consumo de energía eléctrica, tal es el caso de la fábrica de papel La Reforma, el Ingenio Isabel María que son los - principales autoprodutores de la zona.

Hay que tener en consideración que estas industrias que disponen de sus propias fuentes de generación, pueden - considerarse clientes potenciales, quienes se integrarían al servicio público si se dispone de energía más barata que la que ellas - generan y si se las garantiza continuidad en el servicio, así como buena calidad. No se ha descuidado de consultar a las industrias -



los planes de ampliación que han puesto, lo cual se ha considerado para la tasa de crecimiento anual del mercado eléctrico industrial.

Por lo que se puede ver la provincia de Los Ríos - no está enteramente industrializada pero con la ayuda del fluido - eléctrico se espera un gran desarrollo agroindustrial, considerando que esta parte del país es rica en lo que a agricultura se refiere.

Además se ha obtenido datos de posibles industrias a desarrollarse en la región; y para esto se ha recurrido a organismos gubernamentales como: La Junta Nacional de Planificación, Cendes, El Banco de Fomento, el Programa Nacional del arroz, del banano, Inheri.

A continuación se muestra los datos obtenidos de las encuestas industriales, en anexo 3.

4.- CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS EXISTENTES.- En el anexo 4 se muestran las principales características de este subsistema, pues así se trata de potencia instalada, transformación, transmisión y distribución.

5.- ESTADO ACTUAL DEL SERVICIO.- Como se puede notar claramente al tratar de los sistemas existentes, la parte rural electrificada corresponde al norte de la provincia de Los Ríos.

La Empresa Eléctrica Quevedo se ha preocupado por este aspecto, ya que directamente desde la Central Eléctrica de Quevedo se alimenta a poblaciones como el Espalme (prov. del Gua -



pas), Buena Fé, Valencia, La Maná (prov. de Cotopaxi) Mocache y San Carlos, beneficiándose del fluido eléctrico, además de estas poblaciones todo el sector rural que atraviesan las líneas de transmisión que comunican la ciudad de Quevedo con las anteriores poblaciones nombradas. Además existe una línea de transmisión a 13.8 kv. que va desde Catarama a Pueblo Viejo con una extensión de 10 km. Refiriéndose al sur de esta región se puede decir que no existe electrificación rural, pues los cantones y parroquias están servidos por grupos generadores diesel que sirven a la parte urbana de estos centros poblados. Los planes de la Empresa Eléctrica Los Ríos es servir a todas las poblaciones desde la central térmica ubicada en la ciudad de Babahoyo para lo cual muy pronto ampliará su capacidad instalada. Emelrios administrativamente tiene en su poder los municipios de Vinces, Catarama, Pueblo Viejo, Ventanas y Babahoyo; últimamente se hizo cargo de la Empresa Eléctrica Quevedo con lo cual la electrificación de la provincia de Los Ríos ha quedado en poder de la Empresa Eléctrica Los Ríos (EMBELRIOS).

A diciembre de 1974 la potencia total instalada en kw en la zona fué de 12.740 kw, de los cuales 7.735 kw (61 %) correspondieron a servicio público y los 5.005 kw restantes (39 %) correspondieron a autoprodutores. Siendo el tipo de generación térmica en grupos diesel. La energía que se produjo en el año de 1974 fué de 19'372.148 kwh, correspondiendo 12'391.148 kwh a servicio público (64 %) y 6'981.000 kwh a autoprodutores.

.....

ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO.- En el mercado eléctrico, la exigencia de que la oferta se anticipe a la demanda tiene como objetivo satisfacer los requerimientos de dicho mercado, ya sea en su forma de bien de consumo final o de equipamiento del sistema por lo cual es necesario prever la demanda con suficiente anticipación para considerarla en debida forma.

Con una nueva decisión de construir nueva capacidad de generación, transmisión y distribución el problema quedaría solucionado; pero eso sí a un ritmo tal que el avance de la demanda sea siempre menor que el de la oferta. Analizando esto resulta que este método en la práctica significaría un margen excesivo de reserva y un mal uso de los recursos de inversión, ya que las instalaciones estarían funcionando permanentemente con un grado de utilización inferior al óptimo posible, por tanto no es recomendable.

Es por esto, que la previsión de la demanda futura sea un requisito indispensable para la programación de las inversiones y como consecuencia los riesgos y los costos que incluirían estos programas ejercen una influencia directa e importante sobre la metodología que debe adaptarse en la proyección.

CRITERIOS PARA LA PROYECCION DE LA DEMANDA.- En este punto se propone determinar los criterios e índices a adoptar para la proyección de la demanda eléctrica de este subsistema en el período 1973 - 1990.

El criterio que se ha seguido para la proyección de la demanda ha sido considerado las referencias estadísticas - que se ha obtenido de las empresas eléctricas de Quevedo y Babahoyo y los municipios de las demás cabeceras cantonales y parroquiales; así como también de los principales autoprodutores de la zona como son: La Reforma y el Ingenio Isabel María. Estos datos estadísticos muestran el desenvolvimiento eléctrico a través del tiempo y han determinado el grado de desarrollo eléctrico de la zona en estudio, mediante la obtención de índices de consumo que permitan comparar con otras zonas. Este análisis de la demanda es de vital importancia en razón de que permite diagnosticar el estado de electrificación y permite asimismo imponer metas de desarrollo eléctrico.

Han existido municipios y cabeceras parroquiales en los cuales dichos datos estadísticos no existieron o si lo hubieron estuvieron incompletos tal es el caso del cantón Vinces, - Pueblo Viejo, Catarama, Ventanas, El Corazón y todas las cabeceras parroquiales. Cabe anotar que solamente en las empresas eléctricas de Quevedo y Babahoyo se ha llevado una estadística sobre consumo y generación en forma completa no así en los demás centros urbanos. Es por esta razón que el estudio de la demanda se ha realizado por medio de metas de desarrollo adoptados por INECEL en la planificación nacional hasta 1990.

Cabe también anotar que en el estudio de la proyección de la demanda de la zona se ha tomado como base los estu-

dios realizados para la proyección de las ciudades de Quevedo y Babahoyo las principales ciudades en desarrollo de la provincia de Los Ríos; es por esta razón que la demanda de los demás centros urbanos ha girado sobre el valor obtenido en las ciudades antes nombradas.

En centros urbanos donde no existió datos estadísticos de partida para la proyección, se asemejó a otros lugares urbanos donde dichos datos existió y se proyectó en forma similar - claro está que para considerar esto se tomó en cuenta varios factores como la situación geográfica, grado de desarrollo, costumbre de habitantes, etc.

El estudio de la proyección de la demanda se ha realizado con la ayuda de un programa digital de computación, implantando en la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

A fin de facilitar el estudio se ha dividido el subsistema Babahoyo - Quevedo en 10 zonas claramente establecidas. Ver Plano 3 al final del capítulo.

ZONA 1. - A su vez tiene 4 subzonas:

Subzona "A". - Comprende la ciudad de Quevedo.

Subzona "B". - Comprende las poblaciones de Buena Fe, Guayas y Funes.

Subzona "C". - Comprende las poblaciones de Valencia, La Maná y Macuchi.

Subzona "D". - Comprende las poblaciones de San Carlos, Quinsaloma y el cantón Pangua.

.....



Subzona "E".- Comprende el cantón Empalme (Velasco Ibarra) y las parroquias Pichincha y Mocache.

ZONA 2.- Comprende el cantón Ventanas y las parroquias Zapotal y Echandía.

ZONA 3.- Comprende el cantón Vínces y las parroquias Palenque, Antonio Sotomayor, Guare, Isla de Bejucal, San Juan y Puerto Pechiche.

ZONA 4.- Comprende los cantones Pueblo Viejo y Catarans y las parroquias Ricaurte y Calusa.

ZONA 5.- Comprende las Haciendas La Julia y Clementina y la parroquia Caracolí.

ZONA 6.- Comprende las parroquias Montalvo y Balzapamba.

ZONA 7.- Comprende el cantón Baba y la parroquia Pimocha.

ZONA 8.- Comprende la parroquia Lujan y Tres Cortes.

ZONA 9.- Comprende el área denominada CEDEGE.

ZONA 10.- Comprende la ciudad de Babahoyo y la parroquia Barreiro.

3.- PROYECCION DE LA POBLACION.- Para realizar la proyección de la población se ha basado en las publica -

ciones realizadas por la Dirección de Censos y Estadísticas de la -
 Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica, que tie -
 ne como base el Censo de Población realizado en el año de 1950 y -
 el de población y vivienda realizado en el año de 1962. Sin embargo
 las tasas de crecimiento de la población no se cumplen a cabalidad
 de ahí que se ha tomado las debidas precauciones, esto sucede debi -
 do a varios factores como la migración de los campos a centros -



industriales y de consumo, lo que ha hecho variar las tasas. Según la proyección de la población se tendría en 1980 649.100 habitantes y para el año 1990 874.200 habitantes, esto es con una tasa de 3.04 % anual.

PROYECCION DE LA DEMANDA RESIDENCIAL.- El consumo residencial tiene directa relación con el número de habitantes, con el número de abonados residenciales y con sus consumos unitarios. De no existir restricciones en la oferta, el aumento previsto en el número de abonados estará vinculado directamente con el aumento de la población y con el incremento de construcciones. Existe dificultades para la determinación de la evolución del consumo promedio por abonado, debido a que esto es dependiente del uso de aparatos eléctricos en el hogar, para la iluminación, producción de calor y usos mecánicos; de ahí que al imponer una meta de electrificación se daría servicio eléctrico a un mayor porcentaje de la población, lo cual significa imponer una tasa de crecimiento, tanto en el número de consumidores, como en el consumo por abonado o consumidor. En razón de que la familia representativa ecuatoriana está entre 6 y 7 miembros se ha tomado como meta 6 habitantes por abonado. En cambio para la tasa de crecimiento del consumo se ha ajustado de acuerdo a la tendencia histórica, pero por existir tasas que no son razonables en el período de estudio se ha adoptado índices de 3 y 4 % medio acumulativo anual, que corresponde en forma aproximada al crecimiento del ingreso per cápita.

PROYECCION DE LA DEMANDA COMERCIAL.- El número de consumidores

residenciales, siendo mayores los consumos comerciales que los residenciales, así como también sus tasas. Para determinar el crecimiento del número de consumidores comerciales, se puede analizar la relación que estos tienen, en porcentaje, de los consumidores residenciales. Se observa que el número de consumidores comerciales representa entre el 15 y 20 % de los consumidores residenciales, lo que significa que de cada 100 familias 15 o 20 se dedican a la actividad comercial si se consume que este porcentaje prevalecerá en el futuro o se determine su variación con respecto a la proyección del número de consumidores residenciales, se puede obtener la proyección de los consumidores comerciales. Si se determina la tasa de crecimiento de los consumos unitarios comerciales a través de años anteriores se observará que es mucho mayor que el crecimiento de los consumos unitarios residenciales. Con esta tasa se ha hecho la proyección e inclusive se ha realizado mejoramiento de esta tasa, puesto que la proyección se ha realizado hasta el año 1.990.

5- PROYECCION DE LA DEMANDA DE ALUMBRADO PUBLICO.- La proyección de alumbrado público, se realiza en base de programas efectivos de ampliaciones de redes de distribución y/o mejoramiento de los niveles lumínicos de las calles públicas. Cuando estos programas no existen, la proyección de consumo de alumbrado público se realiza en base de un análisis de la tasa de crecimiento del pasado y se determina la del futuro.

Se observa que la tasa de crecimiento del consumo-

.....

de alumbrado público es bastante similar a la tasa de crecimiento de la población (3 y 5 %). Se observa así mismo que el consumo de alumbrado público por habitante oscila entre 16 y 20 kw/ habitante/ año. Conocida la proyección de la población y con el índice unitario de consumo de alumbrado público por habitante, se puede fácilmente determinar la proyección de este consumo.

6.- PROYECCION DE LA DEMANDA INDUSTRIAL.- Este consumo es el más importante y el más difícil de proyectar. El error que se puede cometer en la determinación de la tasa de crecimiento industrial, incide en la proyección total, en razón que este consumo por su magnitud representa un gran porcentaje del mercado. Por esta razón, se ha dado buena atención al estudio de este tipo de mercado. Sin embargo de que el futuro es muy promisorio para el Ecuador no es muy sencillo determinar la ta sa de crecimiento de los próximos 14 años.

De las consultas realizadas con la Junta de Planificación Candes, Ministerio de Producción y otras instituciones en ca rgadas de planificar el desarrollo, se establece que el producto bruto crecerá con el 10 %, como valor mínimo, si en el pasado el consumo industrial creció con el 11,4 % y el producto interno bruto el 7 %, es de esperarse que si el PIB crece con el 10 %, el con sumo industrial crezca con el 12 - 13 % como mínimo.

En todo caso para efectos de hacer la proyección de la demanda del consumo industrial, se ha realizado una encuesta, consultando con los principales autoprodutores de la zona, para tomar el pulso de este sector de gran importancia dentro del merca do eléctrico. Al considerar la tasa de crecimiento de este tipo de consumo, se debe distinguir y especificar las industrias de gran -



consumo eléctrico y aquellas de pequeño consumo eléctrico. Para las primeras se debe tener los consumos estadísticos y además sus planes de producción y ampliación y con estos datos determinar la tasa de crecimiento. En cambio para las pequeñas, la tasa de crecimiento del consumo debe ser ajustada a la tendencia histórica del período considerando.

En consecuencia la proyección total corresponderá a la integración de los consumos existentes, mas los consumos que por su magnitud estan considerados fuera del crecimiento normal (mayores de 1.000 kw) y que por lo tanto representan saltos en la curva de la proyección de la demanda.

7.- PROYECCION DE CARGAS ESPECIALES.- Dentro de las cargas especiales se ha considerado los siguientes casos:

- a) Autoprodutores.
- b) Bombeo de agua potable.
- c) Piladoras y bombas de riego.
- d) Entidades Oficiales.

A continuación se analiza a cada uno de ellos:

a) Autoprodutores.- En este sistema existen 2 autoprodutores: -

La Reforma y el Ingenio Isabel María.

La Fábrica de Papel La Reforma, está ubicada a 2-km. al sur de la ciudad de Babahoyo en la carretera que conduce de Babahoyo a Guayaquil, se instaló en el año de 1970 con una capacidad de 3.355 kw en grupos diesel. Entró en funcionamiento en el año 1971 produciendo una energía de 12.636 MWH, con una



demanda máxima de 2.500 kw, un factor de carga de 78 % y trabajando 6.490 horas anuales.

Para el año de 1973 se incrementó la potencia instalada a 4.000 kw aproximadamente. De la visita realizada a dicha Fábrica se pudo saber que piensan ampliarla y necesitará 5.800 kw más para el año de 1976. La política de los personeros de la fábrica es adquirir un grupo diesel que les proporcione 2.400 kw y el resto de potencia proporcione EMELRIOS.

Revisando las estadísticas de consumos de la fábrica se observará que para el año de 1973 requirió menos energía que cuando entró un funcionamiento. Para su proyección se le hizo entrar a formar parte del Sistema mediante la alimentación desde EMELRIOS en el año de 1978 con una energía estimada de 12.566 MWH y con una tasa de 14.8 % de crecimiento anual.

El segundo autoprodutor es el Ingenio Isabel María situado a 15 km. de la ciudad de Babahoyo. Las estadísticas que se tiene de este ingenio es desde el año 1964, año en el cual contaba con 290 kw instalados, con una demanda máxima de 290 kw, un factor de carga de 62 % y trabajando 8.760 horas anuales; requiriendo una energía de 1.417 MWH. Para el año de 1973 incrementó su potencia a 1.540 kw, por lo tanto lo hizo con una tasa de crecimiento menor que el 1 %. En lo que se refiere a la energía en el año de 1973 necesitó de 2.549 MWH por lo cual creció con el 6.7 % anual.

Este autoprodutor se le hizo entrar al sistema en el año de 1.978 específicamente le alimentará EMELRIOS; conside -

rando que para el año que entra requerirá de una energía de 5.098 kWh y crecerá con una tasa de 13.2 % anual.

b) Bombeo de agua potable.- Hay otro producto que se presenta con frecuencia y es de importancia, es el correspondiente al bombeo de agua potable que se ha considerado para todas las poblaciones del subsistema Babahoyo Quevedo. En consecuencia, para la proyección del consumo de energía eléctrica, en bombeo de agua se ha tomado en cuenta los siguientes factores:

- 1) Caudales medios anuales necesarios para el abastecimiento de la población.
- 2) Altura de bombeo y
- 3) Características de los bombes.

Los volúmenes necesarios para el abastecimiento de agua potable se calcularán en base de la proyección de la población y de un caudal de alrededor de 200 litros de agua por habitante por día.

Las alturas de bombeo se determinaron de las consultas con las empresas encargadas de este servicio, tanto de las instalaciones en servicio como de las que se tienen proyectadas. Conocidas las características de las bombas se calcularon las horas de operación necesarias para bombear los volúmenes de agua que requiere la población y consecuentemente, se calculó la energía eléctrica anual necesaria para el trabajo de las bombas.

c) Filadoras y Molinos.- Estas cargas especiales fueron obtenidas

.....



gracias a la gentileza de los personeros del Programa Nacional del Arroz que nos informó la existencia de todas las piladoras existentes en la zona en lo que se refiere a las bombas de riego que el Banco de Fomento de Babahoyo el organismo que nos dió todos los datos acerca de las bombas existentes en la zona. Se obtuvo el número de piladoras y su capacidad de producción en quintales por hora.

De la visita realizada a las diferentes piladoras de la zona se pudo sacar como conclusión que por cada quintal pila do por hora se requeriría 3 Hp por lo cual de acuerdo a esto se hizo el traspaso de energía mecánica a energía eléctrica y toda esta energía se hizo entrar al Sistema en años posteriores de acuerdo al plan de obras que EMMERIOS tiene planeado. Y para la proyección de la demanda se la hizo crecer con un índice de 8 - 12 % anual dependiendo de la zona donde esté ubicada.

d) Entidades Oficiales.- Este consumo se consideró como carga especial, puesto que no se sabía en que grupos de consumos tabulados introducirlo su proyección se la consideró para el año de 1973, con su respectivo valor en KWH y con una tasa de crecimiento de 3.4 % dependiendo de la zona en que se ubique.

e.- PERDIDAS DE ENERGIA.- Las pérdidas de energía en porcentaje se les calcula con la siguiente fórmula:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{E_g - E_v}{E_g} \times 100$$

E_g = Energía generada

E_v = Energía vendida

.....

El porcentaje de pérdidas de energía varían en esta región así se tiene 24 % (Quevedo), 26 % (Emelrios), 30 % - (Vinces). Todo depende del estado en que se encuentre el sistema eléctrico en general (subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución) y del tipo de administración, gran porcentaje de las pérdidas de energía corresponden a robos que la empresa no asume una política fuerte.

Por lo tanto para proyectar las pérdidas para los distintos años, deberá hacerse un concienzudo análisis del estado, principalmente, de las redes de distribución y acometidas. Por lo general las pérdidas que se ha aceptado como normales en este sistema ha sido de 10 a 15 %.

En consecuencia cualquier valor mayor ha tenido en la proyección a tener valores semejantes a lo indicado.

FACTOR DE CARGA. - Se conoce como factor de carga, a la relación entre la demanda media y la demanda máxima es de decir:

$$F_c = \frac{D \text{ media}}{D \text{ máxima}}$$

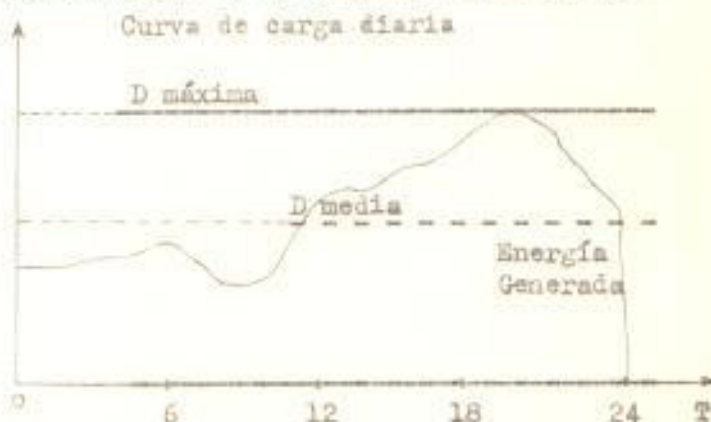
pero $E_g = D \text{ media} \times T$;

$$D \text{ media} = \frac{E_g}{T}$$

de ahí que $F_c =$

$$F_c = \frac{E_g}{T \times D_{\text{máx}}}$$

Los factores de carga son el fiel reflejo, del tipo de mercado. En los mercados típicamente residenciales los



factores de carga diario son del orden de 20 y 30 %. En los mercados donde se ha desarrollado en algún grado la industria los factores de carga son mayores y oscilar entre 40 y 50 % como ocurre con Babahoyo y proyecto CEECE. En nuestro caso se ha considerado el factor de carga anual, y se lo ha determinado de acuerdo al crecimiento industrial de cada zona.

DEMANDA MÁXIMA.— La demanda máxima, objeto de este primer capítulo se obtiene por la aplicación de la fórmula.

$$D \text{ máxima} = \frac{Eg}{F_c \times T}$$

donde Eg = Energía generada (MWH)

F_c = Factor de carga

T = 8760 horas del año

D_{max} = Demanda máxima (MW)

A continuación indicamos la proyección de la demanda.

- 1) Por zonas.
- 2) Desglosando a nivel de cabecera cantonal y parroquial.

Ver anexo 5 resultados de la proyección de la demanda por zonas, metas de desarrollo y proyección de la demanda a nivel de cabecera parroquial.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.— La demanda total del Subsistema

Babahoyo Quevedo para el año

1990 alcanza a 87 MW, de los cuales 30 MW corresponden a la zona de Quevedo y los 57 MW restantes corresponden al área de influencia de Babahoyo. Al realizar la previsión de esta demanda se

.....



encontró con varios problemas, como la insuficiencia de una información confiable ya que los datos estadísticos de los diferentes municipios y cabeceras parroquiales fueron incompletos y en la mayoría de los casos no existían, por lo cual se realizó el estudio por las metas que INCECEL tiene adoptadas. También se careció de datos para un conocimiento real de las características socio-económicas de las distintas zonas que conforman el Sistema. En consecuencia y considerando el estudio de demanda eléctrica como la base fundamental para determinar las características técnicas del sistema, se recomienda:

- 1.- Efectuar un estudio socio-económico que determine las características de la zona, ocupación de la población, cultura, el ingreso per cápita, etc., para de esta manera determinar los índices económicos que permitan tener un conocimiento acertado de los recursos naturales y traen como consecuencia nuevas actividades productoras en un futuro prudente.
- 2.- Para el estudio del punto anterior es necesario mantener un continuo contacto con las instituciones que tienen que ver con el desarrollo de la zona.
- 3.- También se recomienda actualizar periódicamente las encuestas industriales, para de esta manera estar al tanto de los proyectos o ampliaciones, que hacen variar en forma considerable la tasa de crecimiento del mercado eléctrico.

Como conclusión final se recomienda realizar una revisión periódica de la previsión de la demanda y con mayor razón, si la proyección como la realizada es a largo plazo.

C A P I T U L O I I

I.- ANALISIS DE LA OPERACION DEL SISTEMA

1.- DETERMINACION DE LOS CENTROS DE CARGA.- En el capítulo anterior se estudió la demanda, para lo cual se dividió el sistema en 10 zonas claramente establecidas, en esta sección se analizará los valores de dicha demanda y realizando un estudio preliminar de la configuración del sistema de subtransmisión, se ha determinado los centros de carga, cada uno de los cuales coincidirá eventualmente con el área de influencia de una subestación de reducción. Para esta determinación se consideraron tanto la magnitud de las cargas como la longitud de los alimentadores a 13.8 kv, a partir de la probable ubicación de la subestación que, en general, será coincidente con la localización de las cargas de mayor importancia de la zona. A continuación se estudiará los centros de carga de las diferentes zonas del sistema.

La zona 1 llamada el área de influencia de Quevedo tiene 3 centros de carga: el primero ubicado en la ciudad de Quevedo para alimentar las subzonas A, B, C y parte de la D; aquí existirá la correspondiente subestación de 69 - 13.8 kv, para alimentar dichas subzonas. El segundo centro de carga está localizado en el Cantón Espalme (prov. del Guayas) y su respectiva subestación alimentará al cantón del mismo nombre y las

parroquias: Guayas y Pichincha (prov. de Manabí)& El último cen-
tro de carga de esta zona se encuentra en el cantón Corazón (pro-
del Otopaxi) y con su respectiva subestación alimentará toda el-
área correspondiente a este cantón.

La zona 2 tiene un sólo centro de carga ubicado -
en el cantón Ventanas y su subestación alimentará el cantón del -
mismo nombre y las parroquias: Zapotal y Echandía (prov. de Bolí-
var).

El centro de carga de la zona 3 está localizado -
en el cantón Vinces y alimentará con su subestación el cantón del
mismo nombre y las parroquias Antonio Sotomayor y Palenque.

La zona 4 tiene su centro de carga en el cantón -
Puebloviejo y su respectiva subestación alimentará los cantones;-
Puebloviejo y Catarama y las parroquias: San Juan, Ricaurte, Puer-
to Pechiche, Isla de Bejucal y Caluma (prov. de Bolívar).

Las zonas 6, 8 y 10 tienen su centro de carga ubi-
cada en la ciudad de Babahoyo y con su respectiva subestación ali-
mentará la ciudad de Babahoyo, los centros poblados y haciendas -
que se encuentran en esta área.

El centro de carga de la zona 7 está ubicado en -
el cantón Baba y con su subestación alimentará dicho cantón y las
parroquias Guare y Pimocha.

Y finalmente la zona 9 tiene su centro de carga -
ubicado en el recinto Mata de Cacao y con su respectiva subesta-
ción alimentará a la parroquia Febres Cordero y toda el área -

CEDEGE de esta zona.

Como se puede ver claramente estas "Zonas de Carga" no corresponden necesariamente con la zonificación que se adoptó en primer instante para el estudio de la demanda, pero se ha mantenido los criterios de distribución de cargas y tasas de incremento que se derivan del estudio mencionado. Ver zonas de carga en el plano 4 al final del capítulo.

CONFORMACION DEL SISTEMA.- Una vez definidas las zonas de cargas con los criterios enunciados en la sección anterior, en esta parte del estudio se analiza primeramente la localización y capacidad de las subestaciones de reducción, así como también de aquellas que constituyen los centros de alimentación principales al sistema Regional a partir del Sistema Nacional; como son las subestaciones localizadas en Quevedo y Babahoyo, la localización de estas subestaciones principales están determinadas por la ubicación de los centros de carga de mayor magnitud que corresponden obviamente a las ciudades de Quevedo y Babahoyo, a partir de las cuales se desarrollarán las líneas de subtransmisión para alimentar a los restantes centros de carga.

Dada la localización de las subestaciones principales y la distribución geográfica de los centros de carga, la configuración del sistema será básicamente radial.

La localización de las subestaciones que constituyen los centros de alimentación a nivel de zona determina, a su vez, la conformación del sistema de subtransmisión. El plano N° 5 indica

el diagrama unifilar del sistema para el año 1990.

ALIMENTACION DEL SISTEMA NACIONAL Y GENERACION. - El subsistema Baba

Se cumplieron estas metas?

hoy - Quevedo, se

rá alimentado por el Sistema Nacional de dos maneras: la primera se realizará por la subestación de Quevedo 138-69 kv. que a su vez recibe energía de la subestación 230 - 13.8 kv., localizada cerca a la ciudad de Quevedo.

Esta subestación está prevista para entrar en funcionamiento el año de 1979 de ahí que en primera instancia el sistema se alimentará desde la subestación de Quevedo.

Posteriormente para el año de 1982 entrará en funcionamiento el proyecto Paute, por lo cual se construirá la línea - Milagro - Babahoyo a 138 kv. alimentándose el sistema por la subestación de Babahoyo de 138 - 69 kv. De esta manera el subsistema será alimentado de 2 formas por la subestación Quevedo que dará energía a las zonas 1 y 2 y por la subestación Babahoyo que alimentará las demás zonas.

En lo que respecta a generación se considerará 2 - centros de generación diesel ubicados en Quevedo y Babahoyo que reforzarán el sistema para las horas pico, no se toma en cuenta los grupos diesel de las demás ciudades por ser muy pequeños.

FLUJO DE POTENCIA. - Los estudios eléctricos previstos dentro de la

programación del subsistema Babahoyo - Quevedo,

tienen como meta el control de la factibilidad técnica del sistema eléctrico propuesto.

?

.....

Para llegar a esto se ha procedido a efectuar un estudio de flujo de potencia que se produce desde las centrales de generación y desde las alimentaciones del sistema Nacional hasta los centros de consumo. De esta manera se investiga:

- 1) Flujo de potencia activa y reactiva en los diferentes elementos del sistema.
- 2) Los niveles de voltaje en todas las barras del Sistema.
- 3) Las pérdidas de potencia.

La interpretación de estos resultados permite chequear:

- 1) Si las cargas en las líneas y transformadores están dentro de los límites de las características respectivas.
- 2) Si los niveles de voltaje están dentro de los niveles aceptados
- 3) y si las pérdidas de potencia son admisibles.

Si uno de estos puntos no se satisfacen, se modificará el esquema eléctrico propuesto hasta alcanzar todas las condiciones expuestas.

Por lo tanto de esta manera se buscará el mejor esquema eléctrico que satisfaga las exigencias técnicas y que al mismo tiempo signifique una adecuada inversión de los capitales necesarios para la construcción y mantenimiento del sistema.

METODOLOGIA UTILIZADA Y DATOS PARA EL ESTUDIO. - Para el estudio del flujo de potencia de este subsistema se utilizó el programa digital Low Flow.

El sistema en estudio se representa mediante los parámetros de sus elementos asociados a las barras o nudos de la red-

y definidos a su vez por la configuración del correspondiente esquema unifilar. También se incluyen datos adicionales como tensiones límites, capacidad máxima y rangos de regulación de los elementos.

En la salida impresa, se presenta un listado de los parámetros y características de los elementos, las tensiones en barras y la relación entre la capacidad de cada elemento con su valor nominal que representa un índice de su utilización.

En la tabla 2, 5 y 1 se presentan las características de las líneas de transmisión para los voltajes utilizados. Además en el anexo 6 se presentan los datos características de transformadores y líneas, determinados de las características de las instalaciones existentes o adoptadas de los valores usuales especificados por INECEL para instalaciones similares y calculados en valores relativos por unidad de las magnitudes bases seleccionados para la representación del sistema mediante la utilización del programa digital mencionado, esto es, 100 MVA para potencia, 138,69 y 13.8 kv. para tensiones.

Para las líneas de 69 kv. se ha adoptado los conductores ACSR 266.8 MCM y 2/o que permiten una capacidad de transporte compatible con las potencias consideradas.

Para alimentadores de 13.8 kv. se ha adoptado el conductor ACSR 3/o que permite una capacidad de transporte compatible con las potencias consideradas.

Cada una de las barras o nudos se identifica mediante una designación numérica consistente que será mantenida en

Tabla 2.5.1

TAMAJE (V)	CALIBRE DE CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CONDUCCION (MVA) **	G M R	PARAMETROS (P.U.) POR KM $\times 10^{-3}$		
				RESISTENCIA	REACTANCIA	SUCEPTANCIA
8	477 KCM	191	20'8"	.6820	2.5960	.6290
	397 KCM	170	19'7"	.8120	2.6440	.6171
9	477 KCM	96	11'	2.700	9.3700	.1750
	336.4 KCM	75	11'	3.9920	9.5300	.1710
	300 KCM	68	11'	4.2940	9.6260	.1700
	266.8 KCM	62	11'	4.8400	9.8200	.1650
	3/0 AWG	44	11'	9.4400	11.7500	.1620
	2/0 AWG	38	11'	11.6900	12.1200	.1560
13.8	4/0 AWG	9.08	4'4"	194.287	249.061	0.00813
	3/0 AWG	9.0	4'4"	236.000	260.700	0.00748
	1/0 AWG	6.4	4'4"	365.500	272.100	0.00717
	2 AWG	3.5	4'4"	551.500	275.100	
	4 AWG		4'4"	838.700	273.100	

† VALOR MEDIO, PARA DIVERSAS DISPOSICIONES DE CONDUCTORES

** VALOR DADO POR EL LIMITE TERMICO DE CONDUCCION DE CORRIENTE

VALORES SUJETOS A LAS SIGUIENTES CONDICIONES

EMISIVIDAD = .50 ?

VELOCIDAD DEL VIENTO = 2 PIES/SEG.

TEMPERATURA DEL CONDUCTOR = 12°C ?

SOBRE ELEVACION DE TEMPERATURA = 60°C ?

el análisis de los diferentes casos a estudiar, entre cada una de las barras o nudos se han calculado los valores de importancia de secuencia positiva para cada uno de los elementos correspondientes.

REGULACION DE TENSION, FACTOR DE POTENCIA Y COMPENSACION.— Los límites inferiores de la tensión en condiciones normales para las subestaciones de reducción y a nivel de barras a 13.8 kv. se han establecido con las siguientes magnitudes relativas al valor nominal 95 % en las subestaciones Quevedo - Babahoyo y 92,5 % en las restantes subestaciones. ?

Para el estudio de regulación, se han considerado las posibilidades de variación de la relación de transformación de los transformadores, mediante el aporte de la posición de las derivaciones (taps) dentro del rango que se indica en los datos de características de los mismos, así como la inclusión de bancos de capacitores.

Para el factor de potencia promedio de carga se adopta un valor de 90 % y se han dispuesto capacitores en paralelo localizados en las barras de Quevedo - Babahoyo para propósitos de compensación a fin de limitar la potencia reactiva que se transmite por las líneas. ?

7.- ANALISIS DE FLUJOS DE POTENCIA.— Los datos de partida para desarrollar el flujo de potencia son:

a) Los requerimientos del mercado eléctrico, es decir las deman-

das de potencia eléctrica en los diferentes centros de consumo, cu yos valores aparecen en el capítulo primero.

b) Las disponibilidades de potencia y energía existentes, que para este estudio han sido consideradas. Estas fuentes son: La cen - tral de Babahoyo, la central de Quevedo y el Sistema Nacional - Interconectado. El resto de centrales, por su mal estado y por - ser muy pequeñas no han sido tomadas en cuenta, para que una - vez que sean reparadas y adecuadas a las condiciones del Siste - ma, sirven como centrales de emergencia.

c) Las características técnicas, en generación, transformación y - transmisión del sistema. Ver características de líneas, trans - formadores y diagrama unifilar en el anexo N^o

d) Con respecto a los valores de demanda de potencia reactiva de - los diferentes centros de consumo, a nivel de cabeceras parro - quiales, recintos o haciendas importantes se muestra por medio - de cuadros en el anexo N^o . También se debe anotar que el - factor de potencia que se ha considerado ha sido el siguiente:

Ciudades: Babahoyo, Quevedo y Ana Adegó = 0.80 pf.

Cabeceras cantonales = 0.85 pf.

Cabeceras parroquiales = 0.9 pf.

Para dar una mayor facilidad el análisis de los flujos de potencia realizados se hacen las siguientes considera - ciones:

e) Será considerado como sistema de transmisión línea a 138 kv. - Milagro - Babahoyo del Sistema Nacional.

- b) Será considerado como Sistema de Subtransmisión todas las líneas a 69 kv.
- c) Será considerado como sistema de distribución todas las líneas a 13.8 kv.

Con el objeto de conocer los requerimientos del sistema se realizó flujos de potencia para los siguientes años: - 1976, 1978, 1980, 1985 y 1990.

Flujo de potencia año 1976.- Con el resultado de este flujo se ana-

lizó las condiciones actuales con que se desenvuelve el sistema, a partir de la configuración radial del sistema; se consideró 2 áreas: Quevedo y Babahoyo, para las cuales se realizó flujos separados, efectuados dichos flujos se obtuvo los siguientes resultados:

- Las barras de Quevedo y Babahoyo, en las cuales existe generación se consideró como barras Swin, dichas centrales generando con el 100 % de voltaje, entregan cantidades adecuadas de potencia activa y reactiva que satisfacen la demanda.
- El sistema de transmisión presenta pérdidas de potencia que son totalmente admisibles.
- El voltaje en las barras varía muy poco con el voltaje nominal lo que indica condiciones satisfactorias en cuanto a regulación de voltaje. Ver características en el plano N° 6.

FLUJO DE POTENCIA AÑO 1978.- En forma similar al flujo anterior se consideró las mismas áreas de influencia Quevedo y Babahoyo realizando flujos por separado para -

las dos áreas; se consideró la incorporación de nuevas barras, ya que se siguió el plan de equipamiento que EMBELRIOS tiene planeado, como pasos inmediatos de electrificación dentro de la zona.

Efectuando dichos flujos, se obtuvo el siguiente resultado:

- Igual que el caso anterior se consideró a Quevedo y Babahoyo como barras Swin, en las cuales existe generación; además en el área de Babahoyo aparecen como barras de generación a Catarama, Ventanas y Vínces, dichas centrales entrega el 102 % del voltaje nominal, mientras que las barras de Quevedo y Babahoyo dan el 101 % del voltaje nominal.

Estas barras de generación, al igual que las de oscilación satisfacen la demanda ya que entregan cantidades adecuadas de potencia activa y reactiva.

En lo que se refiere al voltaje en las barras, éste varía muy poco con el voltaje nominal, a excepción hecha en la barra de Empalme del área de Quevedo donde existe un voltaje de 0,92 p u; por lo demás el sistema funciona normalmente en condiciones satisfactorias. Ver características en el plano N° 7.

- PLANJO DE POTENCIA AÑO 1980.- Para este año el sistema recibe alimentación del sistema nacional mediante la subestación de Quevedo 138 - 69 kv. localizada cerca de la ciudad de Quevedo. Como consecuencia de que recientemente el sub-sistema Babahoyo Quevedo pasó a pertenecer oficialmente al sistema Guayas Los Ríos, se interconectará Babahoyo con Milagro mediante

una línea de 69 kv. por lo cual el sistema se alimentará desde Guaquil. De esta forma el sistema se alimentará de dos formas: por - Quevedo mediante la subestación 138 - 69 kv. del sistema Nacional - y por la línea de transmisión Milagro - Babahoyo, que inicialmente funcionará a 69 kv. pero se diseñará para 138 kv. para no duplicar costos, ya que dicha línea está diseñada por el Sistema Nacional y funcionaría para cuando Paute entre en accionamiento. Para este - año se considera dos alternativas:

ALTERNATIVA A.- Esta alternativa considera al Sistema interconectado a 69 kv. a las siguientes ciudades: Quevedo y - Babahoyo con el área CEEDEE que viene a ser éste el sistema de subtransmisión principal, mientras que los ramales que se dirigen a - Vinces y Espalme están alimentados a 13.8 kv.

El sistema presenta pérdidas totalmente admisibles - inicialmente el voltaje en las barras varió en forma considerable - por lo cual hubo que compensar el sistema mediante banco de capacitores en las barras de Espalme y Vinces por lo cual este problema - fué resuelto. Como barras de generación si se consideró a Quevedo y Babahoyo. Ver características en el plano N° 6.

ALTERNATIVA B.- Esta alternativa considera al sistema dividido en 2 áreas: Quevedo y Babahoyo.

El área de Quevedo se alimenta por el Sistema Nacional mediante la subestación de Quevedo 138 - 69 kv. Efectuado el - flujo de potencia correspondiente se obtuvo los siguientes resultados

El sistema considera como barra de generación a Quevedo, además presenta pérdidas de potencia aceptables; en lo que se refiere a voltajes en las barras estos varían muy poco con el voltaje nominal a excepción hecha en la barra de San Carlos donde se obtuvo un valor 0,89 p u, lo que se puede mejorar mediante un banco de capacitores colocados en dicha barra.

El área de Babahoyo se alimenta desde Guayaquil mediante la línea a 69 kv. Milagro Babahoyo; Además se considera como sistema de subtransmisión a 69 kv. hasta Pueblo Viejo donde existe una subestación de reducción 69 - 13.8 kv. que alimenta a Ventanas y a Víncoes a 13.8 kv..

Los resultados de este flujo fueron satisfactorios; así el sistema presentó pérdidas de potencia aceptables y los voltajes en las barras varían poco con el voltaje nominal, tal es el caso de que la barra de Zapotal que es la más extrema presentó un voltaje de 0,95 p u. Ver características en el plano N° 9.

FLUJO DE POTENCIA AÑO 1985. - Para este año se consideró el sistema alimentado de 2 formas por el Sistema Nacional: mediante la subestación de 138.69 kv. situada en la ciudad de Quevedo y que se consideró como barra de generación capaz de entregar energía hasta la ciudad de Pueblo Viejo; y por la ciudad de Babahoyo mediante la línea de transmisión de Milagro Babahoyo a 138 kv. perteneciente al Sistema Nacional y que entrará en funcionamiento el año de 1983, de esta forma también se alimentará el sistema hasta el cantón Pueblo Viejo.

Además en este año se interconecta el Corazón con Quevedo mediante una línea de subtransmisión a 69 kv.

Para este año se consideró dos alternativas:

ALTERNATIVA A.- Esta alternativa considera al sistema interconectado a 69 kv. a las siguientes ciudades: Quevedo-Babahoyo y Area Cedega; Empalme y Quevedo, Puebloviejo y Vínces; - Baba y Babahoyo. Realizado el flujo y como se puede ver en la respectiva salida de computador (caso 209) se obtuvo los siguientes resultados.

En este caso se consideró como barra Swin la de Milagro 138 kv.

Como barras de generación se consideró a las siguientes barras: Quevedo 138 kv., Quevedo 13.8 y Babahoyo 13.8 kv. dichas barras operaron con el 120 % del voltaje nominal.

Las pérdidas que el sistema presenta son totalmente admisibles.

En lo que se refiere a caídas de voltaje se nota que a nivel de 69 kv. no hay ningún problema puesto que el sistema sufre poca caída de tensión; en lo que existe un poco problema es a nivel de 13.8 kv. donde si existen voltajes bajos como el caso de la barra de Montalvo, que tiene 91 % del valor nominal. Ver características en el plano N° 10.

ALTERNATIVA B.- Para este caso se consideró al ramal principal interconectado Quevedo - Babahoyo - Area Cedega y a Quevedo - Corazón, alimentados a 69 kv. Mientras que Quevedo - Empalme; Puebloviejo - Vínces y Babahoyo - Baba funcionaron a una -

tensión de 13.8 kv. Realizado el flujo inicial se tuvo caídas con siderables de tensión por lo cual se tuvo que compensar el sistema mediante banco de capacitores en las barras de Empalme y Vínces.

Según la salida del computador se nota que la barra de Milagro 13.8 kv. sigue como barra Swin, al igual que el caso anterior las barras de generación siguieron las mismas es decir Quevedo 13.8 kv. y Babahoyo 13.8 kv., pero los valores de voltaje por unidad con respecto al valor nominal se elevaron a 1,05- y de esta forma el sistema funcionó. No se tiene problema con las pérdidas las cuales son admisibles completamente y en lo que se refiere a la regulación de voltaje se mantuvo igual a la alternativa anterior a nivel de 69 kv., mientras que a nivel de 13.8 kv. las caídas de voltaje fueron aceptables especialmente en Vínces y Empalme, donde se siguió compensando el sistema por banco de capacitores. Ver características en el plano N° 11.

FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990.- Este año es el último en el estudio de este sistema. Como puede verse claramente las cargas en las barras crecieron al igual que el flujo para 1985 el sistema se alimentará de 2 formas por el Sistema Nacional: por Quevedo y por Babahoyo; para este caso se consideró las mismas alternativas que para el año 1985.

ALTERNATIVA A.- Esta alternativa considera al sistema de subtransmisión a 69 kv. de la siguiente forma: Quevedo - Babahoyo - Area Cedege; Quevedo - Empalme, Quevedo - Corazón y Pueblo Viejo - Vínces. Realizado el flujo de potencia se observó -

condiciones satisfactorias de funcionamiento, así las pérdidas de potencia fueron normales y aceptables. En lo que se refiere a los voltajes en las barras en un primer ensayo se tuvo bajos voltajes en las barras de Montalvo y la Julia pero se mejoró mediante la colocación de banco de capacitores en dichas barras. Ver características en el plano N° 12.

ALTERNATIVA B.- Esta alternativa considera el sistema de subtransmisión de la siguiente manera: Quevedo - Babahoyo Area Cedege y Quevedo - Corazón; mientras que Quevedo - Empalme y Pueblo Viejo - Vínces están unidos a una tensión de 13.8 kv.

Inicialmente se tuvo un poco de problemas en lo que se refiere a voltajes en las barras de Empalme y Vínces; pero se superó dichos problemas mediante la colocación de banco de capacitores en dichas barras, y también se consideró como barra de generación a Vínces puesto que dicha carga podrá también ser alimentada desde Palentina. Las pérdidas de potencia que se obtuvo fueron normales.

Para este caso se siguió considerando el banco de capacitores en las barras de la Julia y Montalvo, con lo cual el voltaje en dichas barras se mejoró. Ver características en el plano N° 13.

SELECCION DE ALTERNATIVAS.- En esta parte del estudio se consideró alternativas para los años 1980, - 1985 y 1990, mientras que para los años 1976 y 1978 no se consideró; puesto que el primero presenta las condiciones existentes del sistema y el segundo es lo programado por EMBELRIOS para dicho año.

-- AÑO 1980.-- Las dos alternativas que se presentan para este año se encuentran en buenas condiciones de operación tanto en las barras de generación de Quevedo y Babahoyo, como en las barras del Sistema Nacional. En el sistema de transmisión los niveles de voltaje que presentan se puede decir que son los mismos, no así en los sistemas de subtransmisión y distribución, en los cuales la alternativa A presentan mejores niveles de voltaje ya que las caídas de voltaje son menores. En lo que respecta a las pérdidas de potencia totales que presentan son prácticamente las mismas. -

Analizando desde el punto de vista técnico la línea de 69 kv. que une Quevedo con Ventanas transmite poca energía por lo cual no es indispensable, en consecuencia la alternativa B sería la adecuada, es decir que para este año seguirán funcionando las áreas de Quevedo y Babahoyo por separado. Considerando además la interconexión del Sistema Nacional y los planes inmediatos del sistema Guayas - Los Ríos, en cuanto a alimentación se refiere, la alternativa B es la más adecuada, de ahí que el análisis económico de las dos alternativas no se ha tomado en cuenta ya que la alternativa B es la que se llevará a efecto. - Puesto que siendo la selección de la alternativa en 1990 la que decida también la selección para el año 1985, se analizará dicho año.

-- AÑO 1990.-- Para este año las barras de generación y las del sistema Nacional entregan cantidades adecuadas de potencia activa y reactiva. En el sistema de transmisión presentan iguales condiciones de niveles de voltaje; esto no sucede con los sistemas

de subtransmisión y distribución donde la alternativa A presenta mejores condiciones de regulación de voltaje. Las pérdidas de potencia con respecto al total para la alternativa A es de 2 % mientras que para la alternativa B es del 3 %. En conclusión para el año de 1995 la alternativa que presenta mejores condiciones, para un satisfactorio funcionamiento del sistema, con menores pérdidas de potencia y mejor regulación de voltaje es la alternativa A.

A continuación se analizará las alternativas desde el punto de vista económico y en este punto se indicará como paso previo a las partes comunes y que por lo tanto no intervienen en el análisis económico y aquellas que son diferentes.

Las dos alternativas tienen en común la siguiente: la línea de transmisión Milagro - Babahoyo; la línea de subtransmisión a 69 kv. que une a Quevedo, Ventanas, Pueblo Viejo, Babahoyo y Area Cedego; la línea a 69 kv. Quevedo - Corazón.

La diferencia se encuentra en que la alternativa A considera a la línea que une Quevedo Con Empalme y a la línea Pueblo Viejo - Víncea, como alimentada a una tensión de 69 kv. mientras que la alternativa B las considera como alimentadas a una tensión de 13.8 kv.

Considerando que ambas alternativas prestan el mismo servicio, el criterio a seguirse en la selección de alternativa económica es el de mínima inversión y además en el tiempo cualquiera que sea la elegida debe entrar en operación a mediados del año 1983.

.....

El análisis económico abarca los siguientes puntos:

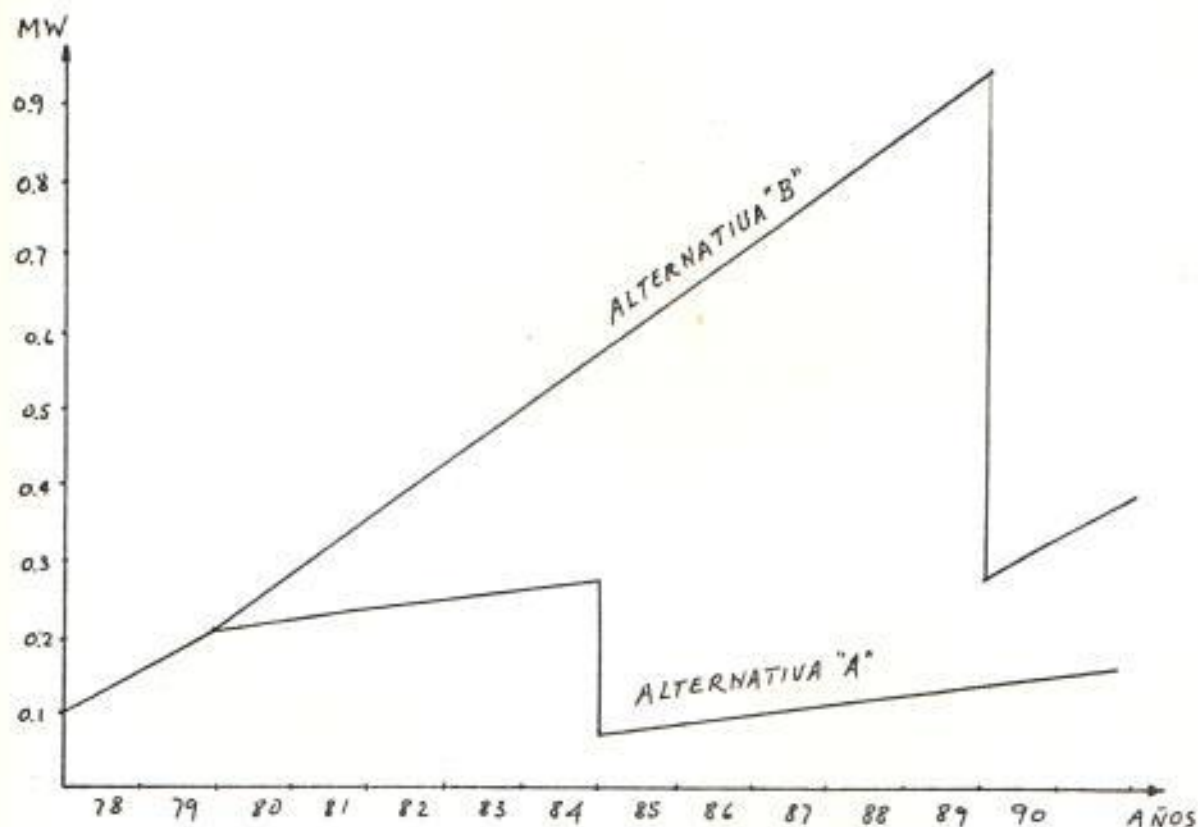
- a) Costos de inversión inicial.
- b) Pérdidas por transmisión en potencia y energía.
- c) Gastos de operación y mantenimiento.
- d) Depreciación de equipos y
- e) Gastos de financiación.

a) Los costos de inversión inicial son mostrados en las tablas -
2.8.1 a 2.8.4.

b) Las pérdidas de potencia según los flujos corridos son los si-
guientes:

AÑO	ALTERNATIVA	POTENCIA (KW)
1978	A	100
	B	100
1980	A	220
	B	220
1985	A	580
	B	580
1990	A	150
	B	280

En el gráfico siguiente se muestra las pérdidas de potencia desde
el año 1978 hasta el año 1990 de las 2 alternativas.



Para encontrar los costos que estas pérdidas en potencia y energía originan se utiliza la siguiente fórmula.

$$E = K \cdot P_{Kw}$$

$$\text{Donde } K = 12 C_p P_d + 8760 C_e F_p.$$

Y P_{Kw} son las pérdidas en potencia (Kw), desde el año 1978 hasta 1990.

$$C_p = 40.000 \text{ dólares/MW} \quad 1.000 \text{ sucres/KW}$$

$$P_d = \text{Factor de demanda (0,8)}$$

$$C_e = 0,80 \text{ sucres/KW}$$

$$F_p = 0.7 F_c^2 + 0.3 F_c \quad F_c = 0.5$$

$$K = 12.403,2 \text{ sucres/KW}$$

entonces

$$E = K \sum_{n=0}^{12} \frac{P_{n(Kw)}}{(1 + \gamma)^n} \quad \gamma = 12 \%$$

Los costos por pérdidas en potencia y energía son los siguientes:

₡ 15'888.243 para la alternativa A

₡ 34'033.832 para la alternativa B

- c) Los costos de operación y mantenimiento se consideran como el 1.5 % de la inversión inicial, por lo cual se tiene para el año 1978.

Alternativa "A" $25'518.600 \times 0,015 = ₡ 382.779$

Alternativa "B" $8'311.600 \times 0,015 = ₡ 124.674$

El costo total por operación y mantenimiento hasta el año 1990 aplicando la ecuación $P_f = P_o (1 + r)^n$

Alternativa A: 10'728.951 sucres

Alternativa B: 3'494.501 sucres

- d) La depreciación que se aplicará a los equipos es la depreciación lineal, que es la relación de la inversión inicial para la vida útil de los equipos (30 años).

Alternativa "A": $\frac{25'518.600}{30} = 850.620$ sucres anuales.

Alternativa "B": $\frac{8'311.600}{30} = 277.053$ sucres anuales.

- e) Los gastos de financiación de acuerdo a las últimas licitaciones de INECEL, se las realiza así: el 60 % de la inversión inicial es moneda extranjera y el 40 % es moneda local.

El dinero extranjero se lo financia por medio de proveedores, y la moneda local se lo consigue con préstamos bancarios locales.

Se observa que dada la diferencia en costo de inversión inicial entre las alternativas A y B (la alternativa B no utiliza 2 subestaciones de reducción 69-13,8 kv. en Vínces y en el Empalme) los otros ítems que deberán ser considerados para el análisis -

económico no afectan a dicho resultado. Por lo que se concluye que la alternativa B es la mas económica.

9.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- Se demuestra que la alternativa B del año 1990 opera satisfactoriamente durante el período 1983 - 1990.
- 2.- A partir del año 1990 se debe pensar en cambiar el voltaje de 13,8 kv. a 69 kv. en las barras de Vínces y el Empalme.
- 3.- Puesto que los flujos han sido corridos en función de la demanda máxima, se debe proveer de intercambiadores automáticos de taps bajo carga en las diferentes subestaciones, para regular el flujo de potencia reactiva y evitar que en mínima demanda, los voltajes sean muy elevados y que queden fuera de las condiciones normales.
- 4.- Los flujos de potencia realizados, se efectuó con un estudio de proyección de la demanda que abarca un período largo (1973 - 1990), razón por la cual se recomienda mantener actualizado el flujo tan pronto como se cuente con proyecciones de la demanda mas actualizada o que hayan variado substancialmente.

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	C O S T O S (C/)	
			UNITARIO	TOTAL
<u>SUBESTACIONES VIÑOS Y ESPALDES 69 - 13,8 kv.</u>				
<u>SECCION 69 kv.</u>				
PANELEROS 60 kv.	c/u	6	31.000	186.000
SECCIONERA TRIANGULAR, CON CUCHILLAS DE TIERRA 600 A	c/u	2	135.000	270.000
FUSIBLES DE POTENCIA UNIPOLAR, 100A (3 unidades)	c/u	2	75.000	150.000
TABLERO DE CONTROL	c/u	2	150.000	300.000
SERVICIOS AUXILIARES	Lote	2	25.000	50.000
TIERRA DE TIERRA	Lote	2	8.000	16.000
ALAMBRES, CONDUCTORES Y ACCESORIOS	Lote	2	10.000	20.000
EXTRUCCIONES ISOLANTES	Ton	2	50.000	100.000
ACCESORIOS				90
<u>TOTAL SUBESTACION 69 - 13,8 kv.</u>		2	1.633.000	3.266.000
<u>TRANSFORMADOR 5 - 6, 25 MVA (0A/FA)</u>				
<u>SECCION 13,8 kv.</u>				
SECCIONERA UNIPOLAR 400 A (3 unidades)	c/u	20	25.000	500.000
PANELEROS DE DISTRIBUCION PARA 13,8 kv.	c/u	10	15.000	150.000
TRANSFORMADOR DE COMANDO PARA 13,8 kv.	c/u	6	10.000	60.000

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	C O S T O S (C/)	
			UNITARIO	TOTA
TABLERO DE CONTROL	c/u	10	37.500	375.000
SERVICIOS AUXILIARES	Lote	10	14.000	140.000
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	c/u	2	31.000	62.000
RECOLECTOR AUTOMATICO 400 A - 100 MVA	c/u	8	175.000	1.400.000
COMBINACION SECCIONADOR - FUSIBLE (By Pass) 200 - 100 A (3 unidades)	c/u	8	37.500	300.000
ALAMBRES, CONDUCTORES Y ACCESORIOS	Lote	2	25.000	50.000
ESTRUCTURAS SOPORTE	Ton	2	200.000	400.000
REJILLA DE TIERRA	Lote	2	20.000	40.000
MISCELANEOS	-	-	-	140.000
DISEÑO	-	-	-	700.000
TRANSPORTE DE EQUIPOS	-	-	-	720.000
CONSTRUCCION	-	-	-	3.600.000
TOTAL SUBSTACIONES	-	-	-	13.193.000
<u>LÍNEA DE SUBTRANSMISION QUEVEDO - ESPALME Y PUEBLOVILLO - VINCAS A 69 KV.</u>				
<u>COSTOS DE OBRAS</u>				
REPLAZO Y LIMPIEZA DE VIA	Km	62	7.500	465.000
TRABAJOS Y AJUSTE DE ESTRUCTURAS (5 ESTRUCTURAS/ Km)	Km	62	39.000	2.418.000
TRABAJOS DE CONEXIONES Y VARIOS	Km	62	39.000	2.418.000

DESCRIPCION

UNIDAD	CANTIDAD	C O S T O S (S/)	
		UNITARIO	TOTAL

LINEAS DE DISTRIBUCION: QUEVEDO - EMPALME Y PUEBLOVIEJO - VINCAS A 13,8 kv.

ACCIONES

REFRANDEO Y LIMPIEZA DE VIA

62

359.600

TRAMITENTE Y ARMADO DE ESTRUCTURAS (8 estructuras/m)

62

868.600

TENDIDO DE CONDUCTORES Y VARIOS

62

1'240.000

MATERIALES

81 CANTOS DE HORMIGON

62

2'083.200

ALAMBRES Y ACCESORIOS

62

1'444.600

CONDENSADOR ACSR 3/o AVG, NUESTRO ARMADURA DE ALUMINIO # 1/o AVG

62

1'705.000

ACCESORIOS

62

61.000

VARIOS

62

99.200

EXTENSION

TOTAL LINEAS DE DISTRIBUCION A 13,8 kv.

COMPENSACION

BANCO DE CAPACITORES

2.500

180

450.000

TOTAL COSTO DE ALTERNATIVA " B "

8'311.600

C A P I T U L O I I I

I.- PROGRAMACION DE OBRAS

I.- GENERALIDADES.- Una vez definidas las configuraciones del sistema en sus diferentes aspectos para las condiciones iniciales de 1976 a 1990, en esta sección se presentan los resultados del estudio, realizado para la expansión de las instalaciones en el período considerado.

En este estudio se analiza líneas de subtransmisión a 69 kv. y de distribución a 13.8 kv. y las respectivas subestaciones asociadas se omite la línea a 34.5 kv. por no estar normalizada por INCOEL para redes de subtransmisión en el país.

Por otra parte se incluye en la programación aquellas obras que son parte del Sistema Nacional, es decir, la línea a 13.8 kv. Milagro - Babahoyo, la subestación en Babahoyo 138 - 69 kv. y la subestación en Quevedo de la misma relación de voltaje.

Cada una de las etapas de equipamiento de las subestaciones y de extensión de líneas, ha sido unificada en cuanto a su dimensionamiento y condiciones de operación a fin de asegurar, en todo caso, la capacidad adecuada de las instalaciones y de mantener el nivel de tensión dentro de límites razonables en los puntos extremos, en función de la evaluación de la demanda y de la incorporación de nuevas áreas de servicio eléctrico. Cabe resaltar también que se ha respetado el criterio que INCOEL tiene acerca de la programación de

obras del Sistema Nacional, así como también ha influido bastante en este estudio la política de EMELRIOS en lo que se refiere al equipamiento del sistema.

2.- CONCLUSION-ES Y ALCANCES.- De la programación efectuada, con los criterios que se exponen mas adelante, en cuanto el volumen de obras previstas pueden diferenciarse los siguientes períodos:

1.976 - 1978:

En este período se realizarán las obras exclusivamente programadas por EMELRIOS, se incrementará la generación en la ciudad de Babahoyo, se construirá una nueva casa de máquinas, puesto que la existente no puede ser ampliada por limitaciones de espacio, se equipará una nueva subestación cerca de la casa de máquinas de 4.16 a 13.8 kv. y se llevará redes de distribución a la ciudad de Babahoyo a 13.8 kv., también se llevará redes de 13.8 kv. desde Babahoyo a la población de San Juan, al cantón Vinces y al cantón Ventanas, así como también se contará con suficiente energía para proporcionar a la fábrica La Reforma, el principal autoproductor de la zona.

EMELRIOS también aplicará la generación en la ciudad de Quevedo, para poder satisfacer la demanda de dicha ciudad y la parte rural que se alimenta desde la ciudad de Quevedo a poblaciones vecinas.

1979 - 1980:

Durante este período entra la subestación en Quevedo de 13.8 - 69 kv. de 20 MVA perteneciente al Sistema Nacional, ya-

que para el año 1979 entraría en funcionamiento la línea Quito - Guayaquil diseñada para 230 kv. pero funcionando a 13.8 kv. en primer instante, con lo cual se alimentaría el área de influencia de Quevedo; una subestación de 69 - 13.8 kv. en la ciudad de Babahoyo y se interconectaría con Milagro, puesto que para 1979 - funcionaría la línea Milagro - Babahoyo diseñada para 13.8 kv. - pero funcionando a 69 kv. y se alimentará desde Guayaquil, se realizará la línea Babahoyo - Mata de Cacao a 69 kv. con lo cual se servirá la rica área de CEIEGE y la respectiva subestación, — en esta etapa se construirá la línea Babahoyo - Pueblo Viejo a 69 kv. y también la respectiva subestación con capacidad para alimentar a Vinces y Ventanas, se continuará la extensión de los alimentadores rurales a 13.8 kv. a partir de las subestaciones existentes para la incorporación de nuevas áreas al servicio, — además se realizarán los diseños definitivos de las instalaciones programadas en el período inmediato y se iniciarán algunas de las obras previstas para la expansión del sistema de subtransmisión a 69 kv. como la línea Quevedo - Babahoyo.

1981 - 1984:

Se considera que a partir de 1983, con la entrada de operación de la Central Paute, se supera la limitación en cuanto a disponibilidad de energía, ya que entraría en operación la línea a 13.8 kv. Milagro - Babahoyo perteneciente al Sistema Nacional, con lo cual también se realizaría la alimentación por la ciudad de Babahoyo.

Entraría además en operación la subestación respectiva en Babahoyo o sea de 13.8 - 69 kv. En este lapso - -

también se efectuará la expansión de los sistemas de subtransmisión de 69 kv., iniciándose con la entrada en operación de las líneas Quevedo - Babahoyo y Quevedo - Corazón; para entrar en servicio en el año 1985, simultáneamente se equiparán 2 subestaciones de 69 - 13.8 kv., en los cantones Ventanas y Corazón, por otra parte, se provee la construcción de líneas a 13.8 kv., alimentadas desde las nuevas subestaciones para la incorporación de nuevas áreas de servicio.

1985 - 1990:

En este período se contempla el equipamiento de las diferentes subestaciones del sistema reemplazando transformadores en Mata de Cacao y Pueblo Viejo.

El sistema de subtransmisión a 69 kv. no sufrirá variación, siendo igual a la etapa anterior. Con relación a las alimentadoras a 13.8 kv., estos serán también incrementadores, en función de los requerimientos de la demanda. Ver plano N° 14 Programación de obras del subsistema Quevedo - Babahoyo al final del capítulo.

RESUMEN DE OBRAS PROGRAMADAS EN EL PERIODO 1976 - 1990.-

Sistema Nacional 13.8 kv.

Longitud de líneas, 40 km.

Número de subestaciones 138/69. = 2

Capacidad total de transformación MVA = 80

Subsistema Regional.

Longitud de líneas 69 kv. 303 km.

Número de subestaciones 69/13.8 k = 6.

Capacidad total de transformación MVA. 77

Longitud de alimentadores a 13.8 kv., 105 km.

- 3.- CRITERIOS APLICADOS PARA LA PROGRAMACION DE OBRAS.- Los criterios aplicados para la programación de obras en el período, con objeto de alcanzar la conformación definida a 1990 a partir de las condiciones existentes a 1978, fueron en primer lugar, al asegurar la utilización de las instalaciones en su período inicial, al mínimo nivel que justifique la inversión correspondiente y además, el mantener las condiciones de operación dentro de límites, razonables en cuanto a regulación de tensión, aunque por la magnitud de la demanda, en muchos casos no es posible alcanzar un grado satisfactorio en la confiabilidad de suministro en condiciones de emergencia.

En general, las capacidades mínimas consideradas para las instalaciones en su etapa inicial, fueron las siguientes:

Para líneas a 13.8 kv. : 8 Mw

Para líneas a 69 kv. : 3 Mw

Para líneas a 13.8 kv. : 0.5 Mw

Para subestaciones 69/13.8 kv. : 1.5 Mw

- 4.- EQUIPAMIENTO DE SUBESTACIONES.- Las subestaciones de reducción 69 - 13.8 kv. cuya capacidad inicial mínima será de 1.5 MVA para llegar al final del período a un máximo de 10 MVA, estarán equipados con un solo transformador y los incrementos de capacidad requeridos por la evolución de la demanda se efectuará por la sustitución del transformador con unidades mayores, transferidas de otras subestaciones del sistema regional. Ver anexo N° 7 al final del capítulo.

DIMENSIONAMIENTO DE LINEAS DE TRANSMISION.- Para líneas de 69 kv.

la sección de los conductores se definió por la capacidad de carga de las líneas y por regulación de tensión con la carga prevista para 1990. Las líneas de 13.8 kv. se dimensionan por regulación de tensión, con la carga prevista a 1990.

CONDICION DE OPERACION.- Tratándose de los elementos intermedios-

del sistema de potencia que enlazan las subestaciones principales con los circuitos primarios de las redes de distribución, el factor limitante para su dimensionamiento será la regulación de tensión en los puntos extremos. Por valores limitantes de tensión adoptados para los puntos extremos, expresados por unidad del valor nominal son 1.06 para el máximo y 0.90 para el mínimo, con un rango de variación de 0.12 p u.

CRONOGRAMA DE OBRAS.- Para disponer de una mejor referencia del-

conjunto de actividades a desarrollar en el período, se han elaborado para el sistema, gráficos Gantt, en los cuales se muestran frente a cada una de las obras contempladas los tiempos de ejecución para asegurar su puesta en operación en la fecha prevista.

Las actividades consideradas, por obra, son las siguientes:

- i) Diseños definitivos, licitación y adjudicación para suministros de materiales y contratación de construcción y montaje.
- ii) Adquisición de materiales y equipos que incluye tiempos de fabricación y transporte marítimo.
- iii) Construcción y montaje locales, incluyendo el transporte interno y puesta en servicio.

Los tiempos estimados para la programación por actividad son las siguientes:

OBRA	ACTIVIDAD		
	(i)	(ii)	(iii)
L/T 138 KV.	12 meses	11 meses	12 Km/mes
	+ 15 Km/mes		
L/T 69 KV.	11 meses	11 meses	15 Km/mes
	+ 25 Km/mes		
Alimentador 13.8KV.	6 meses	5 meses	35 Km/mes
Subestación 13.8/69KV.	18 meses	12 meses	6 meses
Subestación 69/13.8KV.	12 meses	10 meses	4 meses

Ver anexo N° 8 cronograma de obras al final del capítulo.

RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un control para informar la cantidad real de trabajo realizado para que si en caso de haber retraso se pueda tomar decisiones que permitan solucionar estas molestias y de esta manera cumplir con lo programado.

PREDISEÑO DE OBRAS

1.- OBJETIVOS.— Una vez definidas las obras a construirse dentro del subsistema Regional como resultado de la planificación y desarrollo del sistema en el período de estudio considerado, se ha realizado el prediseño de obras.

En la presente sección se indican los criterios generales adoptados para la ejecución de los prediseños, así como la disposición general y características principales de las subestaciones previstas en la programación del Sistema Regional.

Para la elaboración de los prediseños se ha tomado como referencia las normas establecidas por INECEL con el consiguiente análisis crítico de las mismas para proyectos y construcción de líneas y subestaciones y las características de obras similares diseñados o que se encuentran en proceso de ejecución.

Los prediseños incluyen las siguientes obras:

Líneas de transmisión a 138 kv.

Líneas de subtransmisión a 69 kv.

Líneas de distribución a 13.8 kv.

Subestaciones 69 - 13.8 kv.

2.- PREDISEÑO DE LINEAS DE TRANSMISION A 138 kv..- GENERALIDADES.-

De acuerdo al plan del Sistema Nacional Interconectado la línea de transmisión a 138 kv., Milagro-Babahoyo tiene por objeto transmitir la energía desde la subestación principal Milagro del Sistema Nacional hacia los centros de consumo de las diversas ciudades del sistema.

En el subsistema Regional Babahoyo-Quevedo, como resultado de los estudios y desarrollo del Sistema, se prevé la construcción de una línea de transmisión a 138 kv. que estará destinada a transmitir la energía desde la subestación de Milagro hacia la subestación en Babahoyo, para servir a toda la Provincia de los Ríos.

En el trazado preliminar de esta línea se preocupará seguir en lo posible recorrido paralelo y no muy alejado a la carretera principal Babahoyo-Durán y además con el criterio de obtener grandes alineaciones rectas, reduciendo de esta manera los puntos de influencia de inflexión o angulares o con un mínimo.

En el trazado de esta línea se ha tratado de evitar su paso por centros densamente poblados, así como los cruces con las vías de comunicación en número excesivo.

CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO.- La longitud de la línea Babahoyo-Milagro es de 40 kms, dicha línea será de un solo circuito, el conductor a utilizarse será de aluminio reforzado con alma de acero (ACSR) el hilo de guardia será cable de acero de 3/8 de pulgada de diámetro clase alta resistencia.

Las características del conductor son las siguientes:

138 kv

Designación	ACSR " BRANT " 397,5 MCM
Formación	24/7 hilos
Sección total	227,5 mm ²
Diámetro total	19,61 mm
Peso unitario	762,1 kg/km
Módulo de elasticidad final	kg/mm ² 7990
Coefficiente de dilatación lineal	19,5 x 10 ⁻⁶ /°C

Carga de rotura 6,600 kg.

Los estados considerados para el cálculo mecánico del conductor son los siguientes:

Estado 1 (temperatura mínima)

Temperatura del conductor igual a la temperatura mínima del -
aire: 5°C sin viento.

Tensión máxima admisible: 33,3 de tensión de rotura del conduc-
tor.

Estado 2 (máxima carga)

Temperatura del conductor: 18°C

Viento transversal a la línea con una velocidad de 90 km/h -
(presión del viento = 39 kg/m²)

Tensión máxima admisible: 33,3 de tensión de rotura del conduc-
tor.

Estado 3

Temperatura del conductor igual a la temperatura media del -
aire: 25°C sin viento.

Tensión máxima admisible: 30 % de tensión de rotura del conduc-
tor.

Estado 4 (Flecha vertical máxima).

Temperatura máxima del conductor: 60°C Sin viento.

Se considera que no existirá presencia de hielo sobre los con-
ductores y sobre el cable de guardas.

El cálculo mecánico de los conductores se realizó por la ecua-
ción de cambios de estados.

$$Gn_2^2 (Gn_2 + \bar{M}) = \bar{N}$$

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{S Z_1}{G n_1} \right)^2 - G n_1 + \bar{B} (\theta_2 - \theta_1)$$

$$\bar{N} = \bar{A} (S Z_2)^2 \quad Z_1 = \frac{W_1 + W_2}{W_1}$$

$$\bar{A} = \gamma^2 E/24 \quad \bar{B} = E \alpha$$

E = Módulo de elasticidad (Kgr/mm²)

γ = Peso unitario del conductor (Kgr/m)

α = Coeficiente de dilatación térmica

S = Vano considerado (m)

$G\sigma_1$ = Tensión unitaria estado anterior (Kgr/mm²)

θ_1 = Temperatura estado anterior °C

Z₁ = Factor de sobrecarga, estado anterior

$G\sigma_2$ = Tensión unitaria nuevo estado

θ_2 = Temperatura nuevo estado

Z₂ = Factor de sobrecarga nuevo estado

W₁ = Peso del conductor Kgr/m

W₂ = Sobrecarga del viento Kgr/mm.

Z₁ ó Z₂ = 1 para estados 1, 3 y 4

Z₁ ó Z₂ = $\frac{\sqrt{W_1^2 + W_2^2}}{W_1}$ para estado 2

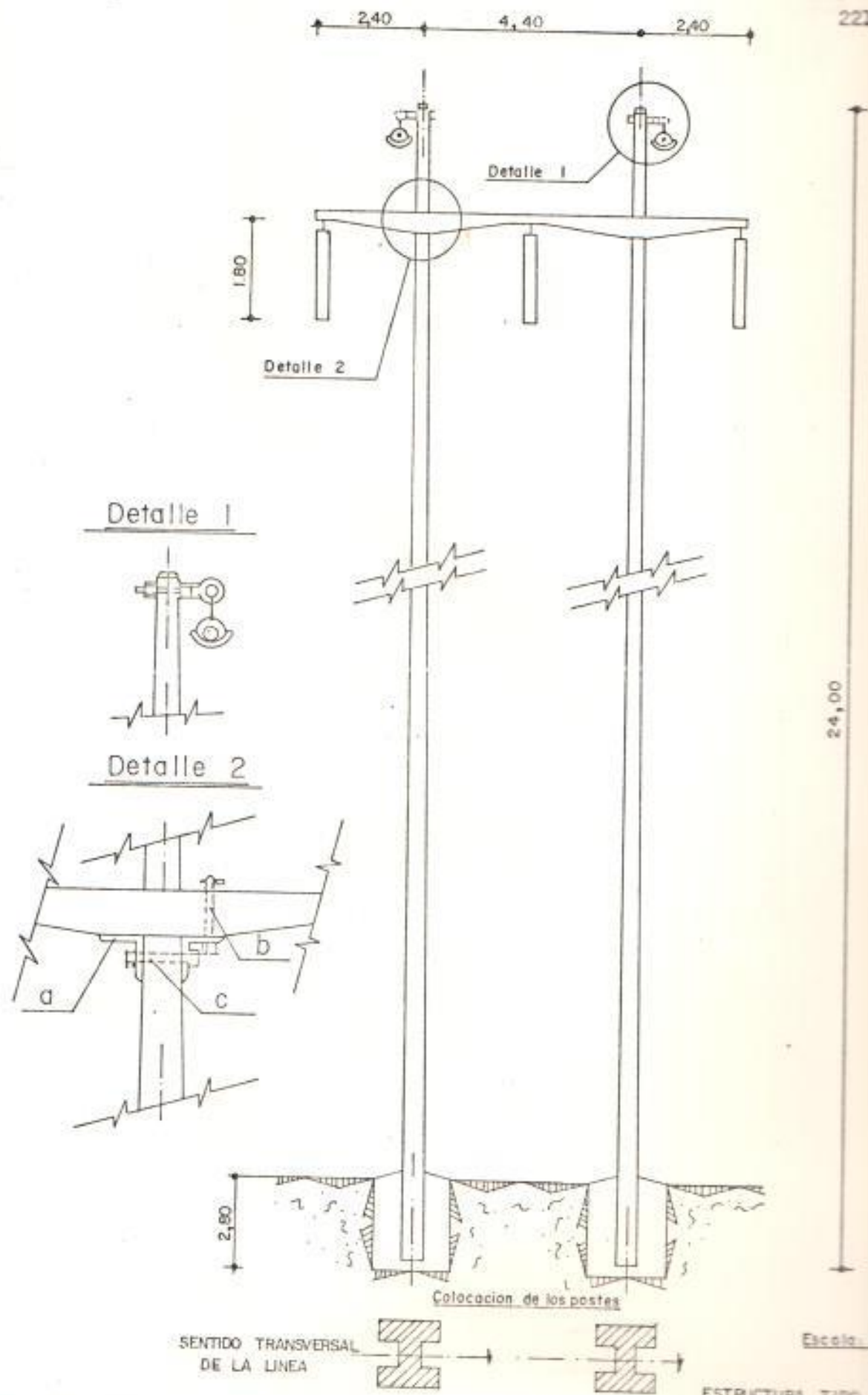
En tabla 4.2.1. se muestran los resultados de las tensiones horizontales para vanos ficticios comprendidos entre 200 o 600 metros, las flechas se calcularon para el estado 4 para los mismos vanos.

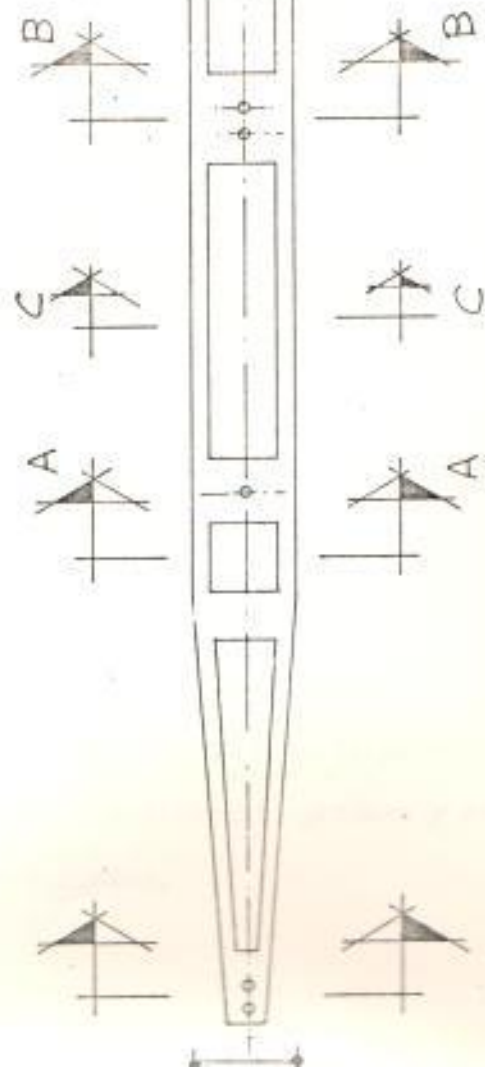
ESTRUCTURAS

El esquema de pórtico de alineación, por ser un terreno plano por donde atravieza la línea estará formado por dos partes de hormigón de 24 mts. de altura total, 1.500 kgr de esfuerzo útil en punta. Ver detalles en el siguiente gráfico.

La cruceta será de hormigón armado e irá sujeta los dos postes por medio de casquillos metálicos, ver detalles de cruceta en el siguiente gráfico.

VANO FICTICIO (MTS.)	ESTADO 1		ESTADO 2		ESTADO 3		ESTADO 4		
	TENSION (Kgs)	% T.R.	TENSION (Kgs)	% T.R.	TENSION (Kgs)	% T.R.	Flacha (Mts.)	Tension (Kgc.)	% T.R.
200	1034	15,7	1523	23,1	1629	24,7	4,17	914	13,9
250	1125	17,1	1520	23,0	1721	26,1	5,37	1016	15,4
300	1192	18,1	1514	22,9	1791	27,1	7,95	1087	16,5
350	1196	18,2	1472	22,3	1810	27,4	10,39	1127	17,1
400	1221	18,5	1442	21,9	1824	27,6	13,22	1158	17,6
450	1257	19,1	1419	21,5	1835	27,8	16,42	1182	17,9
500	1269	19,2	1403	21,3	1843	27,9	19,99	1200	18,2
550	1279	19,4	1391	21,1	1850	28,0	23,94	1215	18,4
600	1286	19,5	1381	20,9	1855	28,1	28,26	1227	18,6





ESQUEMA DE LA CRUCETA A 138 KV

La separación entre conductores será de 4,40 mts. Esta estructura está diseñada para un vano de 570 mts., siendo el vano de cálculo 380 mts.

Con estas características hallamos que:

Distancia de la cabeza del pórtico al conductor	4 mts.
Distancia del conductor al suelo	7 mts.
Empotramiento	3 mts.
Flecha para 350 metros de vano	10 mts.
Total	<hr/> 24 mts.

Las estructuras de anclaje y fin de línea serán de tipo metálico. La tabla 4.2.2 indica las cargas en los postes.

3.- REDISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV.- GENERALIDADES.

Las líneas de subtransmisión a 69 kv. previstas en el subsistema Regional Babahoyo-Quevedo están destinados a transmitir la energía desde las subestaciones de distribución principales que estarán ubicadas en las ciudades de Quevedo y Babahoyo.

Desde las subestaciones partirán las líneas a 69 kv., que conectará dichas subestaciones con las subestaciones de distribución de los centros poblados principales.

Como en el caso de las líneas de transmisión a 138kv., el trazado de las líneas de subtransmisión se ha previsto en lo posible seguir rutas cercanas a las carreteras existentes, a fin de facilitar tanto la construcción como el mantenimiento. En el trazado también se ha preocupado obtener alineaciones rectas relativamente grandes y evitar el paso por centros muy poblados.

TABLA 4.2.2

CARGAS EN LOS POSTES

VANO (Mts)	CARGAS VERTICALES (Kgs)	CARGAS TRANSVERSALES (Kgs)
200	253	241
250	306	298
300	359	355
350	413	412
400	466	469
450	519	526
500	573	583
550	626	640
600	679	697

Las líneas se han proyectado para satisfacer la demanda por período mínimo de 15 años a partir del año de entrada en funcionamiento, de acuerdo con el programa de equipamiento de sistema.

De acuerdo con el mapa cerámico del país publicado por INCEVAL en 1974 se tiene los siguientes niveles isocerámicos en la zona de influencia del subsistema Babahoyo-Quevedo.

<u>CIUDADES</u>	<u>VALORES MAXIMOS</u>
Babahoyo	20
Quevedo	40
Vinces	30
Ventanas	30
Corazón	20
Baba	20
Catarama	30

Como se puede apreciar, en las zonas especialmente del Area de Quevedo se tienen niveles isocerámicos bastantes altos, los cuales justifican la construcción de líneas de transmisión con cable de guardia para protección de líneas contra descargas atmosféricas directas.

Para el resto de ciudades, si bien, el nivel isocerámico es bajo, se considera conveniente proyectar las líneas de subtransmisión con cable de guardia, dada la importancia que revisten estas líneas que estarán sirviendo a los centros poblados principales.

LONGITUD DE LAS LINEAS.- La longitud total del sistema de subtransmisión a 69 kv. es de 211 km. dividida en los siguientes tramos:

Quevedo-Babahoyo 104 km.

Quevedo-Corazón	60 km.
Babahoyo-Mata de Cacao	47 km.

APOYOS DE LA LÍNEA.- Estas líneas se construirán sobre poste -
ría de hormigón armado, de 18 mts. de longitud; de sección rec-
tangular y perforados para la instalación de la estructura -
(cruces, brazos de apoyo, etc.)

CONDUCTOR - CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.- Las líneas serán de
una sola terna, circuito trifásico, disposición triangular con
hilo de guardia de acero galvanizado de 5/16" de diámetro.
Las características del conductor son:

Designación	ACSR PARTRIDGE
Calibre	266,8 MCM
Formación	26/7 hilos
Sección total	157,2 mm ²
Diámetro total	16,28 mm.
Peso unitario	545,4 Kg/Km.
Resistencia a la rotura	30,59 Kg/mm ²
Módulo de elasticidad final	8000 Kg/mm ²
Módulo de elasticidad inicial	6200 Kg/mm ²
Coefficiente de dilatación lineal	18,9 x 10 ⁻⁶ /°C
Carga de rotura	5100 Kg.

El vano máximo a utilizarse en estas líneas y considerando la-
altura del poste, es de 190 mts. obteniéndose una altura de se-
guridad de 6.087 mts.

Tomando en cuenta el perfil relativamente plano de la ruta, se
ha señalado como vano promedio de la línea el de 170 mts.

ESTRUCTURAS.- Los apoyos de las líneas están constituidos por -
el poste de hormigón de 18 mts. y perfiles metáli -
cos (crucetas y brazos de apoyo) para servir de soportes de -
las cadenas de aisladores, que mediante accesorios adecuados -
(grapas de suspensión ó de retención) sujetarán el conductor; -
de igual forma se sujeta el hilo de guardia. Las estructuras di -
señadas para ser utilizadas en esta línea son de los siguien -
tes tipos:

Estructura tangente, (suspensión) en un solo -
poste de hormigón, con tres crucetas de perfil "L" con sus res -
pectivos brazos de apoyo, en disposición triangular, en cada -
cruceta se instalará una cadena de 5 aisladores de suspensión -
de 10" de diámetro y con una grapa de suspensión se sujetará el -
conductor; mediante una grapa de suspensión de acero se sujeta -
rá el hilo de guardia a 20 cm. de la punta del poste;

Estructura de suspensión.- Retención, en un solo -
poste de hormigón, lleva tres crucetas dobles con sus respecti -
vos brazos, en disposición triangular las cadenas de retención, -
se sujetan mediante pletinas de hierro, que se apoyan en las -
crucetas; el conductor se sostiene en grapas terminales y la -
continuidad de la línea se lo hace mediante puentes eléctricos; -
el hilo de guardia se sujeta al poste por medio de grapas termi -
nales de acero y un puente de continuidad al mismo; llevan ade -
más tensores simples a cada lado de la estructura.

Estructuras de Retención Lineal, Retención Ángu -
lar y Terminal.- Este tipo de estructura se instalará en dos -
postes de hormigón; con cruceta de perfil "L" sujetos en los -
dos postes; llevarán 6 cadenas de retención conformadas de 6 -
aisladores de suspensión que se afirma en las crucetas con ple -

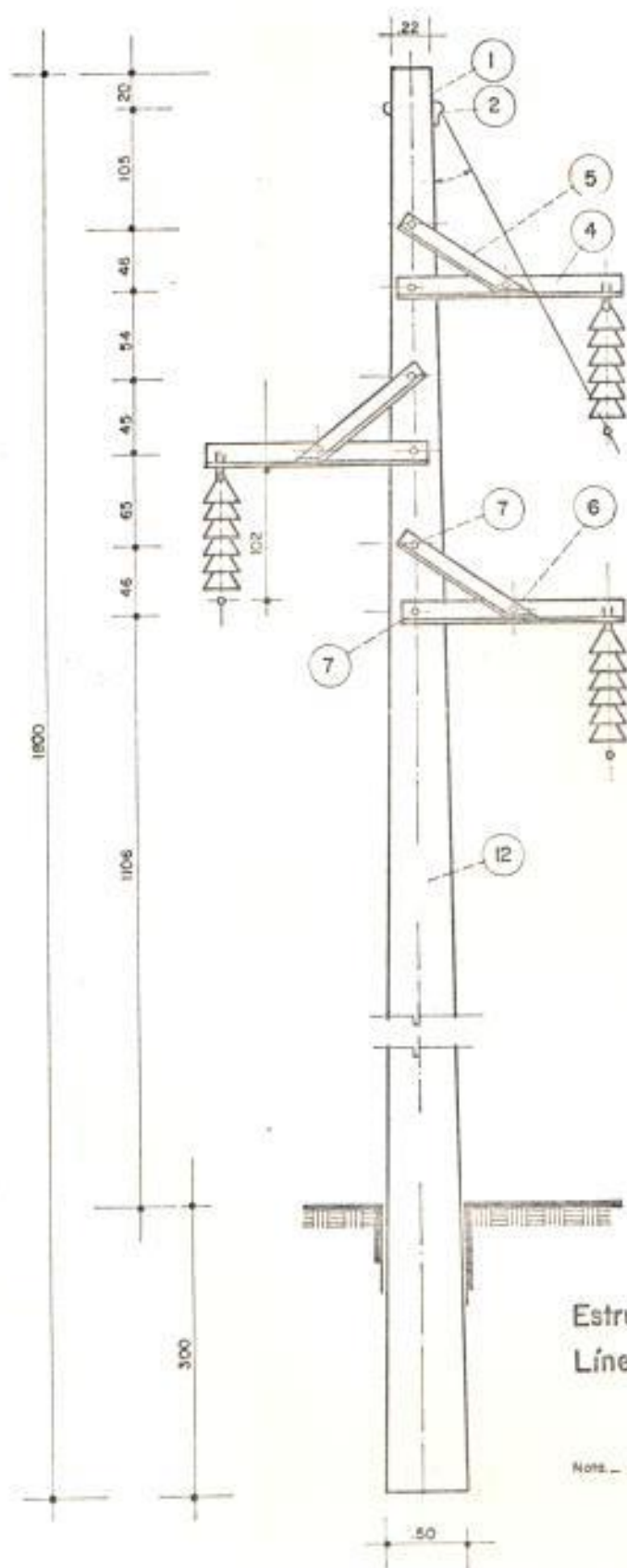
tinas de hierro y con grapas terminalas sujetarán el conductor de la línea; en las estructuras de retención angular llevarán además una cadena de suspensión de 5 elementos para evitar el contacto del puente de interconexión de la línea, con la estructura; para dar firmeza a la misma llevan dos tensores a cada lado de las estructuras; el hilo de guardia será terminal y se sujetará con las grapas de retención en la cúspide del poste; en el gráfico se aprecia el tipo de estructura.

Todas las estructuras llevan además una varilla de puestas a tierra, para ser conectada al hilo de tierra que lleva cada poste. Ver detalles del gráfico adjunto.

EMPOTRAMIENTO DE LA POSTERIA.- Como la mayor parte de los terrenos, por los que atravieza la línea es casi húm-do, de baja resistencia a la comprensión, deberá collocarse una fundación de hormigón en cada poste, la que tendrá una altura igual a la de empotramiento de aquel y una área suficiente para dar firmeza al poste.

PROYECTO DE LINEAS DE DISTRIBUCION A 13,8 kv.- Estas líneas estarán destinadas tanto a transportar energía eléctrica desde las subestaciones de distribución de 69-13,8 kv., hacia los centros poblados, como también a distribuir la energía a los usuarios a travez de las redes primarias, transformadores y redes secundarias que están instalados en los centros poblados propiamente dichos.

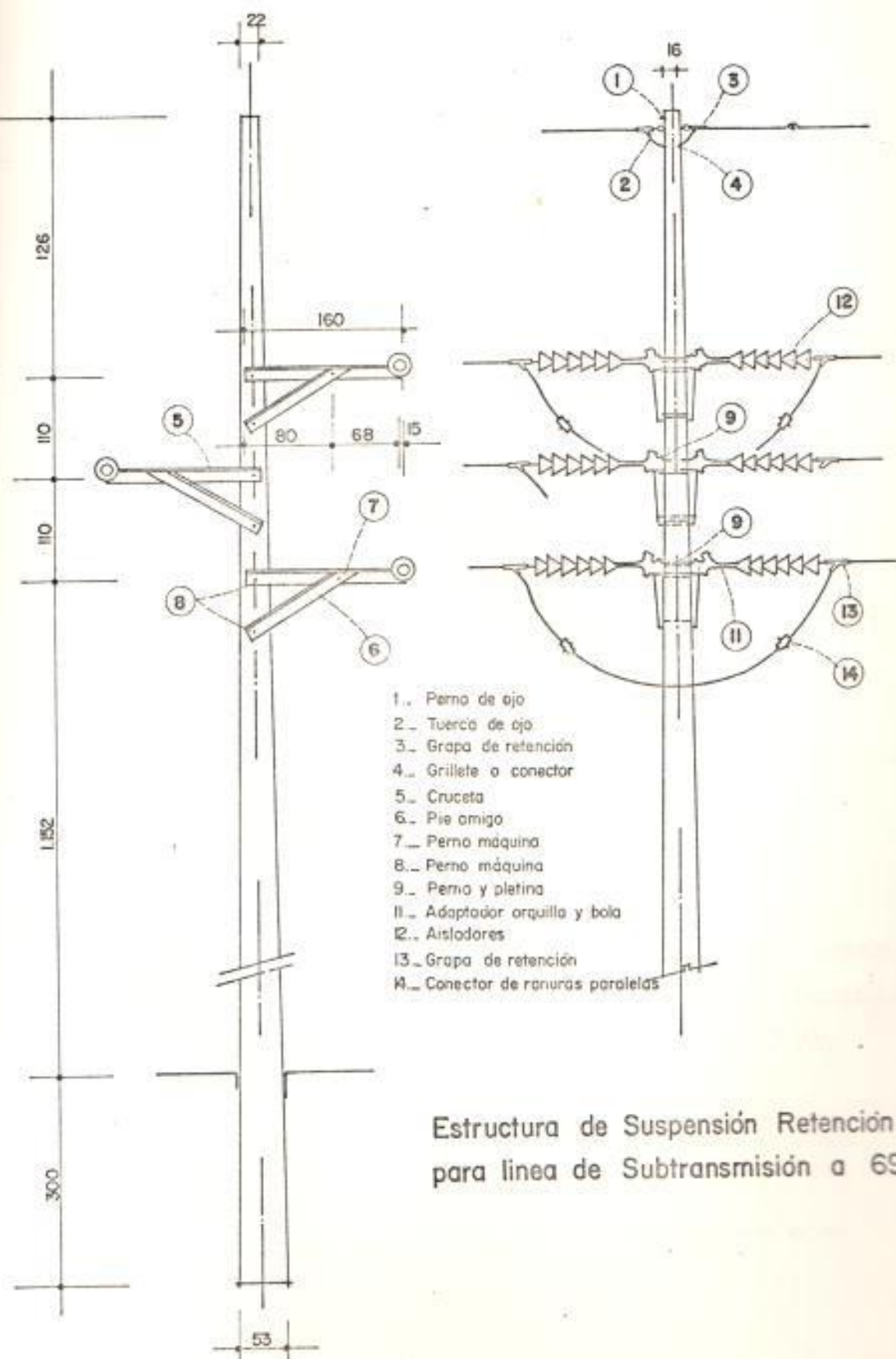
El camino de recorrido de estas líneas serán junto a las carreteras y caminos existentes, con lo cual se permite servir a lo largo de su recorrido, el área rural, siendo éste uno de los principales propósitos.

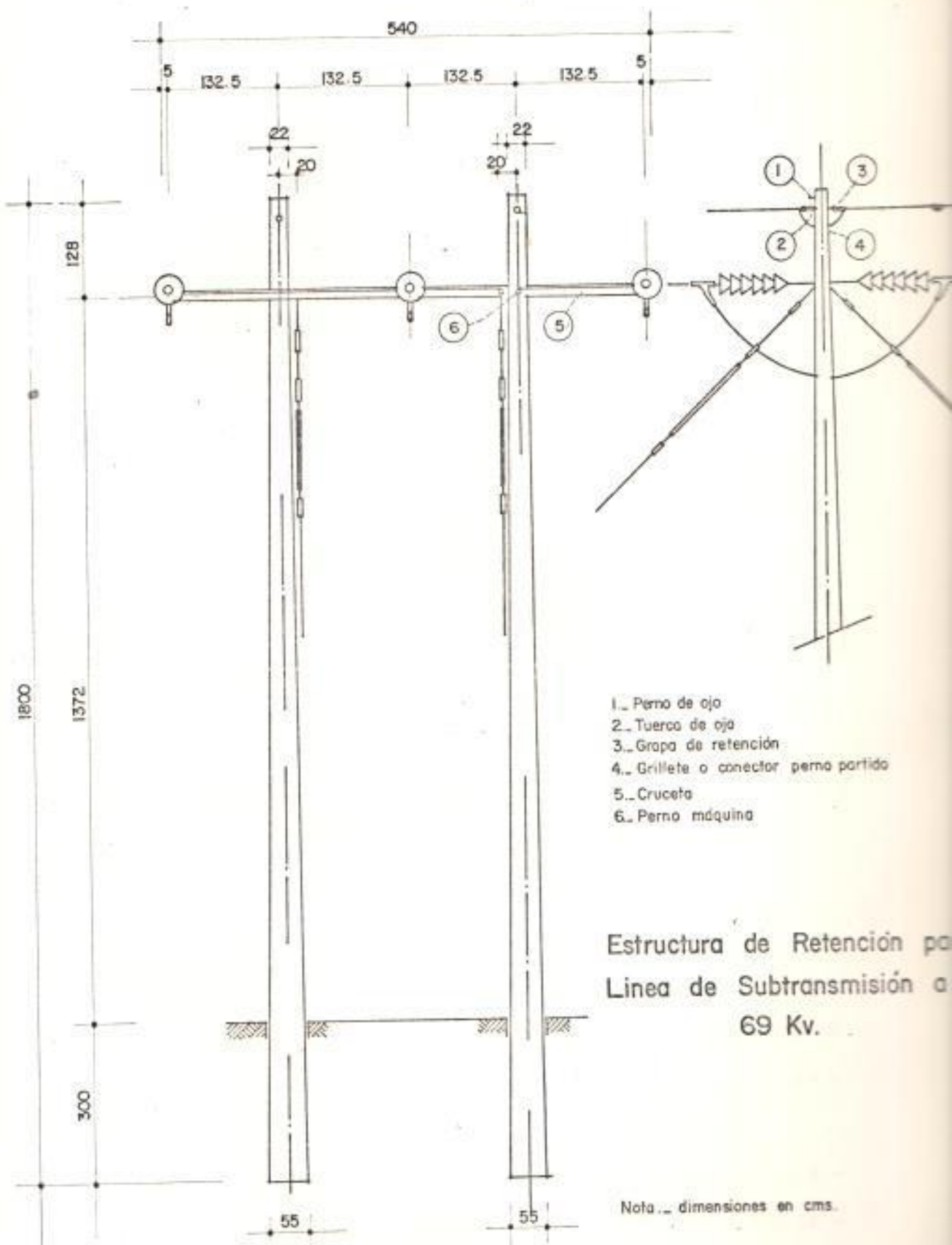


- 1.- Perno de ojo
- 2.- Eslabón
- 3.- Gropa de suspensión
- 4.- Cruceta
- 5.- Pie amigo
- 6.- Perno tipo máquina
- 7.- Perno tipo máquina
- 8.- Aisladores

Estructura de suspensión para
Línea de Subtransmisión a 69 Kv.

Nota.- Dimensiones en cms.





Estas líneas a diferencia de las líneas de sub -
transmisión de 69 kv., tendrán que atravesar por centros pobla-
dos a fin de distribuir la energía en dichos centros.

Estas líneas de 13.8 kv. se han proyectado para sa-
tisfacer la demanda en forma apropiada por un período no menor-
de 10 años contados a partir del año de entrada en operación. -
Básicamente la mayor de estas líneas tendrán una capacidad que-
varía entre 1.25 MVA, aunque también se han previsto líneas con
capacidades de orden de 5 MVA., en longitudes cortas, las cua-
les estarán sirviendo a cargas concentradas en poblaciones cer-
canas a las ciudades principales.

Para las líneas de distribución de 13.8 kv., se -
han previsto utilizar los conductores ACSR 3/0 AWG, 1/0 y # 2 -
AWG, habiéndose fijado su sección en base a la regulación de -
tensión.

Las líneas de distribución a 13.8 kv., han sido -
proyectadas de tal manera que la regulación de tensión no exceda
del 10 % a plena carga como máximo, a partir de las barras de -
13.8 kv. de las subestaciones de distribución.

Pueden darse pocos casos en los que la regulación-
de tensión exceda del valor indicado, siempre y cuando el creci-
miento de la demanda supere en la proyección considerada, habrá
la necesidad de instalar reguladores de tensión en puntos ade-
cuados de las líneas.

Las estructuras soporte para las alimentadoras a -
13.8 kv., estarán constituidas de manera general, por un solo -
poste de hormigón y cruceta de madera en disposición horizontal.
Los conductores serán soportados sobre aisladores tipo espiga -

(pin) en las estructuras tangentes y de cadenas de retención en las estructuras de retención angulares y terminales. Las líneas no llevarán hilo de guardia.

Para casos especiales, en cruces de obstáculos tales como: ríos, vías importantes y grandes desniveles, las estructuras podrán ser del tipo H, formada con dos postes de hormigón y cruceta de madera en disposición horizontal. Los gráficos adjuntos indican los tipos de estructuras que se utilizarán en estas líneas de distribución a 13.8 kv.

PRELIMINAR DE SUBESTACIONES. - Subestaciones de 138 - 69 kv. -

(Sistema Nacional). - Estas subestaciones que han sido previstas por INECEL, dentro del Sistema Nacional interconectado y que constituirán los puntos de entrega de la energía al Subsistema Regional, tales como las subestaciones de Quevedo y Babahoyo; la primera servirá toda el área de Quevedo hasta el Cantón Ventanas, inclusive, la segunda alimentará toda el área de Babahoyo, incluyendo Vinces, Pueblo Viejo y Caterama.

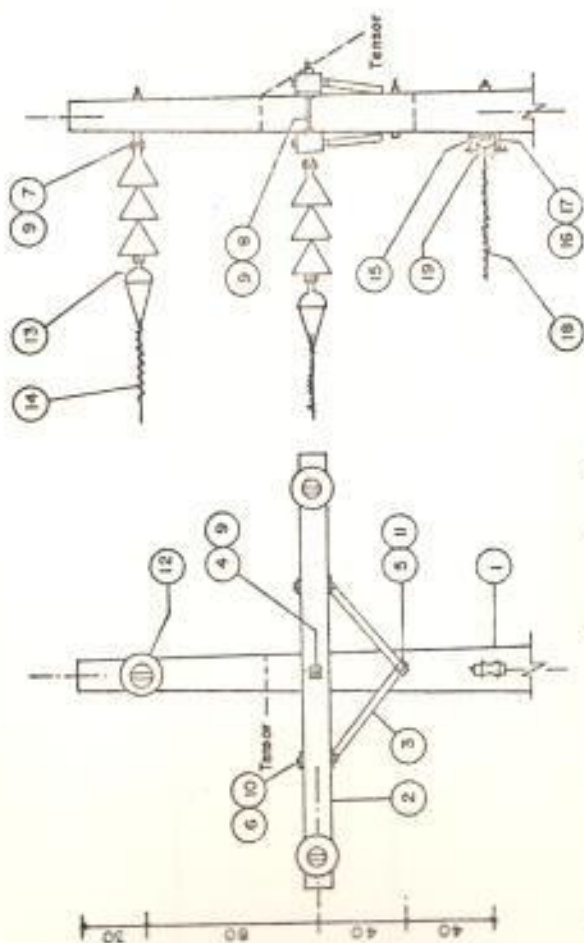
La capacidad de estas subestaciones serán de 20/26-MVA. en la capa inicial, previéndose la instalación de un segundo transformador con lo cual la capacidad final será de 40/52 MVA.

Las características de estas subestaciones son las siguientes: Sector 138 kv.: barra principal y barra de transferencia, para cuatro circuitos o posiciones en la etapa final.

Sector 69 kv.: barra simple prevista para 6 circuitos o posiciones en la etapa final.

SIMBOLOGIA

- | | |
|-------------|---|
| 1 | Poste de hormigón o de madera |
| 2 | Cruceta de madera de 2.0 m. |
| 3 | Pie-ángulo de ángulo |
| 4 | Perno máquina de 16 mm. (5/8") |
| 5 | Perno máquina de 16 mm. (5/8") |
| 6 | Perno máquina de 9 mm. (3/8") |
| 7 | Perno de ojo de 16 mm. (5/8") |
| 8 | Perno de ojo para doble cruceta de 16 mm (5/8") |
| 9 | Arandela cuadrada para 16 mm (5/8") |
| 10 | Arandela cuadrada para 9 mm. (3/8") |
| 11 | Arandela de presión para 16 mm. (5/8") |
| 12 | Aislador de suspensión |
| 13 | Horquilla con guardacabo |
| 14 | Retención preformada |
| PARA NEUTRO | |
| 15 | Bastidor de una viga |
| 16 | Perno máquina de 16 mm. (5/8") |
| 17 | Arandela cuadrada para 16 mm. (5/8") |
| 18 | Retención preformada |
| 19 | Aislador tipo rollo |



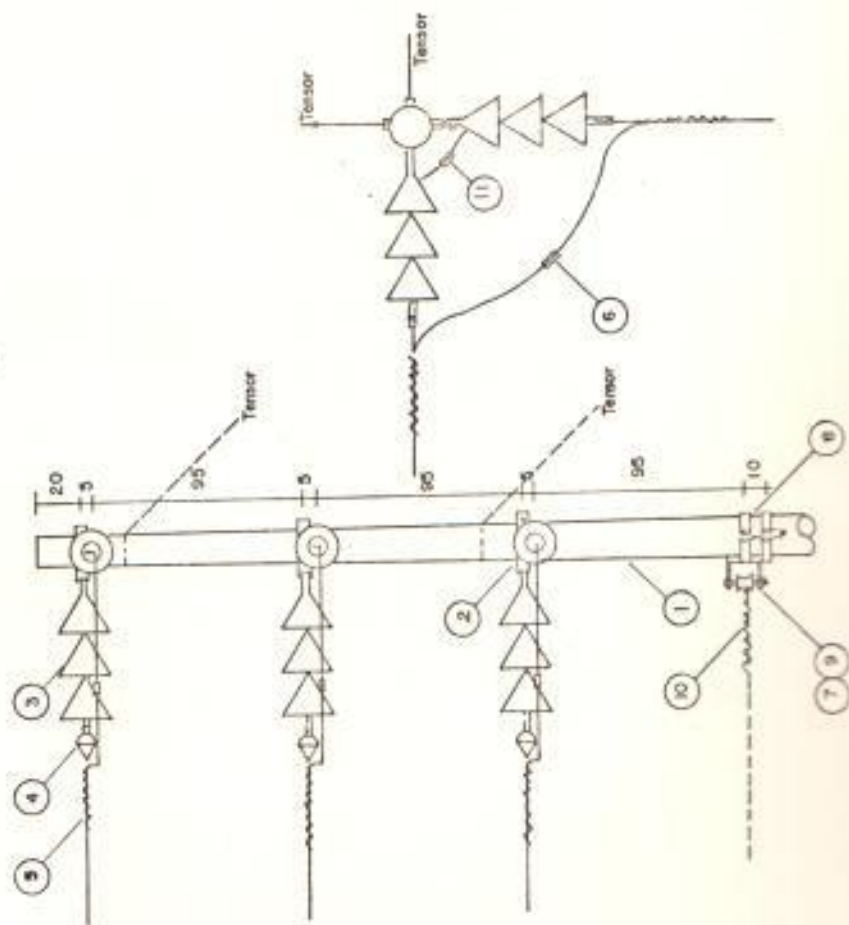
ESTRUCTURA TERMINAL PARA LINEA DE DISTRIBUCION A 13.8 KV.

DIMENSIONES EN CM.

SIMBOLOGIA

- 1 Poste de hormigón o de madera
- 2 Abrazadera de pletina, con extensión, para fijación de cadena.
- 3 Aislador de suspensión
- 4 Horquilla con guardacabo
- 5 Retención preformada
- 6 Conector de ranuras paralelas

- PARA NEUTRO**
- 7 Bastidor de una vía
 - 8 Abrazadera de pletina, simple, para fijación de neutro
 - 9 Aislador tipo rollo
 - 10 Retención preformada
 - 11 Conector de ranuras paralelas



ESTRUCTURA ANGULAR PARA LINEA DE DISTRIBUCION A 13.8

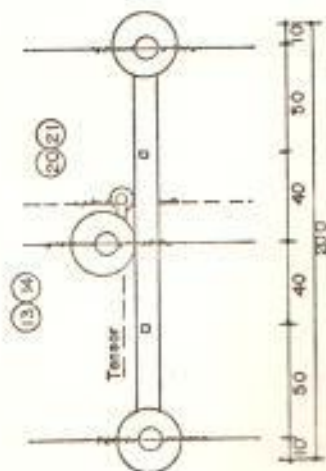
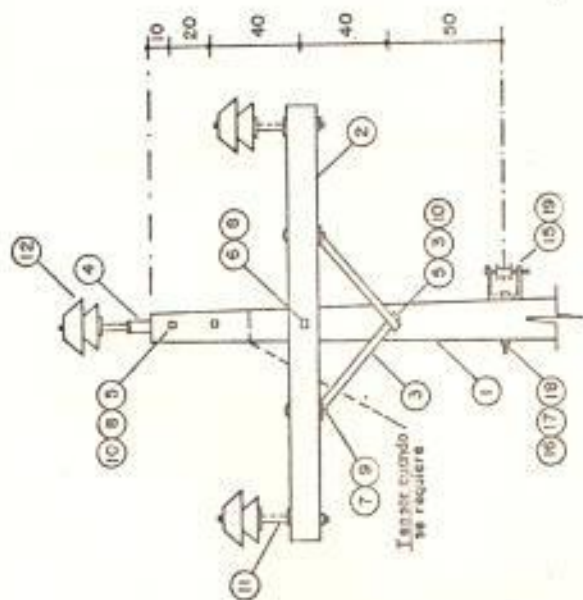
DIMENSIONES EN cms.

SIMBOLOGIA

- 1 Poste de hormigón o de madera
- 2 Cruzeta de madera de 2.0m.
- 3 Pie-amigo de ángulo
- 4 Extensión en punta de poste
- 5 Perno máquina de 16 mm. (5/8")
- 6 Perno máquina de 16 mm. (5/8")
- 7 Perno máquina de 9 mm. (3/8")
- 8 Arandela cuadrada para 16 mm. (5/8")
- 9 Arandela cuadrada para 9 mm. (3/8")
- 10 Arandela de presión para 16 mm. (5/8")
- 11 Perno largo espiga (PIN)
- 12 Alisador tipo espiga (PIN)
- 13 Varillas cortas de armar, para simple soporte
- 14 Alambre de atar

PARA NEUTRO

- 15 Bastidor de una vía
- 16 Perno máquina de 16 mm. (5/8")
- 17 Arandela cuadrada para 16 mm. (5/8")
- 18 Arandela de presión para 16 mm. (5/8")
- 19 Alisador tipo rollo
- 20 Varillas cortas de armar, para simple soporte
- 21 Alambre de atar



DIMENSIONES EN cm.

ESTRUCTURA TANGENTE PARA LINEA DE DISTRIBUCION A 138 KV.

Se ha previsto la instalación de pararrayos a la entrada de todas las líneas de 138 kv. y 69 kv., La protección de los transformadores de potencia se realizará con pararrayos tanto en el lado de alta como en el de baja tensión.

Las líneas de 138 kv. serán protegidas básicamente contra fallas de fase y fallas a tierra mediante reles de distancia utilizando el sistema de onda portadora.

Las líneas de 69 kv., tendrán protección básica contra fallas de fase y fallas a tierra mediante reles de sobre corriente de fase y tierra, con elementos instantáneos.

Los transformadores serán protegidos contra cortocircuitos internos mediante reles diferenciales y reles de sobre corriente de fase y tierra y contra sobrecalentamientos de los arrollamientos por medio de reles térmicos.

Los soportes para los equipos de 138 kv. y 69 kv. serán metálicos de dimensiones apropiadas.

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION 69 - 13,8 kv. Se han considerado los siguientes tipos de subestaciones:

Subestaciones principales

Subestaciones de paso

Subestaciones terminales

SUBESTACIONES PRINCIPALES.- Estas subestaciones se ha provisto su instalación de acuerdo al desarrollo del subsistema en las ciudades de Quevedo y Babahoyo. Estas subestaciones serán conectadas entre si por medio de líneas de subtransmisión de 69 kv.- La capacidad de estas subestaciones serán de 12/16 MVA (OA/PA).

Las características de estas subestaciones son las siguientes:

SECTOR 69 kv: Barra principal y barra de transferencia para 6 circuitos en la etapa final.

SECTOR 13.8 kv.: Barra simple programada para 8 circuitos en la etapa final.

Asimismo para protección de equipos de 69 kv. y 13.8 kv. se ha previsto la instalación de pararrayos a la entrada de todas las líneas de 69 y 13.8 kv., lo mismo se hará con los transformadores.

Las líneas de 69 kv. tendrán como protección básica contra fallas entre fase y fallas a tierra, relés de sobrecorriente de tiempo inverso con unidad instantánea y estarán provistos de reconexión automática.

Las líneas de 13.8 kv. se protegerá contra fallas entre fases y fallas a tierra por medio de relés de sobrecorriente de tiempo inverso con elementos instantáneos. Los transformadores se protegen por medio de relés diferenciales y relés de sobrecorriente de tiempo inverso contra sobrecalentamiento de los arrollamientos con relé térmico.

SUBESTACIONES DE PASO.- Estas subestaciones tienen por objeto seccionalizar la línea de 69 kv., permitiendo además la instalación de una derivación para un transformador de potencia, que alimenta a los circuitos primarios de distribución a la tensión de 13.8 kv.

Estas subestaciones estarán constituidas por un cuadro metálico de 69 kv. de barra simple, provisto para 3 circuitos, el transformador de potencia y un cuadro metálico de barras de 13,8 kv., similar a la subestación principal.

Este tipo de subestaciones se aplicará en Ventanas y -
Puebloviejo y tendrán una capacidad de 5/6.25 MVA OA/FA y 10/12,5
MVA OA/FA respectivamente. La protección de los equipos de 69-
kv. y 13.8 kv. por medio de pararrayos instalados a la entrada-
de las líneas, de la misma manera se protegerá el transformador.
Las líneas de salida a 69 kv. de la subestación tendrán protec-
ción contra fallas de fase y fallas de tierra, por medio de re-
lés de sobrecorriente.

Las líneas de 13.8 kv. serán protegidas contra fallas,-
de fase y fallas de tierra por medio de reconectores automáti-
cos. Estos circuitos vendrán provistos además con Boy pass para
facilitar el mantenimiento de los reconectores. Además los -
transformadores tendrán protección diferencial y relé Buchholz.
SUBESTACIONES TERMINALES.- Estas líneas recibirán la energía -
desde una línea a 69 kv. y transformarán a 13.8 kv. para alimen-
tar a esta tensión a los circuitos primarios de distribución; -
el esquema de esta subestación corresponde al de barra simple -
en el sector de 13.8 kv., prevista para 5 circuitos: uno para -
llegada del transformador de potencia y 4 para los alimentado -
res primarios a 13.8 kv. Serán consideradas subestaciones termi-
nales las de Cedege y del Corazón. Se protege los equipos de 69
y 13.8 kv. con pararrayos a la entrada de las líneas, el trans-
formador está protegido contra cortocircuitos internos por medio
de relé Buchholz y fusible instalado en el lado de alta tensión
Los alimentadores serán protegidos contra fallas de fase y fa-
llas a tierra mediante reconectores automáticos, los circui-
tos dispondrán también de Boy-pass para facilitar el manteni-
miento de los reconectores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.- Las líneas de distribución son prácticamente nuevas en todo el sistema, excepto en el área de influencia de Quevedo. La línea de transmisión a 138 kv. Milagro-Babahoyo y las líneas de subtransmisión a 69 kv. tendrán que construirse totalmente; las subestaciones del sistema también tendrán que construirse en su totalidad.

Se recomienda realizar un estudio de coordinación de las protecciones de dichas subestaciones para que el sistema responda bien en su funcionamiento.

Al final de este capítulo se muestran los diagramas eléctricos unifilares de las subestaciones típicas así como también las vistas de planta y de perfil de las mismas.

CAPITULO V

INVERSIONES

1.- Albacea.- Esta parte del estudio tiene por objeto presentar un resumen de los costos unitarios de líneas de transmisión y subestaciones que han sido determinados tomando como referencia los precios de materiales y mano de obra vigentes en 1976 y las informaciones existentes en IMCEL y casas comerciales sobre adquisiciones recientes y contratos de construcción de obras similares.

2.- Determinación de costos unitarios.- Cabe indicar que para la línea de 13.8 kv., se ha considerado solamente la utilización de estructuras metálicas y conductor de aluminio acero AACR calibre 397,5 MCM que ha sido normalizado por IMCEL.

Para las líneas de 69 kv., de acuerdo con las normas previstas por IMCEL, se ha considerado el empleo tanto de soportes constituidos por postes de hormigón como de soportes puramente metálicos y para los siguientes conductores: ACER 2/0 AWG (QUAIL), 266,8 (PARTHIDES).

En lo que se refiere a las líneas de distribución de 13.8 kv., los costos se han determinado así mismo en base a la utilización de las "estructuras tipo" de las Normas de Distribución de IMCEL y para dos de los conductores normalizados ACER 2/0 y 1/0 AWG que tendrán uso preferente.

En lo que se refiere a las subestaciones la información de los precios se obtuvo directamente de INECEL, pero también con la ayuda de firmas comerciales.

En los apéndices VI-01 a VI-13 se indican los precios unitarios tanto de líneas como de subestaciones, dichos datos fueron obtenidos de INECEL, y se muestra en anexo # 9 y 10.

- 3.- PROGRAMACIÓN DE INVERSIONES.- La programación de las obras realizadas para el período, la definición de cada una de las obras a nivel de prediseño y el análisis de costos, ha permitido determinar, con una aproximación razonable, las inversiones requeridas para la ejecución del plan de equipamiento y su distribución año por año, con el propósito de constituir una guía general para la gestión financiera.

En esta sección se presentan los resultados de los cálculos a nivel de subsistema Regional Bahahoyo - Quevedo.

- 4.- SINTESIS GENERAL.- En este caso, el cálculo de las inversiones por obra, anuales y acumuladas, es el resultado de la programación de las obras cuyas características fueron ya definidas y de la aplicación de los precios unitarios a 1976.

Para el reajuste de los precios por escalamiento de costos en el período, se consideraron tasas de incremento acumulativo anual de 12 % a 7 % respectivamente para costos en moneda local y en divisas.

Para la conversión de moneda extranjera en moneda local se aplicó el tipo de cambio vigente de S/ 25,00 por US \$.

5. RECOMENDACIONES:

Para que el subsistema Babahoyo-Quevedo reciba las ventajas - técnico-económico, es necesario que la entidad que controle este subsistema reciba las facilidades necesarias para operar adecuadamente, tanto técnica como administrativamente. Además se recomienda realizar una política de adquisición de materiales, - que permita tenerles con suficiente anticipación a su empleo.

BIBLIOGRAFIA

1. Atlas Histórico y Geográfico del Ecuador por Mayor Sampedro.
2. Compendio de Información Socio-Económico de las Provincias del Ecuador por la Junta Nacional de Planificación.
3. Proyección de la Población por División de Planificación - INECEL.
4. III Censo de Población y II de Vivienda del Ecuador por la Junta Nacional de Planificación. Año 1974 - Resultados Provisionales.
5. II Censo de Población del Ecuador por Junta Nacional de Planificación. Año 1962.
6. Criterios Aplicables a los estudios de Mercado de Energía Eléctrica. Informe Preliminar N° 9 por Grupo de Trabajo de la Programación del Sistema Nacional Interconectado - INECEL.
7. Estadísticas Eléctricas. Boletines 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, y 9 División de Servicios a Consumidores, departamento de Comercialización Sección Estadística - INECEL.
8. Sistema de Potencia por William D. Stevenson.
9. Transmisión And Distribution por la Westinhouse.
10. Manual Standard del Ingeniero Electricista por K. E. Knowlton.
11. Catálogo de Conductores Desnudos por Alcan Sales.
12. Catálogo de Alcoa Aluminum Overhead Conductor Engineering Data.

13. Plan Nacional de Electrificación 1974-1983. Tomo II Sistema Nacional Interconectado - INECEL.
14. Plan de Electrificación Rural 1972-1975. Programa INECEL AID por Ings Placencia, Recalde y Jurado.
15. El Arte y la Ciencia de Protección por Relevadores por Maysom.



A.F. 141648