



Índice y Proyecto de **INDICE** y anexos
del sistema de distribución de las poblaciones
SECRETARÍA

| | |
|---|------|
| Presentación | |
| Dedicatoria | |
| PRIMERA PARTE: Exposición de Motivos | |
| Presentación | 1-1 |
| Factores Sociales | 1-1 |
| Factores Técnicos | 1-4 |
| Factores Económicos | 1-8 |
| SEGUNDA PARTE: Cálculo y proyecciones de la demanda de potencia y consumo de energía | |
| Estimación del crecimiento de la población de los centros urbanos de la zona. | 2-1 |
| Estudio de las demandas de potencia y consumos de energía de las poblaciones de la zona en los años anteriores a 1965. | 2-3 |
| Proyecciones futuras de las demandas de potencia y consumos de energía año por año, a partir del año de 1965. | 2-8 |
| TERCERA PARTE: Ingeniería del Proyecto | |
| Línea de transmisión de energía eléctrica a alta tensión: | |
| Conductor de fase para la línea de transmisión. | 3-1 |
| Comportamiento del conductor ante el efecto Corona. | 3-2 |
| Círculo equivalente del sistema de transmisión. | 3-4 |
| Comportamiento del sistema de transmisión para una regulación base y para diferentes factores de potencia de la carga. | 3-5 |
| Cálculo de las flechas y tensiones de los conductores de fase y de los cables de protección de la línea contra descargas atmosféricas. | 3-7 |
| Proyecto de las torres de soporte de la línea de transmisión. | 3-13 |
| Nivel de protección de la línea de transmisión contra descargas eléctricas atmosféricas. | 3-23 |
| Posible localización de la conexión de la línea de transmisión proyectada con uno de los ramales del Sistema Nacional de Electrificación. | 3-26 |
| Proyecto de la Subestación Samborombán: | |
| Localización de la Subestación | 3-31 |
| Capacidad de la misma | 3-32 |
| Características básicas de diseño | 3-33 |
| Características de los componentes básicos de la subestación. | 3-34 |
| Especificaciones generales | 3-39 |

Estudio y proyecto de modernización y expansión de los sistemas de distribución de las poblaciones de la zona:

| | |
|--|------|
| Estudio de los sistemas de distribución existentes en la actualidad en las poblaciones de la zona. | 3-43 |
| Análisis de los mismos. | 3-44 |
| Conclusiones. | 3-48 |
| Proyecto de modernización y expansión de los sistemas de distribución. | 3-49 |
| Consideraciones generales. | 3-50 |
| Alimentadoras rurales a 13,8 Kv. | 3-54 |
| Alimentadoras primarias o de distribución a 13,8 Kv. | 3-63 |
| Sistemas pecuierios de distribución. | 3-68 |
| Estimación del calibre y extensión de los sistemas secundarios. | 3-70 |
| Sistema de distribución para la ciudad de Samborombón. | 3-74 |
| Sistema de distribución para la población de La Victoria. | 3-80 |
| Sistema de distribución para la población de Tarifa. | 3-83 |
| Sistema de distribución para la ciudad de Salitre. | 3-87 |
| Sistema de distribución para la población de General Vernaza. | 3-92 |
| Sistema de distribución para la población de J. B. Aguirre. | 3-95 |

CUARTA PARTE: Estudio Económico

| | |
|---|------|
| Presentación y Resumen | 4-1 |
| Presupuesto de las inversiones requeridas | 4-4 |
| Línea de transmisión | 4-4 |
| Subestación Samborombón | 4-5 |
| Estación reconectora para alimentadoras rurales a 13,8 Kv. | 4-6 |
| Alimentadoras rurales a 13,8 Kv. | 4-6 |
| Sistema de distribución para la ciudad de Samborombón. | 4-7 |
| Sistema de distribución para la ciudad de Salitre. | 4-8 |
| Sistema de distribución para la población de Tarifa. | 4-9 |
| Sistema de distribución para la población de General Vernaza. | 4-10 |
| Sistema de distribución para la población de La Victoria. | 4-11 |
| Sistema de distribución para la población de J. B. Aguirre. | 4-12 |
| Estimación del presupuesto de costos. | 4-13 |
| Determinación del precio de costo por Kw/hora unitario. | 4-20 |
| Conclusiones y observaciones finales | 11 |
| Bibliografía | v |
| Anexo con planos y diagramas | |

Dedico este Estudio a mis padres y a mis maestros.

F. Oporto C.

ESTUDIOS DE UN SERVIDOR QUE PROMUEVE LA REALIZACIÓN DE
UN PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA DE LA RED

RESUMEN

Este estudio de grado ha sido realizado y concebido con el propósito de
exponer, en la medida de las posibilidades, un aspecto del mejoramiento
de las condiciones de vida ligadas a un servicio, específicamente en
el de nuestra zona, mediante el proyecto de electrificación integral
de la zona.

La zona elegida para este proyecto es la finca por las ventajas
de su ubicación, dentro de la zona del estudio, la zona que posee
las características y factores, asociados entre sí, de índole diversa
y de gran importancia, que la convierten en un área propicia para el

TERCERA PARTE: EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

desarrollo de un proyecto de esta naturaleza.

Entre factores son:

- Factores sociales,
- Factores técnicos,
- Factores económicos.

FACTORES SOCIALES

Es imperiosa necesidad de elevar el nivel de vida de los habitantes,
mediante el uso de las condiciones naturales del agua potable y la elec-
tricidad, servicios de servicio que se encuentran en las áreas me-
joradas fuera del alcance de las clases populares que habitan en la zona
de San Sebastián y Salitre, en uno de los poblados históricos de los pro-
gramas de desarrollo social y cultural.

1 - 2

EXPOSICION DE LOS MOTIVOS QUE HACEN CONVENIENTE LA REALIZACION DE UN ESTUDIO DE ELECTRIFICACION DE LA ZONA

PRESENTACION

Esta Tesis de Grado ha sido motivada y concebida con el propósito de ofrecer, en la medida de las posibilidades, un aporte al mejoramiento de las condiciones de vida imperantes en una región, importante dentro de nuestro país, mediante el proyecto de electrificación integral. A través de algunas reflexiones que se hacen a lo largo de la tesis, se intenta demostrar que la realización de un estudio de esta naturaleza, es una necesidad imperiosa para el desarrollo de la zona.

La zona escogida para este proyecto es la formada por los cantones Samborombón, Urbina Jado y parte del cantón Daule, la misma que presenta características y factores, asociados entre sí, de índole diversa y de gran importancia, que la convierten en un área propicia para el desarrollo de un proyecto de esta naturaleza.

Estos factores son:

Factores sociales,

Factores técnicos,

Factores económicos.

FACTORES SOCIALES

La imperiosa necesidad de elevar el nivel de vida de los ecuatorianos, mediante el uso de las comodidades modernas del agua potable y la electricidad, elementos de servicio que se encuentran en los actuales momentos fuera del alcance de las clases populares que habitan en la zona de Samborombón y Salitre, es uno de los postulados básicos de los programas de desarrollo social o comunal. Para General de Insurrección para

Sólo la persona de grandes recursos económicos puede afrontar el costo de utilizar una planta generadora de electricidad de su exclusiva propiedad, teniendo que hacer frente a costos de amortización y mantenimiento para obtener servicio eléctrico constante y de buena calidad, pues el que ofrecen las entidades encargadas de los servicios de luz y fuerza eléctrica es, desde todo punto de vista, anti-económico e irregular.

A menudo poblaciones enteras quedan a oscuras, debido a que el Municipio, entidad encargada de suministrar el servicio eléctrico, se encuentra ante la realidad de no poseer fondos en sus arcas para las reparaciones necesarias y menos aún para la compra de un buen surtido de repuestos que lo pongan a salvo de estas contingencias. Esta penosa se debe en parte a la necesidad de los aborígenes en cubrir el importe de sus planillas, ocasionados por la falta de severidad de los encargados del cobro de las mismas, e igualmente a que el Municipio posee una planta de pequeña capacidad operada antieconómicamente, por personal de escasa preparación.

Según la experiencia de la National Rural Electrification Cooperatives Association (NEECA), entidad responsable del desarrollo eléctrico del agro de los Estados Unidos de América, el índice de crecimiento del ingreso bruto por habitante registrado en las zonas rurales servidas por dicha entidad está en relación directa con el proceso de electrificación de cada comarca, sea que se obtenga este objetivo con la instalación de una central eléctrica en la zona, o mediante el paso de una línea de transmisión de energía eléctrica en sus cercanías.

En atención a estas circunstancias, el Plan General de Desarrollo para

(1) NEECA: Servicio Cooperativo Electrificado de Santa Fe de Bogotá.

la República del Ecuador ⁽¹⁾ establece que se lograrán sus metas sociales en el año de 1973, solamente si se cumplen los requisitos de dotar a los centros poblados rurales y a sus áreas de influencia de servicios públicos confiables y eficientes, entre ellos el de luz y fuerza eléctrica las 24 horas del día, sea mediante la organización de Empresas Eléctricas en las grandes ciudades, o por intermedio de las Cooperativas de Electrificación Rural para servir a pequeños cantones y poblaciones cercanas. Esto permitirá ampliar la capacidad de generación actual instalada en el Ecuador de poco más de 200.000 Kw. en una cantidad tal que permita llegar para 1973 a los 530.000 Kw. instalados y en servicio.

La disponibilidad de energía eléctrica para las necesidades de las poblaciones rurales y sus alrededores permitirá elevar el índice de progreso de las mismas y con él, mejorar el nivel de vida de sus habitantes al crearse nuevos negocios, industrias y establecimientos comerciales. Se ha estimado en el Plan de Desarrollo que conseguidas estas metas el ecuatoriano promedio, o sea en buena parte el habitante del agro, mejorará su ingreso per cápita, del nivel actual de 3.000 sucres anuales al doble, esto es a alrededor de 6.000 sucres anuales, con lógicas consecuencias para las actividades sociales de los ecuatorianos.

Según datos estadísticos obtenidos, la población de la zona en referencia era la siguiente hasta el año de 1965: ^(*)

| | | |
|------------------|-------------|-------------|
| <u>Población</u> | <u>1962</u> | <u>1965</u> |
| Sanborcán | 3300 | 4100 |
| Salitre | 2600 | 2750 |
| Tarifa | 600 | 650 |

(*) FUENTE: Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública.

(*) FUENTE: Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública.

| | | |
|-----------------------------------|-------------|-------------|
| <u>Población</u> | 1962 | 1965 |
| Wienon | 7000 | 7500 |
| General Vernaza | 600 | 636 |
| La Victoria | 500 | 540 |
| J. B. Aguirre | 400 | 425 |
| Población total de la zona | 8500 | 9101 |

Para los años venideros, hasta el de 1980, el crecimiento de la población se lo ha estimado como sigue: (*)

| <u>Población</u> | <u>Años</u> | | | | |
|-----------------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1962 | 1965 | 1970 | 1975 | 1980 |
| Sanborcación | 3800 | 4100 | 4700 | 5300 | 7230 |
| Salitre | 2600 | 2750 | 3030 | 3640 | 4340 |
| Tarifa | 600 | 650 | 740 | 900 | 1130 |
| General Vernaza | 600 | 636 | 705 | 841 | 1010 |
| La Victoria | 500 | 540 | 600 | 770 | 950 |
| J. B. Aguirre | 400 | 425 | 473 | 580 | 700 |
| Población total de la zona | 8500 | 9101 | 10270 | 12551 | 15380 |

En consecuencia, una electrificación de esta zona mejorará las condiciones de vida de varios miles de ecuatorianos.

FACTORES TÉCNICOS

Con la principal motivación de esta Tesis de Grado. Técnicamente, así la experiencia lo ha demostrado, no es aceptable el suplir las demandas de energía eléctrica de los centros poblados y pequeños villaricos con plantas independientes entre sí, sin ninguna coordinación entre ellas e instaladas sin tomar en cuenta las necesidades en lo pormenor

(*) FUENTE: Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública

por no haber realizado un estudio previo de las demandas futuras a largo plazo. En este caso cada pueblo tiene su planta generadora, de pequeña capacidad, lo que les permite operar normalmente por poco tiempo, con frecuentes interrupciones de servicio. Operadas casi siempre por personal empírico de escasos recursos técnicos, la vida útil de algunos equipos eléctricos, que en otras condiciones de servicio se estima en más de 30 años, se reduce en un gran margen, dándose el caso de que a los pocos meses de entrar en servicio una unidad ya necesita una reparación integral para que funcione normalmente.

Debido a su pequeña capacidad y a las malas condiciones de operación, la relación de costo de mantenimiento por kilowattio-hora generado es baja y antieconómica, agravándose la situación si se considera que se habla de equipos de 20 a 60 Kw., como son las que se encuentran en la zona.

En su totalidad los equipos trabajan por pocas horas durante la noche, con la excepción de Sanborndón que tiene servicio diurno, permaneciendo parados el resto del tiempo. Este sistema de operación no permite la amortización de la máquina y las redes eléctricas, al trabajar menos de 12 horas sobre un período de 24, y ha incidido sobre la economía de los Concejos Municipales poseedores de estas instalaciones los cuales se ven en apuros para cumplir las obligaciones contraídas para adquirirlos y en peores aún para obtener repuestos y servicio de mantenimiento técnico.

Para solucionar esto se le carga el costo del Kw-hora al consumidor, pagándose tasas verdaderamente prohibitivas que restringen el uso de la electricidad y la convierten de artículo imprescindible en objeto de

lujo al alcance de unos pocos privilegiados o de quienes se ven en la imperiosa necesidad de adquirirla a cualquier precio.

Al proyectar un sistema de energía eléctrica se le debe dar una magnitud tal que al mismo tiempo que cubra durante un cierto lapso las necesidades de la región, sean sus costos de operación y mantenimiento lo más reducidos posibles, para poder ofrecer al consumidor un servicio eficiente y de bajo costo, inculcándole a depender cada vez más de la energía eléctrica en todas sus actividades.

En los sistemas modernos, técnicamente diseñados, se trata de generar grandes cantidades de energía en una sola central eléctrica para distribuirlos por medio de redes a los diversos centros de consumo sean éstos las concentraciones humanas o áreas industriales. Interesa instalar la central en un punto de fácil acceso al combustible utilizado y si es posible al pie mismo de la fuente de origen, sea ésta una mina de carbón, o pozos petrolíferos.

Para la cuenca del río Guayas, la localización lógica de una central generadora es Guayaquil o sus alrededores, por reunir las condiciones antes mencionadas. Así lo ha considerado el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, al realizar estudios de Electrificación inmediata en las provincias de Guayas y Los Ríos, mediante líneas de transmisión de energía eléctrica. Este estudio contempla la utilización de una conexión de líneas de transmisión a alto voltaje entre la zona de Samborombón-Salitre y una cualquiera de las líneas de transmisión del sistema Nacional de Electrificación del INECEL, que transportarán la energía generada en la central Guayaquil hasta los centros de consumo.

Esta solución permitirá afrontar el crecimiento de la demanda de potencia

cia eléctrica de la zona por muchos años, que con la próxima construcción del puente sobre el río Guayas y de las carreteras estatales Duque de Salitre-Saborondón y Puente-Saborondón se espera sea de regular intensidad.

Dentro de este proyecto se considerará la distribución de la energía eléctrica para las poblaciones de la zona, siendo éstas: Saborondón, Salitre, Tarifa, General Vernaza, La Victoria y Juan Bautista Aguirre.

Saborondón, cabecera cantonal y la mayor población de la zona, posee sistema primario de distribución a 2400 voltios, contando las demás con solamente el sistema secundario a 220/127 voltios, sufriendo así las consecuentes caídas de voltaje en las líneas de los barrios más alejados del emplazamiento de la planta generadora y pérdidas excesivas de energía en el propio sistema de distribución, las que ocasionan perjuicios económicos a la entidad poseedora del mismo.

Se considera tan importante el sistema de distribución de energía como a la parte que la produce o la transmite, en cualquier proyecto de electrificación bien llevado, situación que no ha sido contemplada por las organizaciones que han tratado de solucionar el problema del abastecimiento de energía eléctrica en la región, sean éstas el Consejo Cantonal, el Consejo Provincial o el Gobierno Central. Han creído necesario contratar solamente la provisión y montaje del grupo electrógeno, y entregarlo en servicio, sin contratar conjuntamente el estudio y ejecución de la red o sistema de distribución, con el resultado de que al entrar en servicio la unidad el Consejo se ve obligado a rescatar la red de distribución antigua para aprovechar su fluyente adquisición. Estas adecuaciones se han realizado sin ningún criterio técnico, crean

de problemas que poco a poco han consumido el erario municipal.

En consecuencia, al proyectar la modernización y expansión de los sistemas de distribución que sirven a la zona, este Estudio de Electrificación formará un conjunto que comprende la línea de transmisión de energía eléctrica, subestación de transformación, y los sistemas de distribución de la misma, en un proyecto integral,

FACTORES ECONÓMICOS

La potencialidad agrícola e industrial encerrada en la zona en estudio, que se extiende sobre aproximadamente 600 Km² de terrenos fértiles y casi vírgenes, recibiría un impulso decisivo con la electrificación de la misma.

Referencia Plano No. 1

Bañada por los ríos: Babahoyo, Vinces, Salitre, Los Tintos, Daule y Macul, que al mismo tiempo la limitan, no se ha desarrollado económicamente por falta de buenas vías de comunicación terrestres que la unan a los centros poblados del Litoral y la Sierra. Hicientemente su único enlace permanente con Guayaquil y el resto del país es la vía fluvial, mediante los ríos Vinces y Babahoyo, con conexiones a los demás ríos de la región. Durante los últimos meses del verano, es decir de Setiembre a Diciembre, existe una vía carrozable que partiendo de la carretera Guayaquil-Daule-Quevedo avanza hasta Salitre, obstaculizando este tráfico por la falta de un puente sobre el río Laurel, lo cual hace a esta vía difícil de usar en verano e imposible en invierno.

Con la construcción del Puente del río Guayas y las carreteras Daule-Salitre-Samborombón y Puente Guayas-Samborombón por parte del Comité

de Vialidad del Guayas, se espera obtener un enlace terrestre que permita realizar el viaje Salitre-Guayaquil rápidamente, con los resultados que son de prever para el desarrollo de la economía de la región.

Siendo una zona bañada por varios ríos, sus tierras son aptas para cultivos tropicales, como arroz, oleaginosas, cítricos, maíz hortalizas, etc., y debido a que es plana y de fácil riego se está desarrollando en los últimos años una ganadería de fina sangre y buena cruce. Estas características permiten esperar para los próximos años un gran incremento de los negocios y a la par, de las necesidades de los habitantes, siendo las más elementales las del agua potable y la electricidad.

Las industrias que en la actualidad existen en la zona de Samborombón-Salitre son las derivadas del procesamiento del arroz, llámense Piladoras, Molinos, etc. Según datos obtenidos^(*) existen 26 piladoras y molinos de arroz en servicio en los alrededores de Samborombón, Salitre y sus parroquias, con un movimiento anual que sobrepasa los 300.000 quintales de arroz pilado y pulido, que con todos sus sub-productos como el afrecho y el polvillo, puede alcanzar a un total de 400.000 quintales de materia prima que se procesa anualmente. Todas estas empresas, algunas de ellas de regular tamaño, son los clientes potenciales que justificarían económicamente la inversión en un sistema moderno de transmisión y distribución de energía eléctrica, puesto que el solo consumo residencial y de alumbrado público no alcanza a cubrir en ningún caso el costo de operación y mantenimiento de un sistema como el antes mencionado.

Se puede esperar además que para los años venideros la demanda industrial

(*) FUENTE: Superintendencia de Piladoras - Mayo de 1965

crezca mediante la instalación en la zona de mataderos frigoríficos y procesadoras de leche, que aprovecharían la riqueza ganadera de la zona, y plantas extractoras de oleaginosas, coincidiendo este incremento de actividades con la entrada en servicio de los sistemas de carreteras Duque-Salitre-Saboradón y Punto Guayas-Saboradón. Todas estas industrias presentan fuertes demandas de potencia eléctrica, constituyéndose en los clientes justificadores de la inversión que se llevaría a cabo al ejecutar este proyecto.

INDUSTRIA DE LA CARNE Y PRODUCTOS DE LA CARNE EN
 INDUSTRIA Y COMERCIO DE ENERGIA

ENCUENO Y PROYECCIONES DE LAS DEMANDAS DE ENERGIA Y COMBUSTIBLE EN
FUNCIÓN DE LAS PROYECCIONES DE LA POBLACION EN PANAMA Y ZONA DE
CANAL

Objetivo.- Estimación del requerimiento de la población de los centros
trabajadores de la zona.- Estudio de las demandas de potencia
y consumo de energía de las poblaciones de la zona en los
años subsiguientes.- Proyecciones futuras de las demandas de
potencia y consumo de energía, año por año, a partir del
año de 1955.

EXPOSICION DEL CONTEXTO DE LA PROBLEMA EN LOS CENTROS URBANOS DE
LA ZONA DE PANAMA Y CANAL

Como parte previa a la estimación de las demandas de potencia y consumo
de energía de los centros urbanos comprendidos en la zona en estudio,
se realizó el estudio de la población urbana, por un período que

se **SEGUNDA PARTE: CALCULO Y PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE**
como el que se **POTENCIA Y CONSUMO DE ENERGIA**

se **se tomó un período de 15 años a partir de la fecha de realización**
de una Tesis, Junio de 1955, por considerar que abarca el período en
que se desarrolló el crecimiento urbano y por lo tanto precede al
estudio definitivo del crecimiento de la población, y por ende, al estudio
de las necesidades de la zona, como ocurre en otros centros
con dificultades para la apertura de carreteras, construcción de edificios
de viviendas, instalación de industrias manufactureras, etc., que
pueden cambiar en grado alto la faz de toda una región.

En consecuencia, se estudió el crecimiento de población por el
período de 1955-1970, y para poder tener una base de referencia, se
realizó los valores existentes del período 1950-1955 en sentido retrospectivo.

Los centros urbanos cubiertos de esta encuesta son D. Canal, C.

CALCULO Y PROYECCIONES DE LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y CONSUMOS DE ENERGIA DE LAS POBLACIONES DE LA ZONA DE SAMBORONDON Y SALITRE

Estimación del crecimiento de la población de los centros urbanos de la zona.- Estudio de las demandas de potencia y consumos de energía de las poblaciones de la zona en los años anteriores.- Proyecciones futuras de las demandas de potencia y consumos de energía, año por año, a partir del año de 1965.

ESTIMACION DEL CRECIMIENTO DE LA POBLACION EN LOS CENTROS URBANOS DE LA ZONA DE SAMBORONDON Y SALITRE

Como paso previo a la estimación de las demandas de potencia y consumo de energía de los centros poblados comprendidos en la zona en estudio, se estimará el crecimiento de la población urbana, por un período que se considere aporte suficientes datos para poder realizar un estudio como el que he expuesto.

Se ha tomado un período de 15 años a partir de la fecha de iniciación de esta Tesis, junio de 1965, por considerar que siendo el Ecuador un país en desarrollo, es aventurado estimar o por lo menos predecir con mucha antelación el crecimiento de la población, y por ende, el crecimiento de las necesidades de la misma, cuando entran en juego factores tan dinámicos como la apertura de carreteras, construcción de facilidades sanitarias, instalación de industrias manufactureras, etc., que pueden cambiar en pocos años la faz de toda una región.

En consecuencia, se estimará el crecimiento de población para el período de 1965-1980, y para poder tener una idea de conjunto, se tomarán los valores similares del período 1962-1964 en sentido histórico.

Los centros poblados materia de esta estimación son: Samborondón, ca-

POBLACION

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | <u>1962</u> | <u>1963</u> | <u>1964</u> | <u>1965</u> | <u>1966</u> | <u>1967</u> | <u>1968</u> | <u>1969</u> | <u>1970</u> | <u>1971</u> | <u>1972</u> | <u>1973</u> | <u>1974</u> | <u>1975</u> | <u>1976</u> | <u>1977</u> | <u>1978</u> |
| SAMBORONDON | 3800 | 3900 | 4000 | 4100 | 4210 | 4330 | 4450 | 4560 | 4700 | 4910 | 5140 | 5360 | 5610 | 5800 | 6060 | 6340 | 6620 |
| TARIFA | 600 | 615 | 630 | 650 | 660 | 684 | 700 | 718 | 740 | 778 | 808 | 843 | 880 | 920 | 961 | 1005 | 1050 |
| LA VICTORIA | 500 | 513 | 526 | 540 | 554 | 567 | 581 | 595 | 620 | 648 | 678 | 706 | 738 | 770 | 805 | 840 | 877 |
| SALITRE | 2600 | 2650 | 2700 | 2750 | 2800 | 2860 | 2910 | 2970 | 3030 | 3140 | 3250 | 3370 | 3500 | 3640 | 3770 | 3900 | 4040 |
| G. VERRAZA | 600 | 612 | 624 | 636 | 650 | 664 | 676 | 690 | 705 | 730 | 750 | 784 | 812 | 841 | 872 | 904 | 936 |
| J. B. GUILLER | 400 | 408 | 416 | 425 | 434 | 448 | 452 | 463 | 478 | 500 | 518 | 536 | 555 | 580 | 600 | 622 | 644 |
| TOTAL POBLACION | <u>8500</u> | <u>8698</u> | <u>8896</u> | <u>9101</u> | <u>9314</u> | <u>9533</u> | <u>9769</u> | <u>9996</u> | <u>10273</u> | <u>10706</u> | <u>11150</u> | <u>11597</u> | <u>12025</u> | <u>12551</u> | <u>13130</u> | <u>13761</u> | <u>14467</u> |



SECRETARIA

ESTUDIO DE LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y CONSUMOS DE ENERGÍA DE LAS
POBLACIONES DE LA ZONA PARA LOS AÑOS ANTERIORES A 1965

La segunda parte de este capítulo comprende el análisis y la estimación de las demandas de potencia y consumos de energía eléctrica por parte de las poblaciones y sus habitantes en sus actividades diarias, sean estas industriales, comerciales, etc., y asimismo las de las entidades de servicio público de la zona.

Los organismos que regentan los servicios de luz y fuerza eléctrica, en este caso los I. Concejos Cantonales de Samborombón, Urbina Jado y Daule, al momento de realizar este Estudio no contaban con datos que permitieran establecer de una manera histórica el crecimiento de la demanda de potencia y del consumo de energía por parte de sus clientes, ni referencia alguna acerca del consumo ocasionado por el servicio de alumbrado público y otros esenciales para la comunidad.

La utilización de tarifas fijas de consumo en lugar de medidores no permite realizar el análisis aproximado de los consumos y demandas de cada sector, que pudiera haberse llevado a cabo mediante el estudio de los consumos de especímenes escogidos como representativos del mismo y de los tipos de consumidores.

Las referencias que proporcionan las fechas de instalación de las unidades generadoras no se las puede utilizar, por estar muy separadas entre sí, en períodos de hasta 12 años, como es el caso de las instalaciones realizadas en la ciudad de Salitre.

Por otro lado, la pequeña capacidad de las plantas generadoras municipales no ha permitido ofrecer servicio industrial, siendo práctica

establecida que cada industria se auto-abasteca de sus necesidades de energía eléctrica y mecánica, mediante generadores y motores Diesel para impulsar sus máquinas. Los propietarios de estas industrias no han llevado un registro de la producción y demanda de sus máquinas, motivo por el cual no se ha podido obtener datos de las demandas de potencia y consumos de energía en el sector industrial para los años anteriores a 1965.

Además se debe consignar que la entidad reguladora de servicios eléctricos en el Ecuador, el IIECEL, no cuenta todavía con registros similares a los anteriores, por encontrarse en el período de formación de Empresas Eléctricas y Cooperativas de Electrificación para servir a centros poblados de mayor importancia.

La carencia de datos específicos impide la realización del análisis histórico de las demandas de potencia y consumos de energía en los años anteriores a Junio de 1965, fecha de iniciación de este Estudio de Electrificación.

ESTABLECIMIENTO DE LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA ACTUALES

Para establecer las demandas de potencia y consumos de energía eléctrica en la actualidad, se realizaron observaciones "in situ" por parte del autor de esta tesis, en cada una de las poblaciones de la zona, obteniéndose así los datos necesarios para la estimación de las proyecciones futuras de las mismas.

Dichas observaciones comprendieron lo siguiente:

Inspección de las plantas generadoras que sirven a cada población, con

el fin de conocer la capacidad de generación de las mismas, estado en que se encuentran y las máximas demandas de potencia registradas en cada una de ellas, dato este último proporcionado por el Jefe de Planta del lugar y ratificado en lo posible por el autor para períodos de 48 horas en las poblaciones de Samborombón y Salitre.

Inspección de las industrias de la zona, todas ellas piladoras de arroz, para obtener además, la capacidad instalada, conocer sus instalaciones, forma y períodos de operación.

El resultado de estas observaciones aparece resumido en las Tablas No. 4 y 4 adjuntas.

El número de consumidores actuales, en cada categoría, se determinó por inspección, utilizando además las referencias publicadas por el Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública, en su "Encuesta Sanitaria Nacional".

| | | | | |
|------------------|-------------------------|-------|------|------|
| | Piladora "Samborombón" | 105,0 | 0,77 | 81,0 |
| | Piladora "San Andrés" | 17,5 | 0,50 | 8,8 |
| | Piladora "Progreso" | 25,0 | 0,77 | 19,3 |
| | Piladora "Salitre" | 60,5 | 0,50 | 30,3 |
| | Piladora "La Salitrosa" | 40,0 | 0,50 | 20,0 |
| | Piladora "La Doña" | 35,5 | 0,50 | 17,8 |
| General Viamonte | Piladora "Marina" | 20,5 | 0,50 | 10,3 |
| | Piladora "Viamonte" | 10,0 | 0,50 | 5,0 |
| S. B. Azules | Piladora "Carolina" | 10,5 | 0,50 | 5,3 |
| | Piladora "Española" | 40,0 | 0,50 | 20,0 |

La Victoria. No existen industrias.

TABLA No. 2: DEMANDA INDUSTRIAL DE LA ZONA PARA 1965

| <u>POBLACION</u> | <u>INDUSTRIA</u> | <u>CAPACIDAD INSTALADA Kw.</u> | <u>FACTOR DEMANDA</u> | <u>DEMANDA Kw.</u> |
|------------------|-----------------------------|--|---------------------------|--------------------|
| Sanborcillo | Piladora "La Sanborcilloña" | 45,0 | 0,60 | 27,0 |
| | Piladora "Santa Ana" | 22,5 | 0,60 | 13,5 |
| Tarifa | Piladora "Santa Marisita" | 22,5 | 0,60 | 13,5 |
| | Piladora "San José" | 13,5 | 0,65 | 8,8 |
| Carmen | Piladora "Asucona" | 15,0 | 0,65 | 9,8 |
| | Piladora "Miraflores" | 103,0 | 0,55 | 56,6 |
| Victoria | Piladora "Susana" | 105,0 | 0,55 | 58,0 |
| | Piladora "San Andrés" | 45,0 | 0,60 | 27,0 |
| Salitre | Piladora "Freire" | 75,0 | 0,55 | 41,2 |
| | Piladora "Zolita" | 62,5 | 0,60 | 37,5 |
| S. Bernabé | Piladora "La Salitreña" | 49,0 | 0,60 | 29,4 |
| | Piladora "La Bocana" | 35,6 | 0,60 | 21,4 |
| General Vernaza | Piladora "Maritza" | 59,5 | 0,60 | 35,8 |
| | Piladora "Vernaza" | 35,0 | 0,60 | 21,0 |
| J. B. Aguirre | Piladora "Carolina" | 22,5 | 0,60 | 13,5 |
| | Piladora "Capricho" | 40,0 | 0,60 | 24,0 |
| La Victoria | No existen industrias. | | | |

ESTIMACIONES FINALES DE LAS DEMANDAS DE ENERGIA Y CAPACIDAD DE INSTALACION PARA EL AÑO 1965 EN KW.

La demanda actual se genera en las poblaciones de la zona de Subvención

TABLA # 3 : DEMANDA MAXIMA ANUAL PARA 1965 EN KW.

| COMUNICACION | DEMANDA RESID. | DEMANDA COMERC. | DEMANDA INDUST. | DEMANDA ALIMEN. | OTROS | CAPACIDAD INSTALADA | DEMANDA TOTAL COINCIDENTE |
|---------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------|---------------------------|---------------------------|
| | | | | | | EN PLANTA ELEC. MUNICIPAL | |
| Emborondón | 60,0 | 12,0 | 40,5 | 10,0 | 2,0 | 160,0 | 94,0 |
| Marifa | 15,0 | 5,0 | 173,7 | 3,0 | 1,2 | 24,0 | 157,0 |
| San Victoria | 15,0 | 3,5 | --- | 3,0 | 1,2 | 30,0 | 20,0 |
| Salitre | 40,0 | 10,0 | 129,5 | 10,0 | 1,5 | 68,0 | 130,0 |
| San. Vernaza | 18,0 | 5,0 | 56,8 | 5,0 | 1,2 | 30,0 | 65,0 |
| S. B. Aguirre | 10,0 | 3,0 | 37,5 | 3,0 | 1,2 | 18,5 | 42,5 |

de distribución se han establecido las necesidades de la zona en cuanto a las líneas de distribución. De las estimaciones, con esta finalidad, realizadas por la Empresa Nacional de Electrificación (ENEE) de Chile, (6) destinadas a distribuir regiones distintas de distribución en relación a las de la zona de Subvención-Valle, así como las instalaciones de la zona en el punto para la ciudad de Copiapó y la población de Huacapistán.

Con estos antecedentes, se ha proyectado la demanda de potencia para cada población de la zona para los próximos 10 años, considerando de esta la actual tasa de crecimiento de la demanda bruta en áreas de sub-

PROYECCIONES FUTURAS DE LAS DEMANDAS DE POTENCIA Y CONSUMOS DE ENERGÍA,
AÑO POR AÑO, A PARTIR DEL AÑO DE 1965

La demanda actual de energía de las poblaciones de la zona de Sanborndón y Salitre sirve de punto de referencia para realizar las proyecciones futuras de dichas demandas y consumos hacia el año de 1980.

Para cada población se han establecido los valores actuales que aparecen en los cuadros siguientes bajo el numeral 5, "Demanda neta en Kw", mediante encuesta directa y observaciones personales.

Se han estimado las pérdidas posibles del sistema de distribución, mediante un factor de pérdidas,⁽³⁾ las mismas que parecen descritas en el numeral 6 e incorporadas a la demanda neta para integrar la "Demanda bruta en Kw" para cada población y para cada año, bajo el numeral 7 de los mismos cuadros.

La proyección de la demanda de potencia de la región se ha realizado tratando en primera instancia de determinar los requerimientos mínimos de electrificación necesarios para satisfacer las necesidades de la zona durante los próximos años.^{(4) (5)}

Se han analizado, con esta finalidad, estudios realizados por la Empresa Nacional de Electrificación (ENDESA) de Chile,⁽⁶⁾ tendientes a electrificar regiones chilenas de características similares a las de la zona de Sanborndón-Salitre, así como las fluctuaciones de la demanda en el pasado para la ciudad de Guayaquil y la población de Pascuales.

Con estos antecedentes, se ha proyectado la demanda de potencia para cada población de la zona para los próximos 15 años, consciente de que la actual tasa de crecimiento de la demanda bruta en ellas es rela-

tivamente paguena por el alto costo y la deficiente calidad del servicio eléctrico, frecuentemente interrumpido, lo cual ha ocasionado la preferencia del alumbrado y cocina de alimentos a base de kerosene y gasolina.

La tasa de crecimiento estimada para los años de 1965 a 1968 inclusive, está dada exclusivamente por los incrementos de unidades generadoras para servir al sector agropecuario-industrial.

Para el año de 1968, el Instituto Ecuatoriano de Obras Sanitarias (IEOS) contempla la instalación de plantas de tratamiento de agua potable, con sus correspondientes unidades generadoras, para las poblaciones de Samborombán y Salitre, lo que significará un brusco incremento de la demanda bruta con un índice de crecimiento que llega a ser del orden del 49,0% para Samborombán y del 32,0% para Salitre. Se debe observar que estas instalaciones tendrán una utilización específica, sin constituir una disponibilidad de energía eléctrica para el consumidor potencial de la zona.

Sólo a partir de 1970 espera IECCEL incrementar las disponibilidades de energía eléctrica para las provincias del Guayas y Los Ríos, contemplando este proyecto la obtención de energía del Sistema de Electrificación de IECCEL, para abastecer las necesidades de la zona.

Esta disponibilidad de energía traerá como consecuencia el incremento de la tasa de crecimiento de la demanda bruta a partir del mismo año al encontrarse el posible consumidor ante un servicio eficiente. (7)

Tomando como base el análisis de los estudios antes mencionados y las fluctuaciones de la demanda de Guayaquil y Pasuales, se ha surtido una

tasa de crecimiento estabilizada del 7,0% anual para las poblaciones de Sanbornán, Tarifa y La Victoria, y para las poblaciones de Salitre, Vernaza y J. B. Aguirre una tasa ligeramente menor, del orden del 6,3% anual.

Se tiene entonces dos tasas de crecimiento estabilizadas, una válida para el período 1969-1968 y otra para 1973-1980, con un período intermedio de ajuste de tendencia, durante el cual gradualmente se tenderá a la tasa de crecimiento estabilizada para el período de 1973-1980.

Este ajuste gradual de la tendencia se debe al interés inicial de los pobladores por disponer del servicio eléctrico, el mismo que gradualmente disminuye al conectarse la mayor cantidad de cargas posibles, permitiendo luego sólo el crecimiento natural de la zona que proporciona la tasa de crecimiento estabilizada.

Para la proyección de los consumos de energía se ha considerado las formas de operación de los sectores comercial e industrial, mediante la Tabla adjunta,^(*) los hábitos del consumidor residencial y estimado el consumo de clientes como Escuelas, Policía, Bomberos, Municipio y Agua Potable, etc.

Se han estimado, a la vez, las pérdidas posibles de energía, el sistema de distribución de cada una de las poblaciones, las cuales aparecen bajo el numeral 10 de los cuadros siguientes e incorporadas al "Consumo bruto de Energía" bajo el numeral 11 de los mismos.

Bajo el numeral 16 se presentan los sucesivos incrementos anuales del rubro "Wattios/habitante", pudiéndose observar que para Tarifa, Salitre, Vernaza y J. B. Aguirre sobrepasa el índice los 100 w/habitante, en

| | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 |
|-----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1.- AÑO | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 |
| 2.- HABITANTES | 4106 | 4816 | 4390 | 4450 | 4700 | 5100 | 5360 | 5360 | 5360 | 5360 | 5360 |
| 3.- CONSUMIDORES | 273 | 328 | 295 | 360 | 370 | 448 | 470 | 470 | 470 | 470 | 470 |
| 4.- HABIT./CONSUM. | 15,0 | 14,6 | 14,6 | 12,2 | 12,7 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 |
| 5.- MANTEN. NETA KW | 54 | 79 | 104 | 156 | 173 | 290 | 290 | 290 | 290 | 290 | 290 |
| 6.- MANTEN. NETA MW | 7 | 7 | 8 | 12 | 14 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 | 24 |
| 7.- MANTEN. NETA KV | 101 | 106 | 112 | 168 | 207 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 | 246 |
| 8.- MANTEN. NETA MV | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 |
| 9.- MANTEN. NETA MW-M | 259 | 309 | 344 | 547 | 684 | 811 | 811 | 811 | 811 | 811 | 811 |
| 10.- MANTEN. MW-M | 8 | 9 | 11 | 13 | 17 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| 11.- MANTEN. NETA MW-N | 267 | 298 | 333 | 560 | 701 | 836 | 836 | 836 | 836 | 836 | 836 |
| 12.- FACTOR CARGA NETA MW-N | 43,5 | 46,6 | 43,2 | 40,1 | 40,4 | 40,7 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 |
| 13.- FACTOR CARGO NETA MW-N | 42,2 | 43,6 | 43,6 | 40,0 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 | 38,6 |
| 14.- FACTOR POT. % | 82,0 | 80,1 | 82,1 | 82,2 | 82,2 | 82,2 | 82,2 | 82,2 | 82,2 | 82,2 | 82,2 |
| 15.- POT. APTA BR. EVA | 183 | 189 | 196 | 206 | 232 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 | 300 |
| 16.- MANTEN./HABIT | 29,6 | 28,4 | 29,9 | 37,8 | 43,4 | 48,4 | 48,4 | 48,4 | 48,4 | 48,4 | 48,4 |

comparación con el índice de Samborombón y La Victoria, que no llegan a los 100 w/habitantes, diferencia que se presenta por el bajo índice actual de estas últimas poblaciones.

(Tablas de proyecciones futuras de demandas de potencia y consumo de energía No. 4 a No. 9).

(*) FORMAS DE OPERACION DE LOS CONSUMIDORES
INDUSTRIALES Y COMERCIALES

| Consumidor | Horas Trabajo diarias | Horas Trabajo anuales (base) |
|--------------------------|-----------------------|------------------------------|
| Industriales (Plindoras) | 12 | 3000 (8 meses) |
| Comerciales | 16 | 3600 (12 meses) |

PROYECCIONES FUTURAS DE LA DEMANDA DE ENERGIA Y CONSUMO DE ENERGIA DE SAMBORONDON

| 1.- AÑO | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2.- HABITANTES | 4100 | 4210 | 4330 | 4450 | 4560 | 4700 | 4910 | 5140 | 5360 | 5610 | 5800 | 6060 | 6340 | 6620 |
| 3.- CONSUMIDORES | 273 | 324 | 394 | 468 | 550 | 580 | 613 | 642 | 670 | 702 | 726 | 758 | 792 | 827 |
| 4.- HABIT/CONSUM | 15,0 | 13,0 | 11,0 | 9,5 | 8,3 | 8,1 | 8,0 | 8,0 | - | - | - | - | - | - |
| 5.- DEMANDA NETA KW | 94 | 99 | 104 | 156 | 193 | 228 | 262 | 290 | 314 | 335 | 358 | 383 | 408 | 437 |
| 6.- PERDIDAS KW | 7 | 7 | 8 | 12 | 14 | 18 | 21 | 24 | 28 | 31 | 34 | 37 | 40 | 43 |
| 7.- DEMANDA BRUTA KW | 101 | 106 | 112 | 168 | 207 | 246 | 283 | 314 | 342 | 366 | 392 | 420 | 448 | 480 |
| 8.- TASA CRECIMIENTO | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 49,8 | 23,0 | 19,0 | 15,0 | 11,1 | 9,0 | 7,0 | 7,0 | - | - | - |
| 9.- ENERGIA NETA MW-H | 359 | 389 | 414 | 547 | 684 | 811 | 942 | 1048 | 1150 | 1240 | 1347 | 1458 | 1572 | 1700 |
| 10.- PERDIDAS MW-H | 8 | 9 | 11 | 13 | 17 | 23 | 37 | 32 | 37 | 42 | 48 | 57 | 63 | 72 |
| 11.- ENERGIA BRUTA MW-H | 367 | 398 | 425 | 560 | 701 | 834 | 969 | 1080 | 1187 | 1288 | 1495 | 1515 | 1645 | 1772 |
| 12.- FACTOR CARGA NETA | 43,5 | 44,8 | 45,2 | 40,1 | 40,4 | 40,7 | 41,0 | 41,3 | 41,8 | 42,3 | 42,9 | 43,5 | 44,0 | 44,5 |
| 13.- FACTOR CARGA BRUTA | 42,2 | 43,5 | 43,6 | 38,0 | 38,6 | 38,9 | 39,0 | 39,2 | 39,6 | 40,1 | 40,5 | 41,1 | 41,7 | 42,3 |
| 14.- FACTOR POT. % | 82,0 | 82,1 | 82,1 | 82,3 | 82,3 | 82,3 | 82,5 | 82,5 | 82,6 | 82,7 | 82,7 | 82,7 | 83,0 | 83,0 |
| 15.- POT. APTE BR. KVA | 123 | 129 | 136 | 204 | 252 | 300 | 343 | 381 | 414 | 443 | 474 | 508 | 540 | 578 |
| 16.- WATTIOS/HABIT | 24,6 | 25,4 | 25,9 | 37,8 | 45,4 | 52,4 | 57,7 | 61,3 | 63,8 | 65,3 | 67,6 | 69,3 | 70,7 | 72,3 |



PROYECCIONES FUTURAS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMO DE ENERGIA DE TARIFA

| 1.-AÑO | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2.-HABITANTES | 650 | 666 | 684 | 700 | 718 | 740 | 773 | 808 | 843 | 880 | 920 | 961 | 1005 | 1050 | 1100 |
| 3.-CONSUMIDORES | 38 | 46 | 52 | 62 | 76 | 83 | 93 | 101 | 105 | 110 | 114 | 120 | 125 | 131 | 136 |
| 4.-HABIT/CONSUM | 17,0 | 14,5 | 13,1 | 11,2 | 9,5 | 8,9 | 8,3 | 8,1 | 8,0 | 8,0 | 6 | - | - | - | - |
| 5.-DEMANDA NETA KW | 157 | 165 | 173 | 182 | 225 | 269 | 308 | 339 | 368 | 390 | 413 | 439 | 464 | 496 | 527 |
| 6.-PERDIDAS KW | 12 | 12 | 13 | 14 | 16 | 18 | 22 | 26 | 30 | 36 | 42 | 48 | 54 | 60 | 67 |
| 7.-DEMANDA BRUTA KW | 169 | 177 | 186 | 196 | 241 | 287 | 330 | 365 | 398 | 426 | 455 | 487 | 518 | 556 | 594 |
| 8.-TASA CRECIMIENTO DEMANDA BRUTA % | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 23,0 | 19,0 | 15,0 | 11,1 | 9,0 | 7,0 | 7,0 | - | - | - | - |
| 9.-ENERGIA NETA MW-H | 576 | 603 | 621 | 643 | 835 | 1000 | 1152 | 1287 | 1408 | 1511 | 1609 | 1732 | 1847 | 1995 | 2143 |
| 10.-PERDIDAS MW-H | 16 | 18 | 20 | 22 | 26 | 30 | 34 | 39 | 46 | 53 | 61 | 69 | 79 | 91 | 102 |
| 11.-ENERGIA BRUTA MW-H592 | 623 | 641 | 641 | 665 | 861 | 1030 | 1186 | 1326 | 1454 | 1564 | 1670 | 1801 | 1926 | 2086 | 2245 |
| 12.-FACTOR CARGO NET % | 41,7 | 41,8 | 42,0 | 42,0 | 42,3 | 42,5 | 42,8 | 43,3 | 43,7 | 44,2 | 44,6 | 45,0 | 45,5 | 46,0 | 46,5 |
| 13.-FACTOR CARGO BTA % | 40,0 | 40,2 | 40,3 | 40,3 | 40,6 | 41,0 | 41,3 | 41,8 | 41,8 | 42,1 | 42,3 | 42,6 | 42,8 | 43,0 | 43,3 |
| 14.-FACTOR POT % | 77,2 | 77,3 | 77,4 | 77,6 | 77,9 | 78,2 | 78,5 | 78,8 | 79,3 | 79,9 | 81,0 | 81,3 | 82,1 | 82,9 | 83,0 |
| 15.-POT APFB BTA KVA | 219 | 229 | 240 | 252 | 310 | 367 | 421 | 463 | 502 | 532 | 561 | 597 | 631 | 671 | 716 |
| 16.-WATTIOS/ HABIT | 260 | 265 | 272 | 280 | 336 | 388 | 427 | 452 | 472 | 484 | 493 | 506 | 516 | 528 | 540 |



SECRETARI

TABLA N° 6

PROYECCIONES FUTURAS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMO DE ENERGIA DE LA VICTORIA

| 1.-AÑO | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2.-HABITANTES | 540 | 554 | 567 | 581 | 595 | 620 | 648 | 678 | 706 | 738 | 770 | 805 | 840 | 877 | 912 |
| 3.-CONSUMIDORES | 31 | 37 | 41 | 50 | 60 | 66 | 76 | 83 | 88 | 92 | 96 | 101 | 105 | 109 | 114 |
| 4.-HABIT/CONSUM | 17,3 | 15,0 | 13,9 | 11,5 | 9,9 | 9,1 | 8,5 | 8,3 | 8,0 | 8,0 | - | - | - | - | - |
| 5.-DEMANDA NETA KW | 20 | 21 | 22 | 23 | 23 | 24 | 24 | 25 | 25 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 | 26 |
| 6.-PERDIDAS KW | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| 7.-DEMANDA BRUTA KW | 22 | 23 | 24 | 25 | 25 | 26 | 26 | 27 | 27 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 | 28 |
| 8.-TASA CRECIMIENTO DEMANDA BRUTA % | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 23,0 | 19,0 | 15,0 | 11,1 | 9,0 | 7,0 | 7,0 | - | - | - | - |
| 9.-ENERGIA NETA MW-H | 85 | 89 | 94 | 99 | 125 | 148 | 175 | 198 | 218 | 234 | 254 | 280 | 306 | 334 | 359 |
| 10.-PERDIDAS MW-H | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 |
| 11.-ENERGIA BRUTA MW-H | 88 | 92 | 97 | 102 | 129 | 152 | 179 | 203 | 223 | 239 | 260 | 286 | 312 | 341 | 366 |
| 12.-FACT GARG NET % | 48,2 | 48,4 | 48,6 | 48,9 | 49,2 | 49,6 | 50,0 | 50,4 | 50,8 | 51,3 | 51,8 | 52,4 | 53,0 | 53,7 | 54,0 |
| 13.-FACT GARG BTA % | 45,6 | 45,9 | 46,2 | 46,6 | 46,9 | 47,1 | 47,5 | 48,3 | 48,8 | 49,0 | 49,4 | 50,2 | 50,6 | 51,2 | 51,6 |
| 14.-FACT POT % | 95,6 | 94,9 | 94,8 | 94,7 | 94,4 | 94,0 | 93,5 | 93,1 | 92,2 | 91,6 | 90,5 | 90,3 | 90,0 | 89,4 | 88,7 |
| 15.-POT APTE BTA KVA | 23 | 24 | 25 | 26 | 33 | 37 | 39 | 46 | 52 | 56 | 61 | 66 | 72 | 78 | 85 |
| 16.-WATTIOS/HABIT | 40,4 | 41,6 | 42,4 | 43,1 | 52,2 | 59,7 | 66,4 | 70,9 | 73,7 | 75,8 | 78,0 | 80,7 | 83,4 | 86,6 | 88,9 |

TABLA N° 7

PROYECCIONES FUTURAS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMO DE ENERGIA DE SALITRE

| | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1. --AÑO | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 |
| 2. --HABITANTES | 2750 | 2800 | 2860 | 2910 | 2970 | 3030 | 3140 | 3250 | 3370 | 3500 | 3640 | 3770 | 3900 | 4040 |
| 3. --CONSUMIDORES | 170 | 183 | 218 | 243 | 313 | 345 | 383 | 407 | 422 | 438 | 455 | 472 | 488 | 506 |
| 4. --HABIT/CONSUM | 16,2 | 15,3 | 13,1 | 12,0 | 9,5 | 8,8 | 8,2 | 8,0 | 8,0 | 9 | 9 | 10 | 10 | 11 |
| 5. --DEMANDA NETA KW | 130 | 136 | 142 | 188 | 214 | 236 | 255 | 273 | 285 | 310 | 331 | 354 | 377 | 403 |
| 6. --PERDIDAS KW | 10 | 10 | 11 | 14 | 16 | 19 | 23 | 25 | 26 | 30 | 32 | 34 | 37 | 39 |
| 7. --DEMANDA BRUTA KW | 140 | 146 | 153 | 202 | 230 | 255 | 278 | 298 | 318 | 340 | 363 | 388 | 414 | 442 |
| 8. --TASA CRECIMIENTO DEMANDA BRUTA % | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 32,0 | 14,0 | 11,0 | 9,1 | 7,0 | 6,8 | 6,8 | - | - | - | - |
| 9. --ENERGIA NETA MW-H | 545 | 569 | 596 | 706 | 759 | 850 | 932 | 1020 | 1100 | 1190 | 1280 | 1390 | 1500 | 1620 |
| 10. --PERDIDAS MW-H | 12 | 16 | 19 | 22 | 26 | 30 | 36 | 42 | 49 | 56 | 66 | 73 | 84 | 88 |
| 11. --ENERGIA BRUTA MW-H557 | 585 | 615 | 615 | 728 | 773 | 880 | 968 | 1062 | 1149 | 1246 | 1346 | 1463 | 1584 | 1708 |
| 12. --FACT CARG NET % | 42,8 | 43,0 | 43,0 | 39,4 | 40,5 | 41,1 | 41,6 | 42,3 | 43,3 | 43,8 | 44,2 | 44,9 | 45,5 | 46,1 |
| 13. --FACT CARG BTA % | 41,5 | 41,7 | 41,9 | 37,2 | 38,4 | 39,8 | 40,0 | 40,0 | 41,3 | 41,8 | 42,3 | 43,2 | 43,7 | 44,2 |
| 14. --FACT POT % | 82,8 | 82,9 | 83,0 | 83,1 | 83,2 | 83,3 | 83,3 | 83,3 | 83,5 | 83,5 | 83,5 | 83,7 | 83,7 | 83,7 |
| 15. --POT APTA BTA KVA | 169 | 176 | 184 | 243 | 277 | 306 | 334 | 358 | 381 | 408 | 435 | 463 | 494 | 528 |
| 16. --WATTIOS/HABIT | 51,0 | 52,1 | 53,5 | 69,5 | 77,5 | 84,2 | 88,6 | 91,7 | 94,4 | 97,2 | 99,8 | 102 | 106 | 109 |

PROYECCIONES FUTURAS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMO DE ENERGIA DE GENERAL VERRAZA

| 1.-AÑO | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2.--HABITANTES | 636 | 650 | 664 | 676 | 690 | 705 | 730 | 756 | 784 | 812 | 841 | 872 | 904 | 936 | 970 |
| 3.--CONSUMIDORES | 42 | 50 | 60 | 71 | 78 | 85 | 91 | 94 | 98 | 102 | 105 | 109 | 113 | 117 | 121 |
| 4.--HABIT/CONSUM | 15,0 | 13,0 | 11,0 | 9,5 | 8,8 | 8,3 | 8,0 | 8,0 | - | - | - | - | - | - | - |
| 5.--DEMANDA NETA KW | 65 | 68 | 71 | 74 | 84 | 93 | 102 | 109 | 116 | 122 | 134 | 142 | 154 | 162 | 175 |
| 6.--PERDIDAS KW | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 11 | 12 |
| 7.--DEMANDA BRUTA KW | 70 | 73 | 76 | 79 | 90 | 100 | 109 | 117 | 125 | 131 | 143 | 152 | 164 | 173 | 187 |
| 8.--TASA CRECIMIENTO DEMANDA BRUTA % | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 14,0 | 11,0 | 9,1 | 7,0 | 6,8 | 6,8 | - | - | - | - | - |
| 9.--ENERGIA NETA MW-H | 249 | 261 | 278 | 291 | 336 | 375 | 419 | 454 | 488 | 522 | 582 | 624 | 686 | 727 | 792 |
| 10.--PERDIDAS MW-H | 6 | 6 | 6 | 7 | 9 | 9 | 11 | 13 | 15 | 17 | 19 | 21 | 23 | 26 | 29 |
| 11.--ENERGIA BRUTA MW-E55 | 267 | 284 | 298 | 308 | 345 | 384 | 430 | 467 | 503 | 539 | 601 | 645 | 709 | 753 | 821 |
| 12.--FACT CARG NET % | 43,5 | 44,0 | 44,7 | 45,1 | 45,7 | 46,0 | 46,9 | 47,5 | 48,1 | 48,8 | 49,6 | 50,2 | 50,9 | 51,3 | 51,8 |
| 13.--FACT CARG BTA % | 41,7 | 41,9 | 42,3 | 43,0 | 43,6 | 43,8 | 44,6 | 45,3 | 45,8 | 46,9 | 47,9 | 48,1 | 49,4 | 49,6 | 50,0 |
| 14.--FACT POT % | 81,8 | 82,0 | 82,0 | 82,2 | 82,2 | 82,3 | 82,3 | 82,3 | 82,5 | 82,7 | 82,9 | 83,1 | 83,3 | 83,3 | 83,3 |
| 15.--POT APTA BTA KVA | 85 | 89 | 93 | 96 | 109 | 122 | 132 | 142 | 151 | 161 | 172 | 183 | 194 | 207 | 221 |
| 16.--WATTIOS/HABIT | 110 | 112 | 114 | 116 | 130 | 142 | 149 | 154 | 159 | 163 | 169 | 174 | 179 | 184 | 192 |

13.--POT APTA BTA KVA 55 56 60 62 71 79 87 92 95 101 108 115 127 138 149 158 162 169 172 179

16.--WATTIOS/HABIT 108 110 112 114 127 138 149 158 162 169 172 179 184 184 184 184 184 184 184 184

TABLA N° 9

PROYECCIONES FUTURAS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y CONSUMO DE ENERGIA DE J. B. AGUIRRE

| 1.-AÑO | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2.-HABITANTES | 425 | 434 | 473 | 452 | 463 | 478 | 500 | 518 | 536 | 555 | 580 | 600 | 622 | 644 |
| 3.-CONSUMIDORES | 25 | 29 | 33 | 39 | 48 | 54 | 60 | 65 | 67 | 70 | 73 | 75 | 78 | 80 |
| 4.-HABIT/CONSUM | 17,0 | 15,0 | 13,3 | 11,5 | 9,7 | 8,9 | 8,3 | 8,0 | 8,0 | - | - | - | - | - |
| 5.-DEMANDA NETA KW | 43 | 45 | 47 | 49 | 54 | 61 | 67 | 70 | 76 | 81 | 85 | 94 | 100 | 106 |
| 6.-PERDIDAS KW | 3 | 3 | 3 | 3 | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 7 | 9 | 7 | 8 | 8 |
| 7.-DEMANDA BRUTA KW | 46 | 48 | 50 | 52 | 59 | 66 | 72 | 76 | 82 | 88 | 92 | 101 | 108 | 114 |
| 8.-TASA CRECIMIENTO DEMANDA BRUTA % | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 4,5 | 14,0 | 11,0 | 9,1 | 7,0 | 6,8 | 6,8 | - | - | - | - |
| 9.-ENERGIA NETA MW-H | 162 | 170 | 177 | 185 | 205 | 232 | 256 | 269 | 292 | 312 | 332 | 366 | 394 | 420 |
| 10.-PERDIDAS MW-H | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 6 | 7 | 7 | 9 | 9 | 9 | 11 |
| 11.-ENERGIA BRUTA MW-H | 167 | 175 | 182 | 190 | 210 | 238 | 262 | 275 | 299 | 319 | 341 | 375 | 403 | 431 |
| 12.-FACT CARG NET % | 43,0 | 43,2 | 43,3 | 43,3 | 43,4 | 43,5 | 43,5 | 43,8 | 43,8 | 44,1 | 44,3 | 44,5 | 44,9 | 45,3 |
| 13.-FACT CARG BTA % | 40,8 | 40,9 | 40,9 | 41,2 | 41,2 | 41,3 | 41,5 | 41,5 | 41,7 | 42,0 | 42,3 | 42,5 | 42,8 | 43,1 |
| 14.-FACT POT % | 83,0 | 83,0 | 83,1 | 83,2 | 83,2 | 83,2 | 83,2 | 83,4 | 83,5 | 83,6 | 83,7 | 83,9 | 84,1 | 84,3 |
| 15.-POT APTE BTA KVA | 55 | 58 | 60 | 62 | 71 | 79 | 87 | 92 | 98 | 105 | 112 | 120 | 129 | 136 |
| 16.-WATTIOS/HABIT | 108 | 110 | 112 | 115 | 127 | 138 | 143 | 148 | 152 | 158 | 162 | 169 | 173 | 179 |

LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A ALTA TENSIÓN

SUMARIO. - Conductor de fase para la línea de transmisión. - Comportamiento del conductor ante el efecto Corona. - Circuito equivalente del sistema de transmisión. - Comportamiento del sistema de transmisión para una regulación base y para diferentes factores de potencia de la carga.

Tipo ACER. Cálculo de las flechas y tensiones de los conductores de fase y de los cables de protección de la línea contra descargas atmosféricas. - Proyecto de las torres de soporte de la línea de transmisión. - Protección de la línea de transmisión contra descargas eléctricas atmosféricas.

Possible localización de la conexión de la línea de transmisión proyectada con uno de los Radales del Sistema Nacional de Electrificación.

CONDUCTOR DE FASE PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Para la línea de transmisión proyectada, que unirá a la zona en estudio con uno de los radales del Sistema Nacional de Electrificación de IRECEL, he escogido como conductor de fase el tipo ACER (Aluminum Cable Steel Reinforced) ϕ 2 AWG, de 6 hebras de aluminio y una hebra de acero de refuerzo.

Se indica este cable por sus características de conductividad y bajo peso por unidad de longitud, que lo hacen apropiado para la construcción de líneas rurales, en las cuales se utilizan vanos largos y torres de soporte sencillas, como en este Estadio, en el cual la distancia libre o vano entre torres será de 132 a 133 metros, según la topografía del terreno.

Otra característica conveniente del conductor de aluminio reforzado con acero es su menor precio en relación con el conductor de cobre, tipo extracción dura de 97% de conductividad y de similar capacidad de conducción de corriente. Esta diferencia de precios ha inclinado al autor de esta Tesis a la utilización del aluminio, para mantener éstas en lo posible, dentro de los límites económicos.

Un reconocimiento previo del terreno y el estudio de mapas de la región disponibles ha determinado la utilización de un solo tipo de conductor de fase, ya que los cruces de ríos que se contemplan en este proyecto no sobrepasan los límites de seguridad establecidos para los conductores tipo ACER. Se estima que sólo serán necesarios los siguientes cruces: Río Babeoyo con 273 metros, río Los Tintos con aproximadamente 270 metros, y el río Vinocas con aproximadamente 213 metros.

COMPORTAMIENTO DEL CONDUCTOR ANTE EL EFECTO CORONA

El conductor seleccionado para la línea de transmisión tendrá un comportamiento satisfactorio ante el efecto Corona, siempre y cuando los conductores de fase tengan un espaciado equivalente mínimo de 2.440 metros y su superficie no haya sufrido deterioros durante las operaciones de tendido y torcido.

Según normas de diseño aceptadas internacionalmente se considera un rendimiento aceptable ante el efecto Corona, el que un conductor sufra una pérdida menor a $1,6 \text{ Kw/3 fases/m}$, durante buen tiempo, por la acción de este efecto.

El conductor # 2 NBS ACER para un voltaje de operación de 69 Kv experimenta una pérdida menor a $1,6 \text{ Kw/3 fases/Km}$ ⁽³⁾ durante buen tiempo, ofreciendo así un margen de seguridad para la operación durante lluvias o tormentas invernales.

Otra indicación del comportamiento del conductor ante el efecto Corona la proporciona el valor que asume el voltaje crítico de ruptura del dieléctrico del aire para ese calibre, ya que se considera buena práctica de diseño el que un conductor se encuentre operando en un voltaje

de línea menor que el asumido para la disrupción del dieléctrico del aire.

En este caso, para el ϕ 2 ACER se ha obtenido el siguiente valor, mediante la ecuación: $E_0 = E_0 d^{2/3} r u \log_{10} D/r$, donde: ⁽³⁾

E_0 : Voltaje crítico de disrupción del dieléctrico del aire, en Kv. línea a neutro;

E_0 : gradiente crítico en Kv/cm. y su valor es 21,2;

r : radio del conductor en cms. es igual a 0,402;

u : factor de superficie, para conductores cableados es igual a 0,94;

D : espaciamiento equivalente entre fases, en cms. es igual a 244;

d : densidad del aire, al nivel del mar es igual a 1,000;

$$E_0 = 21,2 \times 1,00 \times 0,402 \times 0,94 \times \log_{10} 244/0,402 = 45,5 \text{ Kv. de línea a neutro}$$

$$E_0 = 45,5 \times 1,73 = 78,8 \text{ Kv de línea a línea.}$$

El voltaje crítico de disrupción es un valor superior al de operación en condiciones normales para la línea.

El factor pérdidas de energía en la línea por efecto Corona ha sido considerado a partir del voltaje de disrupción del dieléctrico, mediante la ecuación:

$$P = 242/1 (f + 25) \sqrt{r/D} (E_0 - e)^2 \times 10^{-5} \text{ Kw. por fase, donde:}$$

P : pérdidas de potencia por efecto Corona;

f : frecuencia del sistema en c.p.c. es igual a 60;

e : voltaje de operación en línea a neutro es igual a 30,9 Kv; siendo

1 los demás factores los mismos de la ecuación anterior;

$$P = 242/1,00 (60 + 25) \sqrt{0,402/244} (45,5 - 30,9)^2 \times 10^{-5} \text{ Kw. por fase;}$$

$P = 0,736 \text{ Kw. por Kw. x tres fases, valor menor que el límite supuesto anteriormente como base para un comportamiento satisfactorio con respecto al efecto Corona.}$

Para la línea para cada kilovoltio una longitud

de 1 por Kw. = 1,25 + 1 0,3175, y para el recorrido total de 22,5

Kw. de 1,25 + 1 0,3175, y para el recorrido total de 22,5

Considero que el conductor escogido tendrá un comportamiento aceptable ante el efecto Corona, vistas estas estimaciones, durante buen tiempo, y actuará dentro de los límites de seguridad en mal tiempo, como el que se presenta en la época invernal.

(16) CIRCUITO EQUIVALENTE DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión proyectada, según el trazo tentativo que se verá en detalle más adelante, tiene una longitud aproximada de 12,5 Km. en un recorrido que comprende el que se denominará de ahora en adelante Ramal Bahoyo - Tres Puercos - Embarrumbán, hasta la subestación del mismo nombre.

En consideración a su longitud, puede tomarse esta línea como corta, con una capacidad en Shunt insignificante, que permite su descripción en los cálculos eléctricos, y tratar a la línea como si fuese un simple circuito en serie, con resistencias e inductancias.

Tomándola como si presentase una impedancia simple y constante, tipo serie, se obtiene: $Z = R + jX$; $Z_0 = r_0 + jX_0$, donde:

- l : longitud de la línea en Km. e igual a 12,5;
- Z : impedancia serie del circuito en ohms por Km.;
- r : resistencia del conductor en ohms por Km.;
- X : reactancia inductiva en ohms por Km., tomada para 60 cps y corregida para un espaciamiento de 244 cms. entre fases.

Las características eléctricas del conductor de fase son:

- r : 1,05 ohms por Km.;
- X : que corregida para el espaciamiento entre fases es 0,9173 ohms por Km.; presentando entonces la línea para cada kilómetro una impedancia Z por Km. = $1,05 + j 0,9173$, y para el recorrido total de 12,5 Km. de longitud el circuito equivalente tendrá una impedancia de:

$E_{reg} = 13,125 + j 11,466$ ohms.

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISION PARA UNA REGULACION DE VOLTAJE BASE Y ANTE DIFERENTES FACTORES DE POTENCIA DE LA CARGA

Para obtener una estimación de la capacidad de transporte de energía eléctrica de un sistema de transmisión usualmente se realiza un análisis conjunto que toma como base una regulación de voltaje que se considere satisfactoria, proporcione las capacidades de transporte de energía hasta cada una de las subestaciones y los porcentajes de pérdidas que se registrarán en cada una de ellas.

La regulación de voltaje base para esta estimación es del orden del 5% en el extremo de recepción, es decir en la subestación Embarratón.

La capacidad de transporte del sistema se la expresa como una función de la longitud del mismo, en Kilovoltios por kilómetro de línea de transmisión.

Conociendo el calibre del conductor y el voltaje de operación de la línea, se ha elaborado el siguiente cuadro:

CAPACIDAD DE TRANSPORTES DE ENERGIA Y PERCEPCION

DE LA MISMA EN EMERGENCIAS

| Fact. Pot. | Reg. % | KV. por Km. | Br. Sub. Embarratón | Pérd. Br. | Pérd. % |
|------------|--------|-------------|---------------------|-----------|---------|
| 1,0 | 5,0 | 224.000 | 17500 | 900 | 5,0 |
| 0,95 | 5,0 | 132.000 | 14500 | 725 | 5,0 |
| 0,90 | 5,0 | 176.000 | 14100 | 705 | 5,0 |
| 0,85 | 5,0 | 164.000 | 13100 | 695 | 5,3 |
| 0,80 | 5,0 | 160.000 | 12300 | 715 | 5,6 |

La carga máxima que puede recibirse en el terminal de la línea, con una regulación tomada en el mismo extremo y del orden del 5%, factor de potencia de 80% retrasado es:

$$\text{Carga máxima en KVA.} = \frac{(\% E I) (E_L)^2 \cos \theta}{100.000 r s} \quad \text{donde:}$$

E_L : voltaje de operación del sistema, línea a línea e igual a 69 Kv;
 $\cos \theta$: ángulo de impedancia, e igual a $\cos 29,5^\circ = 0,87$;
 r : resistencia del conductor de fase en ohms por Km. e igual a 1,05;
 s : longitud de la línea en Kms. e igual a 12,5;
 $\% E I$: caída de voltaje que se presenta en la impedancia del circuito en $\%$ e igual a 5,7; luego:

$$\text{Carga máxima en KVA} = \frac{5,7 \times 60.000^2 \times 0,87}{100.000 \times 1,05 \times 12,5} = 19.000 \text{ KVA}$$

$$\text{Carga máxima en Kw} = 19.000 \times 0,80 = 14.400 \text{ Kw.}$$

Las pérdidas máximas en la línea de transmisión, tomadas como un porcentaje de la máxima carga transmitida en KVA, están dadas por la ecuación:

$\%$ pérdidas en la línea = $\% R I = \% E I \cos \theta$, para la cual son válidos los valores correspondientes de la ecuación anterior:

$$\% \text{ pérdidas en la línea} = 5,7 \times 0,87 = 4,96\% \text{ de la carga máxima en el punto en la línea de transmisión.}$$

(3)
 Estos valores últimos hallados permiten estimar la disponibilidad del sistema de transmisión proyectado en más de 20 años, pues las proyecciones futuras de las demandas de potencia eléctrica hasta el año de 1960 no alcanzan a ocupar la máxima capacidad de transporte de energía de la línea. Estimo que se llegará a este punto en el año de 1950, obteniendo así un plazo mínimo de 25 años para la amortización del sistema de transmisión proyectado.

CALCULO DE LAS FLECHAS Y TENSIONES DE LOS CONDUCTORES DE FASE Y DE
LOS CABLES DE PROTECCION DE LA LINEA CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

El sistema de cables, se utilizará este sistema de cables para realizar las
CONSIDERACIONES GENERALES.

Del estudio previo de la topografía de la zona se ha concluido que la
 utilización de vaneos de trazo medio permitirá aprovechar la posibilidad
 del trazo a nivel en línea recta, mediante la erección de sencillas es-
 tructuras de soporte, obteniendo así una considerable reducción de cos-
 tos en el proyecto.

Para los tramos continuos se especifican vaneos de 183 metros entre las
 estructuras y para los cruces de ríos de ancho mayor que el vano tipo
 se especifica un solo tramo de 273 metros, con distancia libre o luz en-
 tre estructuras.

El conductor de fase será el # 2 AWG ACSR de 6/1 hebras y el alambre de
 tierra para protección contra descargas atmosféricas será de acero tipo
 extra alta resistencia a la tensión, de 7 hebras y 3/8 de pulgada de
 diámetro, protegido con una capa galvanizada tipo "A".

La zona de Suberón-Salitre está clasificada como de carga ligera, lo
 por sus características meteorológicas, al registrar una temperatura mí-
 nima anual mayor de 0° C., vientos regulares que no sobrepasen los 100 Km.
 por hora y ser de clima tropical húmedo. Los niveles de temperatura con-
 siderados para el cálculo de las flechas y tensiones de los cables son
 los siguientes: 16, 32 y 43° C., nivel mínimo, medio y superior de tem-
 peratura, respectivamente, que más se ajustan a las oscilaciones climá-
 ticas posibles en la región.

En virtud de que las curvas y plantillas necesarias para el cálculo de

tensiones y flechas de conductores de fase y alambres de tierra provienen de los EE.UU. de América y se encuentran en escalas referidas al sistema lb-pie, se utilizará este sistema de medidas para realizar los cálculos, convirtiéndose luego los resultados finales al sistema métrico decimal, que es el de norma en nuestro país.

CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES PARA EL CABLE DE ACERO

Características del cable de acero

Acero de extra alta resistencia en la tensión, de 7 hebras, cubiertas con protección galvanizada.

Díametro: $3/8$ pulgada. Peso: 0,273 lb/pie. Área seccional: 0,0752 pulgadas².

Tensión de ruptura: 15400 lbs. Resistencia eléctrica aproximada: 6 ohmios/milla.

Peso resultante del cable para una zona de carga ligera: 0,394 lb./pie, para una presión del viento de 9 lb./pie², correspondiente a vientos de 60 millas por hora.

Para obtener un diseño que evite la fatiga excesiva del cable la tensión inicial sin carga, al momento de templado, no debe exceder del 50% de la tensión de ruptura, o sea, no debe asumir valores mayores a las 3100 libras. La máxima tensión con carga del viento sobre el cable no debe exceder del 50% de la tensión de ruptura, es decir no debe sobrepasar las 7700 libras.

Como condiciones iniciales de templado se ha tomado una temperatura de 90° F. y 0 lbs. de presión del viento sobre el cable.

Cálculo de flechas y tensiones para el cable de acero.

Se realizará mediante el método gráfico de obtención de flechas y tensiones para el cable de acero de alta resistencia. (3)

$$\text{Longitud del vano equivalente sin carga} = \frac{S \times W}{A};$$

$$\text{Longitud del vano equivalente con carga} = \frac{S \times W_r}{A}, \text{ donde}$$

S : Longitud del vano = 600 pies;

W : peso del cable = 0,273 lb/pie;

W_r : peso resultante del cable con carga del viento = 0,394 lb/pie,

A : área seccional del cable = 0,0792 pulg.², luego:

$$\text{Longitud del vano equivalente sin carga} = 2070 \text{ pies}$$

$$\text{Longitud del vano equivalente con carga} = 3000 \text{ pies.}$$

Utilizando la figura 5 para realizar gráficamente el cálculo, se obtienen los valores siguientes:

| Temp. ° C. | Tensión hilos en Egs. | | Flecha en ft. | | Flecha en metros | |
|------------|-----------------------|-------|---------------|-------|------------------|-------|
| | Inicial | Final | Inicial | Final | Inicial | Final |
| 15 | 1320 | 1502 | 0,600 | 0,62 | 1,095 | 1,125 |
| 32 | 1403 | 1334 | 0,635 | 0,70 | 1,210 | 1,260 |
| 49 | 1375 | 1255 | 0,75 | 0,77 | 1,375 | 1,400 |

Diámetro: 0,215 pulgadas. Peso: 0,273 lb/pie. Área seccional: 0,0792 pulg.². Tensión máxima de diseño: 1535 Egs. o 22,7% de la tensión de ruptura del cable.

El peso de carga ligera: 0,394 lb./pie, correspondiente a una presión

Flecha Máxima con carga: 1.600 metros.

El posible caso de alguno de los ríos de la región presenta un vano de 900 pies, para el cual se realizará también el cálculo de las flechas y tensiones, presumiendo constantes, en las fórmulas a emplearse, los valores correspondientes de los demás factores:

$$\text{Longitud del vano equivalente sin carga} = \frac{900 \times 0,273}{0,0792} = 3100 \text{ pies};$$

$$\text{Longitud del vano equivalente con carga} = \frac{900 \times 0,394}{0,0792} = 4500 \text{ pies}$$

Mediante la figura # 2 se ha realizado el cálculo gráfico, con los siguientes resultados:

Cálculo de las flechas y tensiones

| Temp. ° C. | Tensión kilogramos | | Flecha en % | | Flecha en metros | |
|------------|--------------------|-------|-------------|-------|------------------|-------|
| | Inicial | Final | Inicial | Final | Inicial | Final |
| 16 | 1495 | 1465 | 0,90 | 0,92 | 2,470 | 2,521 |
| 32 | 1405 | 1350 | 0,99 | 1,02 | 2,720 | 2,795 |
| 49 | 1270 | 1233 | 1,09 | 1,12 | 2,930 | 3,043 |

Tensión máxima de diseño: 1540 Kgs. o 23,90% de la tensión de ruptura del cable.

Flecha máxima con carga: 3,370 metros.

Área seccional del conductor = 0,0608 pulgadas².

CÁLCULO DE PIEZAS Y TORNILLOS PARA EL CONDUCTOR DE FASE

Características del conductor de aluminio reforzado con acero

Aluminio para aplicaciones eléctricas, dispuesto en 6 hebras, con una de acero de alta resistencia a la tensión formando su núcleo, tipo 6/1, calibre # 2 AWG ACER.

Dímetro: 0,316 pulgada. Peso: 0,0713 lb/pie. Área seccional: 0,0608 pulgadas². Tensión de ruptura: 2790 libras. Peso resultante del cable para una zona de carga ligera: 0,3045 lb./pie, correspondiente a una presión del viento de 9 lb./pie². La tensión inicial sin carga, al momento de templado, no excederá del 33,3% de la tensión de ruptura, es decir no asumirá un valor mayor de 930 libras. La máxima tensión con carga del viento no sobrepasará el 50% de la tensión de ruptura, para obtener un margen de seguridad en caso de fuertes vientos que incidan sobre el conductor de fase.

Como condiciones iniciales de templado se ha escogido 90° F. y 0 lbs.

de presión del viento sobre el conductor.

Cálculo de las flechas y tensiones

Utilizando el método gráfico para la realización de este cálculo, Fig.

Fig. 3, se obtuvieron previamente los valores de:

$$\text{Longitud del vano equivalente sin carga} = \frac{B \times W}{A};$$

$$\text{Longitud del vano equivalente con carga} = \frac{B \times W_r}{A}, \text{ donde:}$$

B : Longitud del vano en pies = 600;

W : peso del conductor = 0,0913 lb/pie;

W_r : peso resultante del conductor con carga del viento = 0,3040 lb/pie;

A : área seccional del conductor = 0,0603 pulgadas². Luego:

$$\text{Longitud del vano equivalente sin carga} = \frac{600 \times 0,0913}{0,0603} = 900 \text{ pies;}$$

$$\text{Longitud del vano equivalente con carga} = \frac{600 \times 0,3040}{0,0603} = 3000 \text{ pies.}$$

Dichos valores aplicados al gráfico dieron como resultado:

| Temp. °C. | Tensión kilogramos | | Flecha en % | | Flecha en metros | |
|-----------|--------------------|-------|-------------|-------|------------------|-------|
| | Inicial | Final | Inicial | Final | Inicial | Final |
| 16 | 401 | 420 | 0,65 | 0,67 | 1,188 | 1,220 |
| 32 | 422 | 317 | 0,75 | 0,79 | 1,335 | 1,445 |
| 49 | 365 | 286 | 0,825 | 0,85 | 1,510 | 1,550 |

Tensión máxima de diseño: 617 Kgs., o 48,6% de la tensión de ruptura del conductor.

Flecha máxima con carga: 3,105 metros.

Para el cruce de alguno de los ríos que tenga un ancho mayor que el previsto, se especifica un vano de 900 pies, para el cual se calcularán flechas y tensiones, mediante los valores de:

Longitud del vano equivalente sin carga = $\frac{900 \times 0,0713}{0,0608} = 1350$ pies

La longitud del vano equivalente con carga = $\frac{900 \times 0,3040}{0,0608} = 4500$ pies,

Es decir, de líneas a líneas, tomando en cuenta para ellas la siguiente:

a la figura 4 dieron como resultado el siguiente:

- El voltaje de operación, líneas a líneas de los conductores del sistema E₂

| Temp. °C. | Tensión libras | | Flecha en % | | Flecha en metros | |
|-----------|----------------|-------|-------------|-------|------------------|-------|
| | Inicial | Final | Inicial | Final | Inicial | Final |
| 16 | 375 | 317 | 1,40 | 1,60 | 3,810 | 4,390 |
| 32 | 331 | 282 | 1,57 | 1,80 | 4,330 | 4,840 |
| 49 | 297 | 249 | 1,75 | 2,00 | 4,750 | 5,490 |

Tensión máxima de diseño con carga: 630 Kgs. o 49,9% de la tensión de ruptura del conductor.

Flecha máxima con carga: 6,640 metros.

Para el proyecto de las estructuras de soporte de la línea de transmisión se utilizarán los valores obtenidos como flechas finales a la temperatura de 49°C., sin presión del viento sobre los cables y conductores, siendo éstos:

Flecha del cable de acero para vane de 183 mts.: 1,400 metros

Flecha del conductor de fase para vano de 183 mts.: 1,550 metros

Flecha del cable de acero para vane de 273 mts.: 3,048 metros

Flecha del conductor de fase para vano de 273 mts.: 5,490 metros,

las características de estos conductores de baja resistencia a tierra de los

servicios por donde cruzará la línea de transmisión.

Es de mencionar que para las líneas de transmisión, tipo rural a 69 Kv.,

la Red Eléctrica Administrativa (REA) y la ENEA, creadas en

los Estados Unidos de América, han establecido como máxima de diseño el

uso de cables de acero aluminado de suspensión del tipo antes descritos

PROYECTO DE LAS TORRES DE SOPORTE DE LA LINEA DE TRANSMISION

La línea de transmisión propuesta ha sido proyectada para un voltaje de 69 Kv., de línea a línea, tomando en cuenta para ello lo siguiente:

- El voltaje de operación, línea a línea de los Regales del Sistema Nacional de Electrificación proyectados por el IEECEL será de 69 Kv., disposición que permite el ahorro del costo extra de una subestación de transformación en el punto de conexión de la línea propuesta con el ramal de IEECEL, equipo adicional necesario si se utilizara un voltaje diferente al de éste;
- Se obtiene así, además, la estandarización de los voltajes en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, necesaria para disponer un sistema de transmisión normalizado para todo el país, ahorrando grandísimas al no estar obligados a especificar diversa gama de voltajes para las interconexiones entre ellos.

Para un voltaje de 69 Kv. lo aconsejable es el uso de aisladores de suspensión, de porcelana resistente a las altas tensiones eléctricas, tipo standard de 10 pulgadas de diámetro y 53/4 pulgadas de alto, colocados en cadenas de cinco aisladores.

La utilización de cadenas de cinco unidades de suspensión del tipo antes descrito presenta un alto nivel básico de aislamiento, sumándose a esto las características arcillosa-húmeda de baja resistencia a tierra de los terrenos por donde cruzará la línea de transmisión.

Es de mencionar que para sus líneas de transmisión, tipo rural a 69 Kv., la Rural Electrification Administration (REA) y la NEECA, entidades de los Estados Unidos de América, han establecido como normas de diseño el uso de cadenas de cuatro aisladores de suspensión del tipo antes descrito.

Ellos justifican esta economía considerando que se trata de líneas rurales de segunda importancia, en las cuales se puede permitir sin graves consecuencias fallas y salidas de servicio del sistema, realizando así un ahorro que dentro de este Estudio no se lo puede obtener, pues al ser esta línea el único medio de transporte de energía a la zona de Sanborombón y Salitre, necesariamente se debe asegurar la continuidad del servicio dentro de los límites de la economía.

Al utilizar cadenas de cinco aisladores, ésta tendrá una longitud aproximada de 0,91 metros, incluyendo la longitud de los herrajes de sujeción a la cruzeta y la grampa de sujeción del conductor de fase.

Con el fin de asegurar la disposición de un proyecto práctico y económico de las torres de soporte, es necesario considerar los factores que a continuación se detallan:

Características meteorológicas de la zona, velocidad del viento, ángulo de proyección de los alambres de tierra sobre los conductores de fase, flecha de los conductores de fase, mínima distancia libre del conductor más bajo sobre tierra, distancia libre entre conductores de fase y alambres de tierra en la mitad del vano, nivel isokorámico de la zona y como consecuencia de ello el valor de la resistencia a tierra en el pie de la torre de soporte.

Características meteorológicas de la zona.

Clasificada como tropical-sabana; para el período de 1961-1964 se registraron en sus proximidades los siguientes valores promedio:

Temperatura ambiente en °C. : Máxima: 34,0 Mínima: 16,2 Media: 25,6
 Humedad relativa: 83%, con una precipitación anual media de 1200 milímetros.

Velocidad del viento

Velocidad del viento

La zona de Sanbernabé-Salitre y sus proximidades ha registrado en los últimos años, especialmente durante la temporada invernal, vientos del orden de los 5 mts/seg. como máximos en un período de tres años, es decir para el período 1963-1965⁽¹⁰⁾. Esto ha sido de fuertes lluvias, inundaciones y vientos de regular intensidad, por lo que aporta datos suficientes para este estudio. Convirtiendo dicho valor a Km. por hora, el conductor de fase debe soportar la incidencia de vientos de 18,0 Km. por hora sobre su superficie, estimando en base al máximo registrado durante ese período, tomándose, por razones de seguridad una velocidad de 100 Km. por hora como máxima.

El factor viento es de primordial importancia, puesto que al incidir sobre la superficie del conductor de fase causará una inclinación de éste con respecto de la vertical, y su acercamiento al alambre de puesta a tierra, reduciendo así el nivel básico de aislamiento obtenido durante tiempo normal.

Ángulo de protección de los alambres de tierra sobre los conductores de fase

Los alambres de tierra tienen como función primordial la de proteger a los conductores de fase contra daños causados por descargas atmosféricas, es decir por rayos, al conducir la corriente de descarga de las mismas instantáneamente a tierra, sin permitirle que afecte a los conductores.

La experiencia ha demostrado que el ángulo de protección de los alambres de tierra sobre los conductores de fase debe ser de 30° tomados entre la vertical que pasa por el alambre de tierra y la línea que une a éste

con el conductor de fase que se encuentra hacia el exterior de la línea.

no existen tensiones mecánicas que lo decaigan más a ser, por lo que

Flecha de los conductores de fase

Para un vano de 133 metros se ha obtenido una flecha de 1,55 mts. con el $\# 2$ ACSR, valor asumido para una temperatura ambiente de 45°C , lo cual permite un relativo margen de seguridad.

Distancia libre del conductor más bajo sobre tierra

Para un voltaje de línea de 69 Kv. y para un valor de flecha final del conductor de la fase obtenida a 45°C , sin carga del viento, la mínima distancia libre entre el conductor más bajo y el nivel del terreno debe ser de 7,00 mts. ⁽³⁾ Se ha considerado que el trazo de la línea de transmisión seguirá el de una carretera o camino vecinal.

Distancia libre entre conductores de fase y alambres de tierra en el centro del vano

Debe existir una distancia mínima de separación entre los alambres de tierra y los conductores de fase para evitar que éstos se quemen al recibir la descarga subsidiaria provocada por la caída de un rayo sobre los alambres de tierra. Además, por seguridad se determina una distancia libre tal que permita que un conductor se lleve sin hacer contacto con los alambres de tierra, lo cual ocasionaría falla de potencia. En la práctica se considera satisfactoria una distancia libre en el centro del vano que asuma un valor aproximadamente igual al de la separación entre los conductores de fase.

Nivel Isotérmico de la zona

El nivel isotérmico indica el número de días del año en el que se han

ESTRUCTURAS DE SOPORTE PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROYECTADARef. PLANO No. 3

Se ha escogido como estructura básica de soporte de la línea de transmisión el tipo "H", formada por dos postes de concreto centrifugado u hormigón pretensado, y una cruceta de madera tratada con creosota.

Este tipo de estructura flexible permite la utilización de materiales existentes en el país, evitando así la salida de divisas necesarias en otros rubros, es de fácil erección y bajo costo de mantenimiento y presenta elevada resistencia a la torsión en caso de ruptura de algún conductor de fase o alambre de tierra.

El diseño de la estructura básica se lo realizará en dos sentidos: horizontal, tomando en cuenta el factor viento y aislamiento de la madera; y vertical, considerando las flechas de los conductores y alambres de tierra y distancia libre entre conductores de fase y tierra.

El viento al incidir sobre la superficie de un conductor lo inclina un ángulo β , determinado por la vertical que pasa por el conductor en condiciones normales y la línea recta que una al mismo en su nueva posición con el punto de sujeción de los aisladores en la cruceta.

Para estructuras tangentes, localizadas en línea recta y trazo a nivel, el ángulo de balanceo β está dado por:

$$\text{tang. } \beta = \frac{(H \times W_H)}{(V \times W_V) + W_1}, \text{ donde:}$$

H : vano horizontal; e igual a 153 mts;

V : vano vertical, por ser terreno a nivel es igual al horizontal;

W_H : carga del viento sobre el conductor, para una velocidad máxima

de 100 Kv. por hora corresponde a $0,364 \text{ Kg/mt.}^2$;

W_v : peso por metro de conductor = $0,136 \text{ Kg/mt.}$;

W_1 : peso de la cadena de aisladores = $26,5 \text{ Kgs.}$; longitud

$$\text{tang. } \phi = \frac{183 \times 0,364}{183 \times 0,136 + \frac{1}{2} 26,4} = 1,73 ; \phi = 60^\circ$$

La cadena de aisladores, de $0,91 \text{ mts.}$ de longitud, será desplazada, $0,79 \text{ mts.}$ en sentido horizontal por la acción del viento, desplazamiento que acercará al conductor de fase al alambre de puesta a tierra, ocasionando la reducción del nivel básico de aislamiento obtenido.

La coordinación del nivel de aislamiento dado por los aisladores y la cruzeta de madera con el espacio de aire equivalente permite corregir el efecto del viento, obteniendo así un nivel básico de aislamiento con valores equilibrados.

Los cinco aisladores de suspensión ofrecen un nivel de aislamiento de 650 Kv. para una onda standard de impulso de voltaje de $1\frac{1}{2} \times 40$ microsegundos. (3) El espacio de aire equivalente necesario entre conductor y alambre de puesta a tierra es de $0,765 \text{ metros}$, obteniendo así la coordinación del aislamiento para condiciones de carga del viento sobre el conductor.

En condiciones normales se obtendrá un nivel mayor mediante el efecto combinado del aislamiento ofrecido por la madera de la cruzeta y los aisladores de suspensión. La madera ecuatoriana por falta de un adecuado tratamiento no alcanza un nivel mayor de los 100 Kv. por cada $0,30 \text{ mts.}$ de longitud, reduciéndose este valor para algunos tipos a solamente 75 Kv. por $0,30 \text{ mts.}$ de longitud. La madera que mejores características presenta para su utilización como cruzeta es el Noval, que con

adecuado tratamiento debe alcanzar un aislamiento de 75 a 100 Kv., motivando esta cualidad su elección como la indicada para este uso en el proyecto.

En condiciones de carga del viento se obtiene una separación de 0,457 mts. de aire entre el conductor de fase y el alambre de puesta a tierra, la cual combinada con 0,79 mts. de madera ofrece un nivel básico de aislamiento de 750 Kv.

El espaciamiento horizontal entre el conductor de fase y el alambre de puesta a tierra será de 1,555 mts. en condiciones normales, es decir, cuando los conductores de fase estén a plomo con la vertical, y entre conductores de fase será de 3,110 metros. En el sentido vertical los factores determinantes son la flecha del conductor de fase, distancia libre entre el conductor y tierra y la altura necesaria para obtener el ángulo de protección de los alambres de tierra sobre los conductores de fase.

Para proporcionar el ángulo de protección de 30° a los conductores de fase, el punto de sujeción del alambre de tierra a la estructura de soporte estará a 2,600 metros sobre el nivel de los conductores.

La distancia libre mínima entre conductor y tierra será de 7,000 metros y la separación en medio del vano entre alambres de tierra y conductores de fase asumirá un valor de 3,120 metros como mínimo, obteniéndose así un valor superior al de la separación horizontal entre conductores de fase.

La estructura de soporte a utilizarse para el cruce previsto de algunos ríos, con estos valores se puede dimensionar la estructura de soporte, para el vano señalado para cruce de ríos se ha fijado en 573 metros, longitud que es la necesaria para proporcionar buena inclinación y estabilidad.

DEMSIONES DE LA ESTRUCTURA BASICA EN METROS: "TIPO "H". Flexible

| <u>Horizontal</u> | | <u>Vertical</u> | |
|--|-------|---|-------------|
| Espaciamiento entre conductor de fase y alambre de puesta a tierra | 1,555 | Distancia libre flecha conductor fase sobre nivel del terreno | 7,000 |
| Espaciamiento entre conductores de fase | 3,110 | Flecha conductor de fase | 1,555 |
| Longitud total de la cruzeta | 6,550 | Altura sujeción cruzeta sobre nivel del terreno | 9,500 |
| | | Altura sujeción del alambre de tierra sobre nivel del terreno | 11,250 |
| | | Espotamiento postes | 2,000 |
| | | Longitud total mínima poste | 13,500 |
| | | | 11,000 mts. |

Especificaciones para la estructura básica de soporte (11)

Postes. - De hormigón pretensado o concreto centrifugado, de 13,700 metros de longitud total (43 pies); capaces de resistir 700 Kgs. aplicados 0,300 metros por debajo del extremo o tupo de los pilares, cuando estén enterrados a una profundidad igual a la sexta parte de su longitud total.

Cruce. - De madera incombustible, avial en lo posible, de 6,550 mts. de longitud total, y de 0,150 x 0,125 metros de sección transversal, tratada con creosota en toda su longitud.

Pernos. - Acero de alta resistencia, 5/8 pulgadas de diámetro, resistencia a esfuerzo cortante de 6,800 Kgs., 12 pulgadas de longitud.

La estructura de soporte a utilizarse para el cruce previsto de alguno de los ríos de la región, será de mayores dimensiones que la básica, pues el vano estimado para cruce de ríos se ha fijado en 273 metros, longitud que se la considera necesaria para proporcionar buena fundación y ancla-

Je a las estructuras. LA ALTA DE TRANSICION COMO INDICACION

La navegabilidad de los ríos de esa zona por parte de embarcaciones de cabotaje obliga a una distancia libre mínima de 11,000 metros, entre el conductor de fase más bajo y el nivel de la más alta garca, evitando con ello el peligro de que los mástiles y antenas de radio y telegrafía de los usuarios de esta vía entren en contacto con los conductores de la línea, con las consecuencias que son de prever.

Las dimensiones verticales de dichas estructuras serán:

| | |
|---|-------------|
| Distancia libre flecha conductor fase sobre nivel más alta marea. | 11,000 mts. |
| Flecha conductor de fase | 5,500 " |
| Altura cruceta sobre nivel del terreno | 17,400 " |
| Altura sujeción alambre de tierra sobre nivel terreno | 19,200 " |
| Longitud empotrada para parantes | 3,050 " |
| Longitud total mínima vertical de la estructura | 22,500 " |

Las dimensiones horizontales dependen del tipo de estructura a utilizarse, por lo que no se incluyen, ya que estructuras de soporte de estas dimensiones tienen características de resistencia mecánica, y cálculo de especificaciones técnicas fuera del alcance de este proyecto, que formarían parte de un estudio definitivo de erección y tendido de la línea de transmisión.

Se define el nivel de protección de un sistema de transmisión como la mínima tensión, expresada en kilovolios, de descarga de un tipo que se prevenga sobre aisladores por contacto del aislador.

Este nivel puede calcularse en base de los datos siguientes:

NIVEL DE PROTECCION DE LA LINEA DE TRANSMISION CONTRA DESCARGAS
ELECTRICAS ATMOSFERICAS.

El comportamiento de un sistema de transmisión de energía eléctrica ante las descargas provocadas por los rayos que caen en su proximidad, depende en su grado del nivel de protección dado al mismo. Este valor a su vez se refleja directamente en las posibles interrupciones que originan salidas de servicio provocadas por descargas atmosféricas.

Se ha llegado a la conclusión de que las líneas de transmisión de energía deben tener su protección contra descargas atmosféricas orientadas hacia los posibles golpes directos, denominación que se da al rayo que descarga directamente sobre la línea todo su potencial energético.

Tal protección la proporciona el alambre de tierra, utilizado en el proyecto de esta línea, que conduce como su nombre lo indica la descarga eléctrica a tierra, disipándola sin causar daño por quemadura a los conductores de fase o a la cruceta de madera de la estructura de soporte. Sin embargo, se considera que la caída de un rayo en golpe directo induce un voltaje entre los conductores de fase, valor que en el caso de que sobrepasare el proporcionado por el nivel de aislamiento del sistema podría provocar arcos eléctricos por contorno del aislador y por ende, fallas sostenidas de potencia.

Se define el nivel de protección de un sistema de transmisión como la máxima tensión, expresada en kil-voltios, de descarga de un rayo que no provocará arcos eléctricos por contorno del aislador.

Este nivel puede calcularse en base de los datos siguientes:

Número de aisladores que integran cada columna de aisladores en unidades;

- Longitud del vano entre torres: 133 metros;
- Resistencia de puesta a tierra: 10 a 25 ohmios;
- Separación en el centro del vano: 3,20 metros;
- Nivel isocorómico de la zona: 30; que insertados en las Curvas de probabilidades de fallas y corrientes permisibles de descarga, ⁽³⁾(11), se determinan los niveles:
- Nivel de protección obtenido en la torre: 9.000 Kv.
- Nivel de protección obtenido en la mitad del vano: 10.500 Kv.,

lo cual indica que la tensión que pudiera provocar un arco o una interrupción de servicio debe superar los valores antes obtenidos como valor de tensión mínima.

Una corroboración de la protección obtenida en el diseño la proporciona que la corriente permisible de descarga, es decir, la máxima corriente que puede descargar el alambre de tierra sin que sufra deterioro la estructura o quemaduras los contactores de fase.

- Corriente permisible de descarga en la torre: 53.000 amp.
- Corriente permisible de descarga en la mitad del vano: 83.000 amp.;

El nivel de protección se refleja como ya dijimos en las probabilidades de falla e interrupciones de servicio que puede sufrir el sistema, valor que usualmente se lo expresa como el número de probabilidades de interrupciones por 100 Km. de línea y por el período de un año. En la línea proyectada se tiene:

- Probabilidades de falla en la torre: 5 x 100 Km. por año;
- Probabilidades de falla en la mitad del vano: 1,7 por 100 Km. y por año.

Para obtener el número total de probabilidades de falla en todo el sis-

tama, se toma el valor promedio de las probabilidades de falla en la torre y en la mitad del vano:

Prob. total fallas sistema = $\frac{\text{Prob. Falla torre} + \text{Prob. falla mitad del vano}}{2}$

Prob. total fallas en el sistema = $\frac{2 + 1,7}{2} = 3,35$ por 160 Km. y por año

Se puede así asumir que el sistema de transmisión de energía eléctrica proyectado afronta la probabilidad de 3,35 fallas que provoquen interrupciones del servicio durante el período de un año.

Considero éste un comportamiento aceptable ante las descargas atmosféricas, pues según experiencias de la REA ⁽¹²⁾ sus líneas rurales, de características de diseño similares a ésta, pueden operar bajo una probabilidad de 5 fallas por 160 Km. y por año para un nivel isocorónico de 30, dado que consideran ellos que una línea de segunda importancia debe construirse económicamente, pero dentro de límites de buen funcionamiento.

En este proyecto se ha alcanzado un estándar más alto de protección por razones técnicas, considerando en primer lugar que esta línea será por mucho tiempo el único medio capaz de alimentar energía eléctrica a la zona materia de este Estudio y que por lo tanto no puede estar sujeta a frecuentes interrupciones de servicio; y a que en el Ecuador no se tiene todavía gran experiencia en el mantenimiento de líneas de transmisión de un voltaje del orden de 69 Kv., pudiendo ocurrir que esta falta de experiencia ocasiona errores en el despeje de una falla, con la consecuencia de la falta de energía para el sistema de distribución en las poblaciones de la zona.

de, un equilibrio entre factores técnicos y económicos, pidiendo esta igualdad de eficiencia en la operación; el factor de costo como índice de selección y también otros aspectos de operación y mantenimiento.

POSIBLE LOCALIZACIÓN DE LA CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROYECTADA CON UNO DE LOS RAMALES DEL SISTEMA NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN.

Dentro de esta Tesis de Grado, en el capítulo dedicado a la motivación de la misma, se ha determinado que la zona de Sarborenián y Salitre recibirán energía eléctrica en el futuro, de uno de los ramales con que contará el Sistema Nacional de Electrificación de INECEL y que se espera entre en operación para el año 1970.

INECEL tiene proyectadas dos líneas de transmisión de energía eléctrica que pueden servir de ramal principal para los objetivos de este Estudio: la línea que saliendo del Km. 4,500 de la carretera a Daule, atraviesa la ciudad de Guayaquil por el norte, cruza los ríos Daule y Babahoyo y partiendo de la población de Elcy Alfaro (Durán) sigue un trazo paralelo al de la carretera Durán-Babahoyo, hasta la población últimamente mencionada; y la línea Guayaquil-Balsar, que saliendo de la ciudad de Guayaquil, a la altura del Km. 4,500 de la carretera a Daule, sigue un trazo paralelo al de la carretera Guayaquil-Daule-Balsar, hasta esta última población. Los dos ramales han sido calculados para un voltaje nominal de 69 Kv. L-L, y según consultas realizadas durante este proyecto a INECEL, por intermedio de su Secretaría General en Quito, van a portar energía en cantidad suficiente como para hacer frente a una conexión y derivación de energía eléctrica hacia los centros de consumo de la zona, ubicados en la zona de Sarborenián y Salitre.

La selección del punto de conexión se considera que representa, ante todo, un compromiso entre factores técnicos y económicos, primando ante igualdad de eficiencia en la operación, el factor de menor costo inicial de erección y menores costos anuales de operación y mantenimiento.

más alto tiene 300 metros, siguiendo un terreno alto y plano, alejando del peligro de las crecientes invernales.

Se estima que por las características antes anotadas la alternativa primera no presenta graves problemas de trazado y erección de la línea, quedando como factor determinante de la erección la longitud aproximada de la misma.

Selección de la alternativa más conveniente

- b) **Conexión con el Canal Babahoyo.** Esta alternativa presenta la conexión a la altura del kilómetro 30 de la carretera Durán-Babahoyo. A partir de la instalación de los seccionadores automáticos del sistema, sigue el trazo de un camino de verano existente en la actualidad y que desemboca en el punto denominado Tres Postes, situado sobre la margen este del río Babahoyo. Cruza el mismo a la altura de aproximadamente 1 kilómetro de la población de Saborondón, localizando la subestación del mismo nombre sobre la margen Este del camino de verano Saborondón-Tarifa.
- La longitud aproximada de este trazo es de 12,5 Km., en un recorrido por terrenos de características similares a los de la alternativa (a). El trazo del camino de verano a utilizarse es casi recto, ya que se trata de una planicie con leves ondulaciones y sin ríos que obstaculicen su cruce, con solamente esteros pequeños de aproximadamente 20 a 30 metros de ancho.
- El obstáculo principal lo presenta el cruce del río Babahoyo, con una distancia de aproximadamente 203 metros entre sus márgenes, el cual puede salvarse mediante la erección de estructuras estáticas de 23,000 metros de alto, que permitirían la libre navegación fluvial en ese sector.

Las márgenes del río Babahoyo en ese punto son altas, tipo barranca de co, circunstancia ventajosa en este caso, pues permiten un buen anclaje para las estructuras de soporte y al mismo tiempo, estar protegidas a salvo de las inundaciones invernales que podrían afectar la estabilidad de las estructuras.

En consecuencia, se concluye la alternativa (b) como la más conveniente.

Selección de la alternativa más conveniente

Las dos posibles localizaciones de la conexión de la línea proyectada con los ramales del Sistema Nacional de Electrificación presentan características topográficas similares como: terreno plano, con pequeñas ondulaciones; ríos de ancho inferior a las dimensiones de los vientos propuestos, con la sola excepción del río Babahoyo en la alternativa (b); suelos arcillosos-húmedos que conservan por mucho tiempo la humedad proveniente de las lluvias invernales y que ofrecen la posibilidad de buenas conexiones para la puesta a tierra de las estructuras; utilización de carreteras y caminos de verano para el trazo de la línea, sistema que presenta la ventaja de rápido acceso a la misma, para su construcción y mantenimiento.

La alternativa (a) presenta, en la parte económica, la elevación más costosa, por la necesidad de atender al centro de carga de Samborombán-Tarifa a voltajes de transmisión, exigiéndose entonces dos subestaciones: Sub. Salitre y Sub. Samborombán, con la consecuente elevación de costos.

La alternativa (b) presenta menor longitud respecto del centro de carga mayor -Samborombán y Tarifa- y la utilización de solamente una subestación, localizada en el mismo centro de carga, atendiendo la demanda de energía eléctrica de Salitre, Verónica y J. B. Aguirre mediante alimentadoras rurales a 13,8 Kv.

Estas características topográficas similares determinan que ante costos de erección, operación y mantenimiento de un orden relativamente igual, sean la longitud y el ahorro de una subestación los factores determinantes en la selección del trazo más conveniente para este proyecto.

En consecuencia, se considera la alternativa (b) como la más conveniente para este proyecto.

Trazo tentativo de la línea de transmisión: Rosal Babahoyo-Tres Puentes-Samborombón.

Ref. Plano No. 2

La conexión con el Rosal Babahoyo se localizará a la altura del Km. 30 de la carretera Durán-Babahoyo, lugar donde estarán localizados los sincronizadores automáticos y demás aparatos de control y protección.

A partir de esta estación, una franja de 15,000 metros de ancho de terreno desbrozado y tractorado servirá de derecho de vía para la erección de las estructuras de soporte de la línea de transmisión. Esta franja seguirá un recorrido paralelo al del camino de verano Km. 30-Tres Puentes, estimándose necesaria la erección de 55 torres tipo "H", ya proyectada, para el tendido de los conductores de fase de la línea de transmisión, dentro de este recorrido.

Para el cruce del río Babahoyo, a la altura del punto antes mencionado, se ha previsto la utilización de dos estructuras metálicas, de 23,000 metros de alto, cimentadas sobre bases de hormigón armado y ancladas a la orilla mediante cable de acero de alta resistencia a la tensión. La utilización de estas torres permitirá disponer de una altura libre, sobre la superficie del río, de 11,000 metros, que se estima suficiente

para el caso de la navegación fluvial y de cabotaje.

Por encontrarse la ubicación de las torres dentro de una zona de navegación aérea, la parte superior de las estructuras no sólo debe estar provista de luces rojas de advertencia, en número de dos como mínimo, una de ellas fija o permanente, y la otra intermitente.

El trazo proyectado entre el cruce del río y la Subestación Embarradura es corto, recorriendo terreno despejado, estimándose necesaria la erección de 9 estructuras tipo "H", similares a las anteriores, para el tendido de línea.

El derecho de vía debe adquirirse considerando la futura ampliación del camino de verano cuyo trazo sigue, obviándose esta dificultad si se utiliza una franja de 15,000 metros de ancho, como derecho de vía, distante con su borde exterior a 20,000 metros del eje de camino, como mínima distancia posible. Figura No. 5.

Esta distancia o alejamiento de la vía elimina en gran parte el peligro de destrucción de las estructuras de soporte de la línea por un accidente de tránsito.

No se ha considerado factible la extensión de la línea de transmisión proyectada hasta las cercanías de la población de Salitre y su centro de carga, por cuanto las proyecciones futuras de la demanda de potencia y consumo de energía de esas poblaciones, estimadas hasta 1950, no justifican económicamente el incremento de costos, siendo más factible, y no se demostrará luego, la utilización de alimentadoras a 13,8 Kv. para atender las demandas de Salitre, General Venaza y J. B. Aguirre.

La localización y disposición de la Subestación Embarradura es materia de acépite aparte, por intervenir en ello factores que requieren detenido estudio.

PROYECTO DE LA SUBESTACION "SAMBORCÓN"

El presente proyecto es el primero.

Sumario.- Localización de la Subestación.- Capacidad de la misma.- Características básicas de diseño.- Características de los componentes básicos para la subestación.- Especificaciones de los componentes básicos de la misma.- Especificaciones Generales.-

LOCALIZACIÓN DE LA SUBESTACION

Estará localizada sobre la margen este del camino de verano Samborcón-Tarifa, a aproximadamente 1,5 Km. al sur de la población de Samborcón.

Se considera esta localización como la más indicada por las siguientes ventajas que presenta en comparación con otras posibles:

- Proximidad al centro mayor de carga, esto es a Samborcón y Tarifa;
- Facilidad de acceso por estar junto a un camino, lo cual permitirá la rápida atención de cualquier falla en los equipos de la subestación;
- Facilidad de obtención de los derechos de vía necesarios para los circuitos de entrada y salida de la subestación, y de transporte de los materiales y equipos necesarios para su instalación, por igual razón que la anterior;
- Condiciones de fácil drenaje, de importancia en el invierno, pudiendo utilizarse para ello las cunetas y el alcantarillado del camino de verano.

CAPACIDAD DE LA MISMA

La capacidad instalada será de 1500 KVA., en un solo transformador trifásico, que se estima podrá hacer frente a las demandas de potencia de la zona hasta el año de 1974, fecha a partir de la cual será necesaria

la instalación de un segundo transformador trifásico, capacidad de 1500 KVA., en paralelo con el primero. La capacidad combinada de las dos unidades permitirá cubrir las demandas de potencia de las poblaciones de la zona hasta el año de 1960.

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE DISEÑO

Ref. Planos No. 4 y 5

La subestación que se va a proyectar deberá ser sencilla, de un tipo apropiado para resistir la intemperie, con bajos costos anuales de operación y mantenimiento, y confiable dentro de los límites que impone la economía de costos.

El tipo de subestación que se describe aquí es el más sencillo y se lo considera apto, dentro de los patrones de diseño, como para hacer frente a cargas de 600 a 3000 KVA.

El tipo de subestación que se describe aquí es el más sencillo y se lo considera apto, dentro de los patrones de diseño, como para hacer frente a cargas de 600 a 3000 KVA. El tipo de subestación que se describe aquí es el más sencillo y se lo considera apto, dentro de los patrones de diseño, como para hacer frente a cargas de 600 a 3000 KVA. El tipo de subestación que se describe aquí es el más sencillo y se lo considera apto, dentro de los patrones de diseño, como para hacer frente a cargas de 600 a 3000 KVA.

El transformador trifásico evita la utilización de numerosos aisladores, aisladores pesados, conexiones, contactores y, sobre todo, permite obtener un sistema sencillo y de fácil mantenimiento con menores problemas de este carácter que si se utilizaran tres transformadores monofásicos dispuestos en banco trifásico.

La subestación descrita anteriormente a grandes rasgos, corresponde al tipo radial simple, con un solo circuito supplying energía en el lado

de alta, y con alimentadoras radiales que transportan dicha energía desde las barras de baja tensión del transformador hasta los centros de consumo. Está así en consonancia con la línea de transmisión proyectada y los sistemas de distribución de las poblaciones de la zona, que se proyectarán más adelante.

CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES BÁSICOS DE LA SUBESTACIÓN

En un esquema práctico se la puede considerar dividida en secciones:

- Sección de entrada, compuesta del circuito de alto voltaje: barras de alta tensión, desconectores de alta, fusibles, pararrayos;
- Sección de transformación, formada por un solo transformador trifásico de potencia y sus auxiliares;
- Sección de salida, formada por las barras de baja tensión, pararrayos, las alimentadoras primarias con sus seccionadores, reconectores auxiliares;
- Sección de control y medición, con sus correspondientes aparatos e instrumentos de medición.

Los componentes de cada sección responden a las siguientes características de régimen del transformador, dentro de las normas de la International Electrical Manufacturers Association (IEMA):

Electrical Manufacturers Association (IEMA).

Sección de entrada

Se instalará que en este caso, tres conductores ϕ 2 AWG ACER circuito de alta. Por razones de buen servicio se especifica el tipo de que recatan mediante aisladores de suspensión en la estructura terminal del punto de conexión de la línea de transmisión, situada dentro de los terrenos de la subestación.

Alimentación de energía por los centros de carga a los que va a servir. Al-

Barras de alta tensión, de una capacidad de conducción de corriente que no requiera modificaciones en las mismas durante muchos años. Se reco-

vienda la utilización de barras de alta tensión, a pesar de que en la primera etapa sólo operará un transformador, para poder disponer de un sistema integral, de fácil ampliación.

Desconectadores de alto voltaje: el tipo de subestación radial aquí descrita opera satisfactoriamente teniendo desconectadores como medio de seccionalización entre la línea de transmisión y el lado de alta del transformador.

No se propone el uso de interruptores en el lado de alta del mismo, por considerar que elevaría el costo de la subestación a límites fuera del alcance de este proyecto.

Fusibles de alta: Para evitar daños en el transformador durante fallas que ocurren entre las bobinas del mismo, o entre el transformador y los interruptores del lado de baja tensión, se instalarán fusibles de alta tensión en los circuitos externos a los bornes de alta del transformador. Los fusibles deben coordinarse con los rolés de los interruptores, para que los primeros actúen primero en caso de fallas como las descritas anteriormente. Se recomienda fusibles de un superaje de 200 a 300% de régimen del transformador, dentro de las normas de la National Electrical Manufacturers Association (NEMA). (13) (14)

Pararrayos en el lado de alta tensión: Se instalará uno en cada fase del circuito de alta. Por razones de buen servicio se especifica el tipo denominado estación, de un régimen apropiado a la capacidad del transformador que se desea proteger. Transformador trifásico, para 60 c.p.s., capacidad determinada por los centros de carga a los que va a servir. Alto voltaje: 69 Kv., con conmutación en vacío de 5 posiciones, conexión en delta. Bajo voltaje: 13,3 Kv., conexión en estrella. Sumergido en

aceite, enfriamiento por aire, servicio intemperie. Debe ser un equipo de

Pararrayos en el lado de baja tensión: Tipo de distribución, descarga por sistema de válvula, uno en cada fase del circuito de baja tensión.

Barros de baja tensión: al igual que las barras de alta, deben poseer suficiente capacidad de conducción de corriente como para no requerir futuras ampliaciones.

Interruptores para las alimentadoras secundarias: cada alimentadora debe tener su propio sistema de protección contra sobre-cargas y fallas entre conductores y entre éstos y tierra. Se estima necesaria la instalación de recambios automáticos en cada alimentadora, pues la experiencia general de las Empresas de Servicios Eléctricos de los EE.UU. indica que más del 90% de las fallas son momentáneas, causadas por contactos entre conductores, caídas de rama, electrocución de aves, etc., las cuales son despejadas por la acción del interruptor, pudiendo entonces reanudar el servicio sin ninguna dificultad.

Sistemas de medición y control: incluyen los wattímetros, medidores de kilovoltios, amperímetros, voltímetros y todos los transformadores de potencia y corriente necesarios para el control del sistema.

ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES BÁSICOS DE LA SUBESTACION (15)

Barros de alta tensión: Capacidad de conducción de corriente de 200 amperios a 35°C. para proporcionarles la rigidez mecánica suficiente para resistir las tensiones y esfuerzos de cortocircuito deben estar sujetas a las estructuras mediante aisladores de suspensión, en cadenas de cinco unidades, del tipo a utilizarse en la línea de transmisión.

Secionalizadores de alto voltaje: para voltaje de régimen de 69 kv.

capaces de soportar una caída de voltaje de 175 Kv. durante un minuto en prueba en seco, y de 145 Kv. durante un minuto en prueba húmeda, ambas ondas de 60 c.p.s. Deben estar provistos de enclavamiento magnético con los interruptores de las alimentadoras para que no puedan ser abiertos en condiciones de carga.

Fusibles de alta para voltaje de régimen de 69 Kv., del tipo interperio, acción rápida, tipo K de 30 amperios, ácido bórico como medio interruptor del arco. (IEEE - EEL).

Pararrayos de alta: tipo estación, uno en cada fase del circuito de alta, clase 75 Kv., descarga por sistema de válvula.

Aisladores de alta tensión: para el montaje de los seccionadores de circuito y fusibles de alta se utilizarán aisladores de porcelana, tipo estación, dos unidades formando un conjunto de aisladores clase 69 Kv. Se recomienda la utilización del tipo "Petticoat" dentro de esta clase de aisladores.

Transformador de reducción: uno, trifásico, frecuencia de 60 c.p.s., 1500 KVA. de capacidad, Alto voltaje: 69 Kv., conexión en delta. Bajo voltaje: 13,8 Kv., con conmutador para cambios en vacío, con cinco posiciones de conexión (más 5%, más 2,5% voltaje de régimen, menos 2,5% menos 5%), conexión en estrella.

Suavizado en aceite, tipo OAT, enfriamiento por aire, servicio interperio. Impedancia a plena carga de aproximadamente 7,5%.

Pararrayos en el lado de baja: tipo distribución, clase 12 Kv., sistema de descarga por válvula, uno en cada fase del circuito.

Barra de baja tensión: capacidad de conducción de corriente de 300 amp

rias a 25°C. Al igual que en las barras de alta, deben estar sujetos a la estructura de soporte mediante aisladores de suspensión, en cadenas tales las instalaciones de exterior y edificios, así como los de interior de dos unidades tipo standard, para proporcionarles así la rigidez necesaria, sobre todo en el caso de un edificio, construido tipo industrial, suficiente para soportar condiciones anormales de operación, provocadas por cortocircuitos y transientes de cierre.

Aisladores de baja tensión: se utilizarán aisladores de porcelana, clase 15 Kv., tipo estación, para el montaje de los seccionales y otros componentes del circuito de baja tensión, y que permitirá

Interrumpidores para las alimentaciones primarias: cada alimentadora tendrá su sistema de protección independiente, provisto de detección de sobrecorrientes y fallas entre fase y tierra y entre fases. Reconocedor automático, para cada alimentadora capaz de realizar dos reconexiones automáticas, con un ciclo intermedio de espera y la tercera por acción manual.

Transformador para auxiliares e iluminación de la subestación: de 9 KVA de capacidad, monofásico, 7500/100/240 voltios.

Equipo standard de medición que comprende: un amperímetro indicador con conmutador de 3 más 1 posiciones, voltímetro indicador con conmutador de tres más 1 posiciones, un medidor de dos elementos con indicador de la demanda, transformadores de potencial y transformadores de corriente.

Equipo de control que incluye: el transformador auxiliar que proporciona energía a los circuitos del interruptor y reconectadores, de 5 KVA de capacidad; equipo conmutador de 4 posiciones para conmutación en vacío del transformador auxiliar; transformadores de potencial, conectados línea a línea, para el sistema de protección del transformador de poten-

cia de la subestación.

Todos los instrumentos de control y medición, así como los de protección, serán colocados dentro de un tablero, construcción tipo intermedia de las líneas sobre el terreno: 2,000 metros. Separación entre el

ESPECIFICACIONES GENERALES PARA LA SUBESTACION "EMERSON"

Las dimensiones mínimas del predio de la subestación serán de 30,000 x 20,000 metros, con un área disponible de 600 metros², y que permitirá la instalación de nuevas unidades de transformación en el futuro.

El predio debe ser convenientemente nivelado, cubierto de una capa de 0,150 metros de relleno de piedra triturada, para proporcionar drenaje durante el invierno.

El transformador, auxiliares y demás componentes serán asentados sobre una plataforma de concreto fundida sobre una base de relleno de piedra hidratada y espartada, para proporcionar una fundación estable para los equipos.

Estructuras de entrada y salida de los conductores de fase: de concreto centrifugado de 12,500 metros de longitudinal, provistas de crucetas dobles de nudo o nudo, tratadas con zinc. Ancladas mediante cables de acero a la base o plataforma de concreto de la subestación.

Estructura de soporte de las barras de alta tensión: formada por miembros de concreto centrifugado y crucetas de nudo tipo "H". Postes de 12,500 metros y crucetas de 6,500 metros de longitudinal, respectivamente. Mínima altura libre de las barras sobre el terreno: 3,500 metros. Separación entre fases: 8,000 metros, centro a centro.

Estructura de soporte de las barras de baja tensión: miembros de concreto centrífugo y crucetas de madera, tipo "H". Postes de 9,000 metros y crucetas de 3,300 metros de longitudinal, respectivamente. Mínima altura libre de las barras sobre el terreno: 3,000 metros. Separación entre las barras: 0,900 metros, centro a centro.

La disposición de las estructuras de entrada y salida de los circuitos de potencia y de las estructuras de soporte de las barras de alta y baja tensión proveen amplio espacio de trabajo alrededor de los equipos que requieren mantenimiento periódico y asimismo, provee el espacio necesario para la explotación futura de la subestación. Protección de la subestación contra descargas atmosféricas: los alambres de tierra que protegen a la línea de transmisión contra descargas de rayos deben prolongarse hasta proteger todos los circuitos eléctricos de la subestación. Será tendido entre las barras de alta y baja tensión, y además, se instalarán mástiles adyacentes a los postes interiores de las estructuras de soporte de dichas barras, como protección adicional para los equipos instalados.

Además se dispondrán mástiles de soporte, del mismo tipo que el de la línea de transmisión, para el tendido de los cables de protección. Se puede obtener un diseño eficiente y de costo reducido disponiendo de dos mástiles en forma tal que sus áreas de protección formen, proyectadas sobre el terreno, una tienda de campaña. Un ángulo de 45° entre la vertical del mástil y la línea que une el vértice del mismo con el nivel del terreno proporciona una protección eficaz en suso grado contra las descargas directas.

Los mástiles tendrán 12,700 y 9,500 metros de altura sobre el nivel del terreno, formados por varillas metálicas de punta aguada, de 2,000 metros de longitudinal y 6 pulgadas de diámetro, anclados a los postes de las

estructuras de soporte de las barras de alta y baja tensión, respectivamente, y conectados a tierra mediante conductores de cobre $\# 2$ AWG y varillas de copperweld enterradas. Fig. No. 6.

Alambre de tierra: alambre de acero, de extra alta resistencia a la tensión, 7 hebras, $3/8$ de pulgada de diámetro, provisto de cubierta galvanizada.

Puesta a tierra de la subestación: se realiza con doble objetivo: lo. proteger al personal que trabaja en la operación y mantenimiento de los equipos; So. disponer de una conexión eficiente de tierra para los neutros de los transformadores y otros auxiliares.

Todas las estructuras y partes metálicas que se encuentran en la subestación deben conectarse a tierra, mediante conductores de cobre calibre $\# 2$ AWG y varillas conductoras enterradas hasta una profundidad que permita encontrar la capa de humedad permanente. En terrenos como los de la zona en estudio, es conveniente utilizar como varillas de tierra las de copperweld de $5/8$ pulgadas de diámetro y de 2,500 metros de longitud. Además se dispondrán conductores de copperweld, del mismo tipo que el utilizado para las varillas enterradas, colocados horizontalmente a una profundidad de 0,300 metros, para formar una "malla de tierra" que permita unir entre sí todos los conductores de tierra, igualando así los potenciales en caso de falla en el sistema.

Las tierras de los pararrayos de alta y baja tensión se interconectarán entre sí, además de la conexión general con la malla de tierra.

Todas estas medidas se toman como una norma de seguridad para el personal de operaciones pues puede aparecer un potencial entre tierra y el

tablero de control de la subestación. REQUISITOS DE LOS SISTEMAS DE

La iluminación de la subestación será mediante lámparas de vapor de mercurio, alimentadas por el transformador para auxiliares.

Tendrá una cerca perimetral de malla metálica de 2,500 metros de altura y sustentada por tres filas de alambre de púas. Puesta a tierra su estructura, mediante varillas conductoras, del tipo anteriormente descrito.

Estará provista de puertas de acceso hechas de malla metálica, dotadas de las respectivas seguridades. REQUISITOS DE LA ACTUACIÓN DE

LOS SERVIDORES DE LA RED.

Respecto al proyecto de subestación y extensión de los sistemas de distribución que servirán a las poblaciones de la zona, se ha realizado el estudio de los sistemas de distribución de energía eléctrica existentes en la actualidad en la zona.

Los sistemas de distribución de esta zona de las poblaciones comprendidas en este proyecto son deficientes para el tamaño y extensión de las mismas, y se encuentran en mal estado de conservación, por falta de un adecuado mantenimiento.

Finalmente en su mayoría en muy corto tiempo, por trabajos de aumento de presión para provisión e instalación de redes eléctricas, por peregrino mal estado perteneciente a otras distribuciones de equipos eléctricos, no poseen ningún sistema las condiciones adecuadas para hacer frente a las demandas actuales de energía eléctrica y mucho más para hacer frente a las demandas futuras.

A su vez, cuando se hafo proyectado la extensión de equipos de distribución, los encargados de hacerlo utilizaron materiales ins-

ESTUDIO Y PROYECTO DE MODERNIZACIÓN Y EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DEDISTRIBUCIÓN DE LAS POBLACIONES DE LA ZONA

Sinopsis: Estudio de los sistemas de distribución existentes en la actualidad en las poblaciones de la zona.- Análisis de los mismos.- Conclusiones.

Proyecto de modernización y expansión de los sistemas de distribución.- Consideraciones generales.- Alimentadoras rurales del sistema.- Sistemas de distribución de Sanborcán, La Victoria y Tarifa.- Sistemas de distribución de Salitre, General Venasa y Juan Bautista Aguirre.-

ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES EN LA ACTUALIDAD EN LAS POBLACIONES DE LA ZONA.

Previo al proyecto de modernización y expansión de los sistemas de distribución que servirán a las poblaciones de la zona, se ha realizado el estudio de los sistemas de distribución de energía eléctrica existentes en la actualidad en la zona.

Los sistemas de distribución de cada una de las poblaciones comprendidas en este proyecto son insuficientes para el tamaño y extensión de las mismas, y se encuentran en mal estado de conservación, por falta de un adecuado mantenimiento.

Planeados en su mayoría en un corto tiempo, por tratarse de concursos de precios para provisión e instalación de redes eléctricas, por personal técnico perteneciente a casas distribuidoras de equipos eléctricos, no poseen dichos sistemas las condiciones necesarias para hacer frente a las demandas actuales de energía eléctrica y menos aún para hacer frente a las demandas futuras.

A su vez, cuando se hubo presentado la oportunidad de ampliar la red de distribución, los encargados de hacerlo utilizaron materiales in-

decaídos dispuestos sin un planeamiento técnico, presentándose el caso general de tendido de circuitos secundarios utilizando cables galinas como postes y pedregos de madera como aisladores.

La consecuencia de ello es una maraña de cables, de todos los calibres, que se cruzan unos a otros y dispuestos a baja altura, siendo frecuentes las interrupciones de servicio por rotura de conductores al paso de los vehículos de la línea de alta de los diferentes puntos de acceso de vehículos de carretera elevada como transportes bananeros, mixtos, etc. 20,00 metros de longitud, en altura de 45, y tendidos de líneas aéreas.

Solamente Sabercandía, la más importante población de la zona, posee sistema primario de distribución, contando las demás poblaciones con aproximadamente 10 transformadores de distribución, monofásicos, 2000/40/220 voltios formando el sistema secundario, sufriendo por ello fuertes pérdidas de potencia, de 15 KW. como máximo, disipados en pérdidas, y consumo excesivo de energía eléctrica en las redes de distribución y caídas de voltaje excesivas en los sectores más alejados del emplazamiento de la planta eléctrica, que tipo de voltaje de la clase 5 Kv. y tendidos de alta línea 5 Kv.

Asimismo, solamente Sabercandía y Salitre cuentan con circuitos independientes para el alumbrado público, mientras que las otras cuatro poblaciones de la zona utilizan el circuito secundario general para dicho servicio, con los resultados que son de prever, utilizando como conductores de tipo los de cobre del ϕ 10 MM al ϕ 2 MM, dispuestos a baja altura.

Estas consideraciones, que proporcionan una idea de conjunto, permiten apreciar y sin el debido conocimiento de los detalles, realizar un análisis objetivo del estado de los sistemas de distribución existentes en la actualidad, en el estado de conservación los transformadores, cables, postes y tendidos de alta y baja tensión.

ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS ACTUALES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ZONA

DE LA ZONA

Este análisis ha sido efectuado por conductores de cobre a falta de aluminio.

Sabercandía:

Sistema primario de distribución a 2400 voltios, conexión en delta, por ser de tipo sistema antiguo, con tendidos de alta línea por

vido por una línea de alta tensión que saliendo de la planta eléctrica, en la calle Sucre, avanza hasta la calle Bolívar, donde se bifurca en sentido norte y sur, a lo largo de la misma calle.

Como conductores de fase se han utilizado hilos de cobre # 6 AWG sostenidos por aisladores de soporte de la clase 3 Kv., de porcelana.

Para el tendido de la línea de alta se han utilizado postes de hierro de 10,00 metros de longitudinal, en número de 25, y crucetas de hierro ángulo de 0,40 metros de longitudinal.

Posee 10 transformadores de distribución, monofásicos, 2400/240/120 voltios, de 15 KVA. cada uno, dispuestos en pares, y formando bancas de delta abierta.

Pararrayos tipo de válvula de la clase 3 Kv. y fusibles de alta clase 3 Kv.

Sistema secundario de distribución a 240/120 voltios, tendido sobre postes de hierro en la parte céntrica de la población, y sobre postes de madera y cañas gachas en los sectores apartados, utilizando como conductores de fase los de cobre del # 10 AWG al # 2 AWG, dispuestos a baja altura y sin el debido espaciado entre ellos.

El sistema primario se encuentra en mal estado de conservación: los transformadores necesitan revisión y cambio de aceite; los conductores de fase se hallan laxos y necesitan retensado; la mayoría de los fusibles de alta han sido suplantados por conductores de cobre a falta de los primeros.

El sistema secundario se halla asimismo en mal estado, los conductores de fase acusan fuerte deterioro, son frecuentes los daños por

falla mecánica de los aisladores, y los cortocircuitos por contactos entre conductores de fase fase.
No posee sistema primario de distribución.

Salitre: secundario de distribución, 220/127 voltios, tendido sobre postes de madera y calles galinas.
No posee sistema primario de distribución.

Sistema secundario de distribución, 220/127 voltios, se halla dividido en dos sectores independientes uno de otros norte y sur, servidos cada uno por un generador. Para el tendido del sistema secundario se han utilizado postes de concreto, fabricados en la población, de 10.000 metros de longitudinal y en número de 30, postes de madera y calles galinas, estos últimos en los sectores periféricos.

No posee sistema primario de distribución.
Conductores de fase de varios calibres, de cobre, del # 10 al 4/0 AWG, Sistema secundario a 220/127 voltios, tendido con el tendido del dispuestos a baja altura, excepto en el sector de la Avenida 27 de Agosto donde los postes de hierro de 10.00 metros de longitud, postes de madera y viembre y en la calle Bolívar donde han sido tendidos con el debido espaciado y altura correspondiente, sobre postes de concreto y cruces de hierro ángulo. Aparte del sector antes mencionado, el sistema se halla en mal estado de conservación, sufriendo los sectores más apartados frecuentes interrupciones del servicio.

El sector sur de la población posee una instalación relativamente nueva, a base de postes de madera y aisladores "torja de jato".

Tarifa:
No posee sistema primario de distribución.
Se halla en mal estado de conservación, sufriendo los conductores.
Sistema secundario de distribución, 220/127 voltios, tendido sobre postes de madera y calles galinas.

San Bartolomé Arriba:
Conductores de cobre de varios calibres, del # 10 al # 2 AWG., en mal estado de conservación, tendido sin las debidas seguridades a baja altura. Sistema secundario de distribución, 220/127 voltios, tendido sobre postes de madera y calles galinas.

La Victoria: Se halla en mal estado de conservación, especialmente el sistema secundario de distribución. No posee sistema primario de distribución.

Sistema secundario de distribución, 220/127 voltios, tendido sobre postes de madera y cañas gachas.

Conductores de cobre, del # 10 al # 1/0 AWG. La parte céntrica de la población cuenta con instalaciones regulares y en buen estado de conservación, mientras que la parte correspondiente a los barrios alejados se encuentra en mal estado de conservación.

General Verraza: No posee sistema primario de distribución. Sistema secundario a 220/127 voltios, utilizando para el tendido del mismo postes de hierro de 10,00 metros de longitud, postes de madera y cañas gachas.

Conductores de varios calibres, del # 10 al # 8/0 AWG., soportados en la parte céntrica de la población por postes de hierro, en número de 20, sujetos mediante bastidores y aisladores de espiga. El Barrio sur de la población posee una instalación relativamente nueva, a base de postes de madera y aisladores "triga de pato".

Se halla en mal estado de conservación, especialmente los conductores de menor calibre.

Sistema secundario de distribución, 220/127 voltios, tendido sobre postes de madera y cañas gachas.

Juan Bautista Aquilero: No posee sistema primario de distribución. Sistema secundario de distribución, 220/127 voltios, tendido sobre postes de madera y cañas gachas.

Conductores de cobre, del # 10 al # 1/0 AWG. La parte céntrica de la población cuenta con instalaciones regulares y en buen estado de conservación, mientras que la parte correspondiente a los barrios alejados se encuentra en mal estado de conservación.

Se halla en mal estado de conservación, especialmente los conductores de menor calibre.

Sistema secundario de distribución, 220/127 voltios, tendido sobre postes de madera y cañas gachas.

conductores de fase de varios calibres, de cobre, del # 10 al # 2 AWG, que se hallan en la mayoría de los casos lasos por descuido en el templeado y fijación.

El sistema se halla en mal estado de conservación, especialmente el rubro referente a postes y aisladores, los cuales no presentan las debidas seguridades.

CONCLUSIONES OBTENIDAS EN BASE DEL ANALISIS ANTERIOR

Como se puede notar, el resultado de este análisis sumero es la necesidad del cambio total de las redes de distribución de todas las poblaciones de la zona, debido a su mal estado de conservación y deficiente instalación.

Es necesario proyectar los sistemas primarios para las poblaciones que en los actuales momentos carecen de ellos, y modernizar y expandir el sistema primario de Sabárcón, que se encuentra anticuado y falto de capacidad.

Para el cambio de las redes de distribución puede utilizarse parte de los materiales existentes en los sistemas actuales, como son:

- 1. Postes de hierro de 10,00 metros de longitud, en número de 45.
- 2. Postes de concreto de 10,00 metros de longitud, en número de 30.
- 3. Postes de madera de 9 o más metros de longitud, en buen estado. Se estima que se pueden aprovechar entre 50 y 100 postes de los existentes.

Bastidores y Aisladores de espiga que estén en buen estado.

Conductores de fase del # 4 AWG en adelante, que se hallan en buen estado de conservación.

PROYECTO DE MODERNIZACIÓN Y EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
QUE SERVIRÁN A LAS POBLACIONES DE LA ZONA DE SANDORORDON Y SALITE

CONSIDERACIONES GENERALES.

Dentro de este Estado se ha considerado al sistema de distribución de energía eléctrica como un conjunto, integrado por secciones interdependientes, pero con características propias, siendo ellas:

- Alimentadores rurales, que saliendo de las barras de baja tensión de la Subestación Embarradura conducirán la energía eléctrica hasta las poblaciones de la zona;
- Alimentadores primarios o de distribución que, operando a la misma tensión que las alimentadores rurales, distribuirán la energía hasta los transformadores de voltaje del sistema, localizados en las poblaciones; y
- Sistema secundario, que a partir de los transformadores de distribución entregará la energía eléctrica al nivel de voltaje de utilización de cada uno de los usuarios del servicio eléctrico.

Los sistemas primarios de distribución a proyectarse serán del tipo radial, en consideración a que alimentarán cargas pequeñas localizadas a regular distancia entre sí, con consumo de energía que no justifican la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento de sistemas más complejos, siendo además de su interés la realización de un proyecto de bajo costo y ejecución factible a corto plazo.

La selección del tipo de sistema de distribución radial la refuerza la experiencia obtenida en Gueyquil y sus alrededores, los cuales, son

vidos por un sistema primario de distribución radial han obtenido un servicio eléctrico de alta calidad y eficiencia.

El voltaje nominal del sistema primario de distribución - alimentadores rurales y de distribución - será de 13,8 Kv., L-L, acorde con las normas de estandarización de voltajes del IRECEL.

El sistema primario será trifásico, de cuatro hilos, conexión en estrella, con neutro a tierra, conexión que permite la utilización dentro de las poblaciones de bucalos primarios monofásicos para servir a sectores con cargas pequeñas, mediante transformadores de 7500/120/240 voltios. Se puede obtener así un ahorro sustancial en el costo de transformadores de distribución, y equipos asociados.

El sistema secundario será de tres hilos, monofásico, voltaje nominal de 120/240 voltios, para los servicios residencial, comercial y públicos, sistema apto para atender las necesidades de una población en desarrollo donde no se cuenta con grandes cargas residenciales o comerciales concentradas, que justifiquen el uso de secundarios trifásicos para su servicio.

Las cargas industriales, que hasta el momento se encuentran representadas por Piladoras y Molinos de agua, recibirán energía eléctrica mediante secundario trifásico, 4 hilos, voltaje nominal de 120/240 voltios, sistema que permite atender al mismo tiempo las cargas de iluminación y servicios auxiliares mediante servicio monofásico a 120 voltios.

La diferencia posible entre máximo y mínimo voltaje, durante condiciones de máxima y mínima carga, para el sistema secundario propuesto es del orden de 125/250 a 110/220 voltios, diferencia que permite operar dentro

de lo que según normas de la EEI-NEEA se denomina zona de voltaje favorable. (17)

Esta diferencia de voltaje, que se considera posible dentro de este proyecto, se presentará entre la acometida del primer consumidor de la población y la acometida del último consumidor de la misma, considerándose este orden en relación a su distancia física respecto de la alimentadora de distribución primaria.

La máxima diferencia de voltaje posible en las acometidas de los consumidores antes mencionados será del orden del 5% sobre el voltaje nominal del sistema o 5% por debajo de dicho valor, acorde con las normas de la NEA y EEI-NEEA.

La diferencia de voltaje posible y máxima permisible está dada por las caídas de voltaje en los componentes del sistema, descomponiendo así:

| <u>Componente del Sistema</u> | <u>Condiciones de máxima carga</u> | <u>Condiciones de mínima carga</u> |
|--|------------------------------------|------------------------------------|
| Alimentadoras rural y primaria, del primer transformador al último del sistema | 3,5 | 1,0 |
| Transformador de distribución | 3,0 | 1,0 |
| Sistema secundario de distribución | 3,5 | 1,0 |
| Acometida | 1,0 | 0,3 |
| Caída total de voltaje en el sistema de distribución | 11,0 Voltios | 3,5 Voltios |

tomados sobre un voltaje base de 120 voltios, límites en los cuales es necesario mantener las caídas de voltaje para que el sistema de distribución se encuentre operando dentro de la zona de voltaje favorable, sin

en condiciones severas de carga, obteniéndose así una buena regulación de voltaje en la acometida del consumidor más lejano.

Establecidas estas condiciones básicas, se procederá al proyecto de los diversos componentes del sistema de distribución.

(*) Transmisión del Bureau N.º 27, pag. 19-23 "Voltage Regulator Application to Rural Distribution Systems" de La Rural Electric Association (REA). Editado por U. S. Government Printing Office USA. en 1934.

GLOSARIO (*)

Para una mejor comprensión de los términos explicados en párrafos anteriores se incluye el siguiente glosario:

Voltaje nominal: Es el voltaje, tomado de fase a fase o de conductor a conductor, de un sistema de transmisión o de distribución de energía eléctrica, en condiciones de cero carga en el extremo de recepción.

Voltaje base: Es el valor de referencia que es un común denominador a los regímenes nominales de voltaje de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, equipos asociados, y equipos de utilización de la misma.

Por ejemplo, el voltaje base de una línea de transmisión que tenga un voltaje nominal de 69 Kv. es 120 voltios.

Máximo voltaje: Es el mayor voltaje medido durante un período de cinco minutos.

Mínimo voltaje: Es el menor voltaje medido durante un período de cinco minutos.

Rango de voltaje favorable: Es la zona dentro de la cual los equipos de utilización de la energía eléctrica operan en condiciones satisfactorias, con pérdidas y desgaste por uso reducidas al mínimo nivel posible. Se la considera como una banda de voltaje que va desde los 127 a los 110 voltios.

Caida de voltaje permisible: Es la máxima diferencia de voltaje que se puede presentar en los integrantes de un sistema de distribución de energía eléctrica, entre los voltajes en los extremos de recepción y envío, para los cuales dichos elementos han sido diseñados.

Como resultado de los datos para el sistema primario de distribución en las

(*) Transcrito del Boletín 167-27, pag. 14-15 "Voltage Regulator Application on Rural Distribution Systems" de la Rural Electrification Administration (REA). Editado por U. S. Government Printing Office USA. en 1954.

que de bajo costo por unidad de longitud y menor precio, en la actualidad, que el calibre equivalente de cobre; de estructura Arco y 27% de conductividad.

Se consideraría satisfactoria la resistencia a la ruptura por tensión que presentan los dos calibres en estudio, el $\frac{1}{2}$ y 3/8" ACSR, para la longitud de vano tipo parvato, y para el trazo a nivel que seguirán las líneas de alimentadores rurales.

En la topografía de las terrenos por donde pasarán las alimentaciones por las permito la utilización de estructuras de soporte con pilas, tipo flexibles, formadas por postes de concreto centrifugado y crucetas de madera tratada con creosoto, con vano de 150 metros entre ellas, ya que se trata de terrenos planos con leve undulación, orientados por vías de ancho menor que el vano parvato. La única excepción la presenta el cruce del río Los Vientos con un vano de 275 metros, que requerirá la utilización de estructuras metálicas del tipo a utilizar en el cruce del río Bolchayo.

El trazo de las líneas primarias - alimentadores rurales - en lo posible seguirá un recorrido paralelo al de las carreteras existentes con una distancia que oscilará en las pocas líneas entre sí, -distancia no ex-

ALIMENTADORAS RURALES A 13,8 Kv.

Al igual que para las líneas de transmisión ya proyectada, se ha escogido como conductores de fase para el sistema primario de distribución en las líneas de alimentación rural, y en lo posible nivelado, para disminuir las pérdidas por calentamiento, y en lo posible nivelado, para disminuir las pérdidas por calentamiento, y en lo posible nivelado, para disminuir las pérdidas por calentamiento.

Al igual que para las líneas de transmisión ya proyectada, se ha escogido como conductores de fase para el sistema primario de distribución en las líneas de alimentación rural, y en lo posible nivelado, para disminuir las pérdidas por calentamiento, y en lo posible nivelado, para disminuir las pérdidas por calentamiento, y en lo posible nivelado, para disminuir las pérdidas por calentamiento.

Se considera satisfactoria la resistencia a la ruptura por tensión que presentan los dos calibres escogidos, el # 2 AWG y 1/0 AWG ACER, para la longitud de vano tipo previsto, y para el trazo a nivel que seguirán las líneas de alimentadoras rurales.

La topografía de los terrenos por donde pasarán las alimentadoras rurales permite la utilización de estructuras de soporte sencillas, tipo flexible, formadas por postes de concreto centrifugado y cruces de madera tratada con creosota, con vanos de 100 metros entre ellas, ya que se trata de terrenos planos con leves ondulaciones, cruzados por ríos de ancho menor que el vano previsto. La única excepción la presenta el cruce del río Los Tintos con un vano de 273 metros, que requerirá la utilización de estructuras metálicas del tipo a utilizarse en el cruce del río Babahoyo.

El trazo de las líneas primarias - alimentadoras rurales - en lo posible seguirá un recorrido paralelo al de los carreteros establecidos y caminos de verano que comunican las poblaciones entre sí, condición necesaria para disminuir el costo del conductor, en metros a 0,0101 mts.

El trazo de las líneas primarias - alimentadoras rurales - en lo posible seguirá un recorrido paralelo al de los carreteros establecidos y caminos de verano que comunican las poblaciones entre sí, condición necesaria para disminuir el costo del conductor, en metros a 0,0101 mts.

El trazo de las líneas primarias - alimentadoras rurales - en lo posible seguirá un recorrido paralelo al de los carreteros establecidos y caminos de verano que comunican las poblaciones entre sí, condición necesaria para disminuir el costo del conductor, en metros a 0,0101 mts.

El trazo de las líneas primarias - alimentadoras rurales - en lo posible seguirá un recorrido paralelo al de los carreteros establecidos y caminos de verano que comunican las poblaciones entre sí, condición necesaria para disminuir el costo del conductor, en metros a 0,0101 mts.

El trazo de las líneas primarias - alimentadoras rurales - en lo posible seguirá un recorrido paralelo al de los carreteros establecidos y caminos de verano que comunican las poblaciones entre sí, condición necesaria para disminuir el costo del conductor, en metros a 0,0101 mts.

El trazo de las líneas primarias - alimentadoras rurales - en lo posible seguirá un recorrido paralelo al de los carreteros establecidos y caminos de verano que comunican las poblaciones entre sí, condición necesaria para disminuir el costo del conductor, en metros a 0,0101 mts.

vía para la rápida atención de fallas en el sistema, disposición que permite además hacer frente a la futura instalación de industrias y explotaciones agrícolas, las cuales generalmente se ubican en el acceso a las vías de comunicación. $49^{\circ}\text{C.} = 1,312$ long

Dicho trazo será desbrozado, y en lo posible nivelado, para disponer de una franja continua de un ancho mínimo de 3,000 metros como derecho de vía.

La distancia libre mínima entre conductores de fase y el nivel del terreno será de 7,000 metros, distancia necesaria para evitar accidentes ocasionados por los usuarios de estas vías de comunicación, sean peatones o autocarros.

Flechas y espaciamientos de los conductores de fase

A partir de las propiedades mecánicas de los conductores seleccionados, para vigos de 100 metros entre estructuras, se ha obtenido los siguientes valores finales de flechas: ⁽⁹⁾

| Temp. °C. | Calibre AWG | Flecha en metros | Condiciones atmosféricas, <u>con carga ligera</u> |
|-----------|-------------|------------------|---|
| 16 | 2 1/0 | 0,660 0,750 | Buenas, sin viento |
| 32 | 2 1/0 | 1,000 1,030 | " " " |
| 49 | 2 1/0 | 1,240 1,310 | " " " |

Para determinar el espaciamiento horizontal entre fases se utilizará, para fines de uniformidad en los cálculos, el valor de flecha final correspondiente al 1/0 AWG, en la ecuación:

$$\text{Espaciamiento horizontal} = \frac{C \pi D}{V} (\% \text{ Flecha}) + A \text{ metros, donde:}$$

D : diámetro del conductor, en metros = 0,0101 mts. ;

W: peso del conductor por u. longitudinal = 0,217 Kg./mt.;

A: distancia libre por cada Kv., para 13,8 corresponden 0,105 metros;

C: Factor de corrección = 1,35;

f: Flecha % de Flecha final a 49°C. = 1,31; luego

Espaciamiento horizontal = 0,810 + 0,105 = 0,915 metros.

El espaciamiento horizontal mínimo entre conductores de fase será de 0,915 metros, valor que se considera provee suficiente amplitud para prevenir arcos entre conductores que se encuentran en balanceo por acción del viento.

Para la sujeción de los conductores de fase a la estructura de soporte se dispondrán aisladores de soporte, tipo pasador, de porcelana resistente a las tensiones eléctricas, clase 15 Kv. En los terminales de línea, o en puntos donde se resistirán esfuerzos de tensión, se utilizarán aisladores de suspensión, tipo standard, de 6 pulgadas de diámetro y 5 1/2 pulgadas de alto, en número de dos.

Referencia Plano No. 6

Las dimensiones de la estructura básica serán las siguientes:

| | |
|---|--------------|
| Espaciamiento entre conductores de fase | 0,915 metros |
| Longitud total de la estructura (centrada) | 2,760 " |
| Distancia Flecha conductor de fase sobre tierra | 6,500 " |
| Flecha conductor de fase | 1,310 " |
| Altura de la cruzeta sobre nivel terreno | 10,400 " |
| Espaciamiento | 1,800 " |
| Longitud total del poste | 12,500 " |

Los postes serán de concreto centrifugado u hornigón pretensado, de 12,500

metros de longitud total, y llevarán centrada una cruceta de madera, esto o axial, de 2,700 metros de longitud total, tratada con creosota.

Disposición Eléctrica

Cada una de las alimentadoras estará provista de un sistema independiente de seccionalización, como protección contra sobre-corrientes y fallas en el sistema, mediante equipos automáticos.

A partir de las barras de baja tensión de la Subestación Samborombón,

se instalarán desconectadores y cubillas de seccionalización, clase 15 Kv., y reconectadores automáticos, clase 15 Kv. para cada alimentadora. Los reconectadores automáticos, monofásicos, serán capaces de realizar dos reconexiones, con un ciclo intermedio de espera, quedando luego en posición de "sello" (lock-out) la segunda reconexión encuentra que todavía persiste la falla en el sistema.

En combinación con estos elementos se instalarán fusibles de alta tensión y cubillas de seccionalización, con fines de protección y seccionalización de los ramales que servirán a las poblaciones pequeñas de la zona.

Los fusibles a utilizarse serán del tipo de repetición, de tres fusibles, dispuestos en forma de que luego del accionamiento del primero, entra en el circuito serie el segundo, y así sucesivamente. Si la falla es temporal, luego de la acción del primer fusible y en el intervalo de tiempo necesario para que entre en el circuito el segundo fusible, se despeja y el servicio eléctrico recobra su normalidad. Si la falla es permanente, el segundo y el tercer fusible saltarán y el servicio eléctrico quedará interrumpido.

Para una carga crítica de 1000 en 570 MVA, con un factor de potencia

La combinación de reconectadores automáticos y fusibles de repetición, debidamente coordinados entre sí, se considera como apta para proteger y seleccionar alimentadoras rurales de pequeña y mediana extensión, por lo que además es un medio de protección de costo más bajo que si se utilizara la combinación de reconectadores automáticos y seccionadores automáticos en lugar de los fusibles. (13)

CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE ENERGÍA, REGULACIÓN Y TRAZO TENTATIVO DE LAS ALIMENTADORAS RURALES.

A partir de las barras (1) de baja tensión de la Subestación Samborombón se dispondrán tres alimentadoras rurales:

- Alimentadora Samborombón-La Victoria;
- Alimentadora Salitre-General Vernaza- Juan B. Aguirre; y,
- Alimentadora Tarifa, las cuales servirán a las poblaciones cuyas denominaciones llevan.

ALIMENTADORA SAMBOROMBÓN-VICTORIA

Conductor de fase: # 2 AWG ACSR 6/1 de la línea. Longitud aproximada de

Capacidad de transporte de energía y recepción de la misma en las poblaciones. (3)

| <u>Fact. Pot.</u> | <u>Kv. x Kv.</u> | <u>Kv. en Sambor.</u> | <u>Pérd. Kv.</u> | <u>Kv. en La Vict.</u> | <u>Pérd. Kv.</u> |
|-------------------|------------------|-----------------------|------------------|------------------------|------------------|
| 1,0 | 8.500 | 4.230 | 211 | 1.100 | 55 |
| 0,9 | 7.360 | 3.630 | 184 | 960 | 48 |
| 0,8 | 6.400 | 3.200 | 160 | 834 | 42 |

Regulación de voltaje

Para una carga estimada en 1980 en 870 KVA, con un factor de potencia

retrasado de 0,33, se obtendrá en la población de La Victoria una regulación de voltaje del orden de 0,700%, que expresada en base de 120 voltios representa una caída de voltaje de 0,84 voltios en la alimentadora de 120 V.A., con un factor de potencia de 0,933 retrasado, obteniéndose

para dicha línea una regulación de voltaje del orden de 0,500% en el

Trazo tentativo de la alimentadora. - 120 V.A. San Francisco de Asís. Tarifa

de base de 120 voltios, esto representa una caída de voltaje de 0,50

Ref. Plano No. 2

voltios en el terminal de la alimentadora.

A partir de las barras de baja tensión de la Subestación esta alimentadora seguirá un trazo paralelo al del camino de verano que une las poblaciones de Tarifa y Samborombón, hasta esta última, entrando en ella por la calle Sucre y continuando por la calle Bolívar hacia el norte.

Por la prolongación de la calle Bolívar sigue hasta el límite urbano de Samborombón, lugar donde se localizarán los desconectores de sección, lización y fusibles de repetición, permitiendo así aislar cualquier falla que pudiera presentarse en la prolongación de esta alimentadora hacia la población de La Victoria. Trazará luego el camino de verano que conduce al Puerto La Victoria, siguiendo por el mismo hasta la población de La Victoria, punto terminal de la línea. Longitud aproximada de la alimentadora: 7,7 Km.

ALIMENTADORA TARIFA

Conductor de fase: # 2 AWG ACER 6/1.

Capacidad de transporte de energía y recepción de la misma en las poblaciones.

Longitud aproximada de la alimentadora: 7,7 Km.

| <u>Fact. Pot.</u> | <u>Kv. x Km.</u> | <u>Kv. en Tarifa</u> | <u>Pérd. Kv.</u> | <u>Kv. en San Fco. Asís</u> | <u>Pérd. Kv.</u> |
|-------------------|------------------|----------------------|------------------|-----------------------------|------------------|
| 1,0 | 8.500 | 1.890 | 95 | Idem. | Idem. |
| 0,9 | 7.360 | 1.635 | 82 | " | " |
| 0,8 | 6.400 | 1.430 | 71 | " | " |

Regulación de voltaje

Se ha estimado que para 1960 la demanda de potencia aparente bruta será de 760 KVA., con un factor de potencia de 0,833 retrasado, obteniéndose para dicha demanda una regulación de voltaje del orden de 0,650% en el terminal de la línea o sea en el recinto San Francisco de Asís. Tomada en base de 120 voltios, esto representa una caída de voltaje de 0,82 voltios en el terminal de la alimentadora.

Trazo tentativo de la alimentadoraRef. Plano No. B

Esta alimentadora sigue, a partir de las barras de baja tensión de la subestación, un recorrido paralelo al del camino de verano Somborombón Tarifa, en sentido sur-oeste, hasta llegar a la población de Tarifa. Continúa dentro de esta población por la calle Huevo de Octubre hasta las proximidades del muelle municipal, donde se instalará una de las estructuras metálicas previstas para el cruce del río Los Tintos. En este lugar se localizarán los fusibles de repetición y seccionadores de circuito que permitirán aislar la prolongación de esta alimentadora en caso de fallas en el sistema. Atraviesa este río a la altura de la Piladora San Andrés, sobre la orilla sur del río Los Tintos, quedando localizada la segunda estructura metálica a aproximadamente 40 metros del muelle propiedad de la Piladora Miraflores, punto terminal de esta línea.

Esta línea, para una carga de 125 KVA., factor de potencia de 0,833 Longitud aproximada de la alimentadora: 4,5 Kms.

Se presentará una caída de voltaje de 0,35 voltios, expresada en base de 120 voltios, en el punto terminal de la línea Somborombón Tarifa-Juan Bautista Aguirre.

ALIMENTADORA SALITRE - GENERAL VERNAZA - J. BAUTISTA AGUIRRE

Conductores de Fase: 1/0 AWG ACER 6/1 para la sección Subestación Salitre y
2 AWG ACER 6/1 para los ramales Salitre-Genl. Vernaza y
Salitre al del carretera estable Salitre-Juan Bautista Aguirre.

por a la población de Salitre. Entre un cable único por la Avenida 27 a
Capacidad de transporte de energía y recepción de la misma en las pobla-
de Soriano, pasando por ella hacia la calle Sur, desde donde se
ciones.

sección Subestación Salitre. Allí se instalarán los transformadores de alta y

| | Kv. | Kv. | Kv. | Kv. | Kv. | Kv. |
|-----------|---------|-----------|---------|-----------|------------|-----------|
| En. x En. | Salitre | Púrd. En. | Vernaza | Púrd. En. | J. Aguirre | Púrd. En. |
| 14.500 | 765 | 39 | 510 | 25 | 523 | 26 |
| 12.400 | 640 | 31 | 332 | 19 | 393 | 20 |
| 11.700 | 605 | 26 | 334 | 17 | 343 | 17 |

Regulación de Voltaje por el carretera estable Subestación-Salitre-Juan

Bautista Aguirre-Dada, hasta la población de Juan Bautista Aguirre.
En la población de Salitre, para una carga estimada para 1980 en 600 KVA.,
con factor de potencia retrasado de 0,839, se obtendrá una regulación de
voltaje de 1,23%, que expresada en base de 120 voltios significa una caí-
da de voltaje de 2,3 voltios en el terminal de la línea Subestación-Sali-
tre.

En el terminal de la línea Salitre-General Vernaza se obtendrá, para una
carga de 235 KVA y un factor de potencia de 0,835 retrasado, una regu-
lación de voltaje del orden de 0,523%, que aislada a la regulación to-
mada en el extremo Salitre totaliza 2,44%. Tomada en base de 120 voltios,
se obtendrá una caída de voltaje de 2,93 voltios en el punto terminal
de la línea Subestación-General Vernaza. En la población de Juan Bau-
tista Aguirre, para una carga de 155 KVA., factor de potencia de 0,847
retrasado, se presentará una caída de voltaje de 2,85 voltios, expresa-
da en base de 120 voltios, en el punto terminal de la línea Subestación
Salitre-Juan Bautista Aguirre.

Salitre-G. Vernaza-
J. B. Aguirre:
10,5 %

Trazo tentativo de la alimentadora

Seguirá el posible trazo: saliendo de la Subestación, un recorrido paralelo al del carretero estable Samborombón-Salitre-Daule, hasta llegar a la población de Salitre. Entra en esta última por la Avenida 27 de Noviembre, continúa por ella hasta la calle Sucre, donde termina la sección Subestación Salitre. Allí se instalarán los fusibles de alta y seccionadores de circuito que protegerán a la alimentadora de cualquier falla producida en el rasal que se dirige hacia Juan Bautista Aguirre.

La segunda sección de la alimentadora se compone de dos rales: Rasal Juan Bautista Aguirre, que empieza a partir de la prolongación de la calle Sucre y continúa por el carretero estable Samborombón-Salitre-Juan Bautista Aguirre-Daule, hasta la población de Juan Bautista Aguirre, punto terminal de este rasal; y Rasal Vernaza, que parte de la intersección de la Avenida 27 de Noviembre y Piedrahita, donde se colocarán los fusibles de alta y seccionadores de circuito correspondiente a este Rasal, y sigue un trazo paralelo al del camino de verano Salitre-General Vernaza hasta la población última nombrada, punto terminal de la línea.

La longitud aproximada de la alimentadora es:

| | |
|------------------------------|--------------|
| Sección Subestación-Salitre: | 19,5 Kms. |
| Rasal Vernaza: | 8,8 " |
| Rasal J. B. Aguirre: | <u>8,0 "</u> |

Total longitud aproximada de la alimentadora: 36,3 Kms.

La longitud total aproximada del sistema de alimentadoras rurales a 13,8 Kv. será:

| | |
|--|---------------|
| Alimentadora Samborombón-La Victoria: | 7,7 Kms. |
| Alimentadora Tarifa: | 4,5 " |
| Alimentadora Salitre-G. Vernaza- J. B. Aguirre: | <u>36,3 "</u> |
| | 48,5 Kms. |

ALIMENTADORAS PRIMARIAS O DE DISTRIBUCIÓN A 13,8 Kv. Tipo del poste

Diseño Mecánico - será sujeto al poste a una altura de 7,000 me-

tros sobre el nivel del terreno, mediante estructuras sencillas.

Ref. Plano 7

Las estructuras sencillas de líneas trifásicas y monofásicas.
Las alimentadoras primarias -de distribución- serán soportadas por es-
tructuras sencillas, con un solo poste de concreto centrifu-
gado de 12,500 metros de longitud y una cruzeta de madera, nato o metal,
colocada en voladizo, de 2,400 metros de longitud.

Este tipo de estructura permite la utilización de vanos de 70 metros
entre ellas, como longitud del vano medio.

Los postes de concreto serán enterrados a una profundidad de 1,500 metros,
sientados sobre una base sólida para darles estabilidad, disponiéndolos
a una distancia exterior mínima de 1,500 metros de la línea de fábrica
determinada por el Concejo Cantonal. En las calles donde fuese posible,
se colocarán los postes en el borde interior del bordillo que limita
la acera correspondiente.

La cruzeta será sujeta en voladizo al poste, a una altura mínima de
10,600 metros sobre el nivel del terreno, de manera que la mínima dis-
tancia libre en la mitad del vano, entre conductor de fase y el men-
cionado nivel sea de 7,000 metros. (12)

El espaciamiento entre fases será de 0,900 metros, con una longitud
total de cruces de 2,400 metros, utilizando para la sujeción de los
conductores de fase aisladores de porcelana, tipo pasador, clase 15 Kv.

Los rasales monofásicos dispondrán de sujeción por medio de un aislador,
de tipo pasador, clase 15 Kv.

tipo pasador, clase 15 Kv., colocado directamente al tope del poste.

Los vapores sin portar distribución en el sistema primario.
El conductor de neutro será sujeto al poste a una altura de 9,000 metros sobre el nivel del terreno, mediante abrazaderas metálicas.

Las estructuras terminales de líneas trifásicas o ramales monofásicas serán ancladas mediante cables de acero de alta resistencia a la tensión, de $\frac{3}{8}$ de pulgada de diámetro, protegidos por una capa galvanizada. Asimismo, los conductores de fase serán sujetos a las estructuras antes mencionadas mediante alfileres de suspensión, en número de dos, tipo standard, de 6 pulgadas de diámetro y $5\frac{1}{2}$ pulgadas de alto.

Los transformadores de distribución del sistema primario serán colocados sobre el poste de concreto, sujetos a esto mediante abrazaderas y pernos de acero, y dispuestos a una altura de 10,000 metros sobre el nivel del terreno.

Los pararrayos de distribución y fusibles de alta serán dispuestos sobre la cruzeta de madera, y sujetos a ésta mediante pernos ligeros. Es preferible el montaje de pararrayos y fusibles de alta sobre la misma cruzeta, pues permite el rápido acceso al conjunto transformador, fusible y pararrayo y mejora el rendimiento de este último aditamento, mediante la utilización de conductores más cortos y de vía más directa a tierra.

Para el montaje de los fusibles de alta se evitará una posición que permita que los vapores metálicos provenientes de su fusión sean proyectados hacia las bobinadas del transformador y conductores de fase, pues podrían provocar mayores daños que los que se evitó con su accionamiento. La disposición más aconsejable es una que forme ángulo abierto y hacia la tierra.

afuera de la vertical que pasa por el poste, expulsándose de esta manera los vapores sin provocar disturbios en el sistema primario.

Disposición Eléctrica

Línea trifásica, conexión en estrella con neutro a tierra, cuatro hilos, como principal en el sistema primario de distribución, y ramales monofásicos derivados de ésta para servir sectores de la población que presenten condiciones de carga ligera. Los transformadores de distribución serán monofásicos, 7500/120/240 voltios, conectados entre una de las fases y el neutro a tierra del sistema, como se indica en la figura No. 7, en forma alternada para cada una de las fases del sistema, evitándose así fuertes desequilibrios de carga entre fases. (19)

El sistema de distribución poseerá neutro común a tierra, es decir, se interconectará el neutro del primario con el neutro del secundario, obteniéndose un neutro continuo en toda la longitud del sistema, sea este secundario o primario.

Se ha considerado conveniente la disposición de neutro común para el sistema por las ventajas que ofrece el mismo, (21) cuales:

- Protección máxima para los transformadores de distribución del sistema, puesto que la interconexión provoca la denominada "protección de impulso", que previene el brusco aumento de impulsos de voltaje que pudieran provocar arcos por contacto del aislador, sea en el transformador o en los contactores de fase; o provocar la perforación del aislamiento del bobinado del transformador;
- Protección similar para los otros componentes del sistema primario, como pararrayos y fusibles de alta;

- Ahorro considerable en la inversión total, puesto que este sistema requiere un solo pararrayos y un solo fusible de alta por transformador, y un solo hilo para la conexión de cualquier rama primaria secundaria, supuesto que ya exista en ese recorrido el sistema secundario;
- Caída de tensión por fase menor en alrededor de un 25% que la que se presentaría en el caso de utilizar una conexión diferente para el neutro, permitiendo así la utilización de conductores de menor calibre y de menor costo;
- Disminución sensible de la resistencia a tierra para la conexión del sistema, al obtenerse en la práctica una barra de neutro, a todo lo largo del mismo.

Los pararrayos para protección contra descargas atmosféricas, tipo distribución, clase 10 Kv., descarga por válvula, serán conectados como lo indica la Figura No. 8. Esta conexión ofrece máxima protección, al limitar el sobre-potencial impuesto entre los bornes del equipo que interesa proteger, en este caso el transformador de distribución y su equipo asociado. El terminal de tierra del pararrayo se conecta al tanque del transformador y al conductor de neutro del secundario, logrando de esta manera que el voltaje total de impulso impuesto entre los bornes del transformador sea un valor inferior al del nivel de aislamiento del mismo.

Esta protección asegura la continuidad de servicio aún en zonas con tormentas eléctricas de gran intensidad.

Se dispondrán fusibles de alta tensión, clase 15 Kv., tipo K (acción rápida), como medio de protección contra sobre-corrientes que pudiesen

afectar al transformador de distribución o al sistema primario. Los fusibles de alta, de las características antes anotadas, se dispondrán en serie con el bobinado primario del transformador, insertados en el conductor de fase, como lo indica la Figura No. 8.

El régimen de los fusibles de alta tensión, será el indicado por la Tabla adjunta:

Destinados con finalidad de señalizar la sobrecarga y sobrecalentamiento.

REGIMEN DE FUSIBLES PARA PROTECCION DE TRANSFORMADORES (13)
(Protección entre 200 y 300% de carga de régimen EEI - IEHA)

| <u>EVA</u> | <u>Amp. régimen</u> | <u>Amp. Régimen</u> |
|----------------------|----------------------|---------------------|
| <u>Transformador</u> | <u>Transformador</u> | <u>Fusible</u> |
| 5 | 0,500 | 0,656 |
| 10 | 1,312 | 1 H |
| 15 | 1,97 | 3 H |
| 25 | 3,28 | 5 H |
| 37,5 | 4,92 | 6 H |
| 50 | 6,56 | 8 H |
| 75 | 9,84 | 12 |
| 100 | 13,12 | 15 |

Los valores de fusibles a instalar que aparecen en la actualidad en los sistemas de distribución de las subestaciones, serán utilizados para el propósito de las partes en los sectores subterráneos de Guadalupe y Saltillo, en sustitución de los de antes. Todos estos elementos serán instalados a una profundidad de 1,500 metros, convenientes de manera de obtener estabilidad para su fundación y disipación sobre el terreno que limita la correspondiente zona.

La separación o vano entre postes será variable, según la configuración y delimitación de las partes, pero se mantendrá entre los 30 y 50 metros como

SISTEMAS SECUNDARIOS DE DISTRIBUCIÓN

Se utilizarán los postes del primario, desde se especificar el tipo de Distribución Secundaria.

Los sistemas secundarios de distribución serán instalados sobre estructuras sencillas, compuestas por postes de concreto centrifugado, cuando siguen el recorrido del sistema primario, y postes de madera o hierro y bastidores con aisladores de ménsula y espiga (bracket), dispuestos verticalmente. Los bastidores serán del tipo standard, con separación de 0,300 metros (3 pulgadas) entre conductores.

Los postes de madera tendrán una longitud mínima de 9,000 metros y serán tratados con creosota 2,500 metros de su longitud total, medidos a partir de la base. Este tratamiento preservará al poste contra el crecimiento de hongos, por acción de la humedad residual del terreno, y la acción destructora de insectos taladradores. Su parte superior será rematada en ángulo agudo, para permitir el fácil escurrimiento de las aguas lluvias, durante la estación del invierno, y evitar que al exponerse éstas se deterioren el tipo del poste.

Los postes de hierro o concreto que existen en la actualidad en los sistemas de distribución de las poblaciones, serán utilizados para el tendido de las redes, en los sectores céntricos de Sabacón y Salitre, 7,000 metros sobre el nivel del terreno, cuando se trate de postes en combinación con los de madera. Todos estos elementos serán enterrados a una profundidad de 1,500 metros, asentándolos de manera de obtener estabilidad para su fundación y dispuestos sobre el bastidor que li-
mita la correspondiente obra.

La separación o vano entre postes será variable, según la configuración y delimitación, pero se encontrará entre los 30 y 50 metros como

límites mínimo y máximo, respectivamente, excepto en los recorridos donde se utilizan los postes del primario, donde se especificaron vanos de 70 metros entre ellos. En este último caso los aisladores de sujeción del secundario se colocarán a nivel superior, para permitir que subsista la mínima distancia libre entre el conductor más bajo y el nivel del terreno.

El sistema de transmisión será unidifilar, tres conductores, voltaje nominal de 130/240 voltios, con bastidor a tierra, y un varilla conductor para tierra de 97% de conductividad, aislados con plástico (PVC), de los calibres # 6 al 1/0 AWG.

Para el servicio eventual.

Para este rango de calibres, en una zona de carga ligera y con los vanos de 70 metros, el conductor de postes del secundario será instalado en el nivel superior, previstos, se obtuvieron las flechas finales siguientes: (13)

| Calibre AWG No. | Temperatura °C. | Flecha por longitudinal del vano, en metros de | | |
|--------------------|--------------------|--|-------|-------|
| | | 30 | 50 | 70 |
| 6 | 32 | 0,280 | 0,572 | --- |
| 4 | 32 | 0,292 | 0,580 | --- |
| 2 | 32 | 0,292 | 0,580 | 1,040 |
| 1 | 32 | 0,292 | 0,585 | 0,965 |
| 0 | 32 | 0,292 | 0,585 | 0,918 |

Los aisladores serán dispuestos con su bastidor a una altura mínima de 7,000 metros sobre el nivel del terreno, cuando se trate de postes de madera, con un vano superior de voltaje para el secundario que en el soporte del secundario, y a 6,500 metros sobre el nivel del terreno cuando sean postes que lloven primario y secundario conjuntamente. Se

dispondrá de abrazaderas y pernos de acero para la sujeción de los aisladores a los postes de concreto o hierro, y pernos pasantes de acero para el soporte de los sistemas secundarios para las poleas de madera.

En los terminales de línea de secundario se utilizarán aisladores de tipo

ción, tipo standard, clase 600 voltios, sujetos a los postes mediante cable de acero de alta resistencia a la tensión, 3/8 pulgada de diámetro, material que se utilizará igualmente para el anclaje de las estructuras terminales del sistema secundario.

Disposición eléctrica

El sistema secundario será monofásico, tres conductores, voltaje nominal de 120/240 voltios, con neutro a tierra, y un cuarto conductor para el servicio de alumbrado público en combinación con uno de los conductores del servicio general.

El conductor de neutro del secundario será instalado en el nivel superior, posición que le permite proteger, por estar a tierra, a los demás conductores del sistema en caso de caída del circuito primario sobre estos, no existiendo así peligro para los usuarios del servicio en caso de accidente de esta naturaleza.

La caída permisible de voltaje en el sistema secundario es de 3,5 voltios, como se anotó en secciones anteriores, tomados en base de un voltaje nominal de 120 voltios, es decir que desde los terminales del transformador hasta el extremo del sistema secundario la máxima caída de voltaje debe ser de 3,5 voltios. Esta limitación permite realizar un diseño eficiente, con una buena regulación de voltaje para el consumidor que se encuentre más alejado del sistema primario.

ESTADACION DEL CALIBRE Y EXTENSION DE SISTEMAS SECUNDARIOS

Para el proyecto de los sistemas secundarios para las poblaciones materia de este Estudio, que incluye disposición, calibre y extensión de los mismos, se estimará en primer término una demanda promedio por consumi-

dor, como base para los cálculos.

La demanda promedio por consumidor se la ha estimado en 0,5 Kw., como un promedio representativo de la capacidad económica de los consumidores, que se refleja directamente en el consumo de energía eléctrica por parte de los mismos, y del desarrollo urbanístico de dichas poblaciones.

Se considera este promedio como aceptable para los alcances de este proyecto, por ser las poblaciones de la zona de Saboración y Salitre núcleos rurales, de baja densidad de población por unidad de superficie, consistente la mayoría de los edificios de construcciones de madera o mixtas, de una sola planta alta, con grandes patios anexos y, por consecuencia, con baja densidad de carga por unidad de longitud.

Para los efectos de esta estimación se asumirá un factor de desbalance entre las cargas transportadas por cada conductor y un factor de potencia de 30% retrasado para la carga promedio. Se han realizado estas asunciones en consideración a la imposibilidad física de que se obtenga un perfecto balance entre las cargas transportadas por cada conductor, a pesar de la conexión en forma alternada de las acometidas de los consumidores al secundario; y a que se debe admitir un margen de ampliación de las cargas conectadas, en el futuro, con un sensible deterioro del factor de potencia en el posible uso de comodidades como refrigeradores, acondicionadores de aire, lavadoras, bombas de agua, etc., que inclinarán el factor de potencia hacia un retraso inductivo, del orden de un 30%.

Para proyectar la disposición y estimar el calibre de los sistemas secundarios se ha utilizado un método gráfico, que se denomina "estimación por Cartas del Sistema Secundario",⁽¹³⁾ el mismo que se describe

a grandes rasgos:

Las demandas de los consumidores se las considera como agrupadas en cada poste del sistema secundario, con una separación tipo de 30 metros entre postes. Se asume que un promedio de 3 acometidas se agruparán en cada poste, con una demanda combinada de 1,5 Kw. Figura No. 9.

Se obtendrá entonces el factor Kilowatio por vano válido para cada poste, multiplicando la demanda combinada por el número de vanos existente entre el poste y aquel que soporta al transformador. Estos valores se tabulan para cada lado del transformador, tratando de colocar al mismo en un punto en el que los valores totales de Kilowatio por vano sean aproximadamente iguales para cada lado.

La determinación del calibre requerido y la extensión del secundario se realiza gráficamente, a base del valor total de Kw. por vanos por lado del transformador, obteniéndose los siguientes valores, tomados en base de una caída de voltaje máxima permisible de 3,5 voltios y en las condiciones fijadas anteriormente:

LONGITUD MÁXIMA PARA SECUNDARIOS A 120/240 VOLTIOS

| <u>Calibre AWG No.</u> | <u>Máxima longitud permisible en metros</u> |
|----------------------------|---|
| 6 | 105 |
| 4 | 135 |
| 2 | 175 |
| 0 | 200 |

Como ejemplo, se incluye el siguiente:

En la Figura No. 10, que muestra la parte céntrica de Sasborondón, se

puede observar un secundario que parte de la intersección de las calles Sucre y Tercera y que avanza por ésta hasta la intersección de Tercera y La Paz. Este secundario tiene una extensión de seis vueltas medias, con una longitud aproximada de 170 metros. De la Tabla anterior se puede apreciar que el calibre correspondiente al mismo debe ser el #2AWG, pues si se usara el #3AWG, a cuatro hilos, en las líneas principales, el uso del inmediato superior presentaría mayores inversiones iniciales que el uso del #2AWG, a cuatro hilos, en las líneas principales para una diferencia de longitud mínima.

La capacidad del transformador de distribución que suplirá la demanda de este secundario se la ha estimado combinando las demandas de cada lazo. El transformador de 25 KVA se utilizará también con refuerzo de capacidad del transformador, haciendo la consideración de que éste tendría conectado un secundario de similar extensión que el anterior y en recorrido de opuesto.

El sistema primario tendrá el recorrido que sigue: Las demandas combinadas del lado izquierdo representan un sub-total de 9,0 Kw. para un factor de potencia de 80% retrasado. Dado que se ha instalado un secundario hacia el lado derecho de iguales dimensiones, es válido asumir una demanda subtotal de 9,0 Kw. para éste, con un total de 18,0 Kw. como carga del transformador. La capacidad correspondiente al mismo debe ser de 25 KVA, ya que el valor de potencia aparente correspondiente a 18,0 Kw. y f.p. 0,8 es de 22,5 KVA.

Este sistema primario avanza desde la intersección de las calles Sucre y Tercera, hacia el Sur, hasta las inmediaciones de la Filadelfia "La Independencia", continuando luego una manifiesta hacia el Sur, y un secundario que avanza por la calle Tercera hacia el Norte, hasta la intersección de las calles Tercera y La Paz.

Un tercer cable secundario se instalará en la intersección de las calles Sucre y Cuarta, para distribuir por esta última calle hacia el Sur, hasta la intersección de las calles Cuarta y Los Ríos.

Estos cables tendrán una extensión aproximada de 150 metros de lí-

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA CIUDAD DE SAMBORONDONSistema PrimarioReferencia Plano No. 9

El sistema primario de distribución, proyectado para la ciudad de Samborondón, será trifásico, a cuatro hilos, en las líneas principales, utilizándose además tres ramales monofásicos para el servicio en los barrios alejados del centro de la ciudad. Será del tipo y características mecánicas y eléctricas descritas en los términos generales anteriores.

Como conductor de fase se utilizará aluminio con refuerzo de acero (ACSR), del calibre ϕ 2 AWG.

Trazado

El sistema primario tendrá el recorrido que sigue:

Entrando por la calle Sucre, sigue por ella hasta la calle Omeño, donde da vuelta hacia el norte, siguiendo por esta calle y su prolongación, la calle Bolívar, hasta encontrar con el carretero a Salitre, lugar donde hace rumbo a La Victoria.

A la altura de la calle Tercera, la línea principal se bifurca en dos ramales: una línea trifásica que avanza por la misma calle hacia el Sur, hasta las inmediaciones de la Piladora "La Samborondina", continuando luego como monofásica hacia el Malecón; y un ramal monofásico que avanza por la calle Tercera hacia el Norte, hasta la intersección de las calles Tercera y La Paz.

Un tercer ramal monofásico se derivará de la intersección de las calles Sucre y Omeño, para dirigirse por esta última calle hacia el Sur, hasta la intersección de las calles Omeño y Los Ríos.

Estos recorridos tienen una extensión aproximada de 3000 metros de lí-

neas de alta tensión, correspondiendo a los resales monofásicos 600 metros de la misma, requiriéndose un total de 33 estructuras de soporte, para su tendido y erección.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA

Serán monofásicos, capaces de ser disjuntos en banco trifásico, 7500/150/340 voltios. Se requerirán los siguientes:

- No. 1: de 15 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 3 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Bolívar y M.
- No. 2: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Bolívar y La Paz.
- No. 3: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Tercera y La Paz.
- No. 4: de 37,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro. Fusible de 6 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Sucre y 24 de Mayo.
- No. 5: de 15 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 3 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Sucre y Cuarta.
- No. 6: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Tercera y J.
- No. 7: de 37,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro. Fusible de 6 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Calle Bolívar, desde la calle Donceles hacia el norte. Calle

- Localizado en la intersección de las calles Olmedo y El Oro.
- No. 8: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Olmedo y Los Ríos.
- No. 9: de 15 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 3 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Tercera y H.
- No. 10: de 15 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 3 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Tercera y G.
- No. 11: Banco trifásico, formado por tres transformadores monofásicos de 15 KVA de capacidad, destinado al servicio de la Piladora "La Sumbertadña". Fusibles de 3 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv. Localizado dentro de los predios de la Piladora.
- No. 12: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Cuarta y P.
- No. 13: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Cuarta y D.

SISTEMA SECUNDARIO

Referencia Plano No. 8

El sistema secundario se compondrá de los siguientes circuitos:

- No. 1: servido por transformador de 15 KVA de capacidad. Consta del Calle Bolívar, desde la calle Rocafuerte hacia el norte. Calle

- brest: # 1 y # 2 AWG. y # 4 AWG.
- No. 41: Calle 24 de Mayo, Iden. Calibres: # 2 AWG. Calle Tercera, Iden. Calibres: # 2 y # 4 AWG. Calle O, toda su longitud. Calibres: # 4 y # 6 AWG.
- No. 71: Calle H, Iden. Calle H, Iden. Calle L, Iden. Calibres: # 1, # 2 y # 4 AWG.
- No. 21: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de: Calle Bolívar, desde la calle Calixto Romero hasta la Rocafuerte. Calibres: # 1 y # 2.
- No. 51: Calle 24 de Mayo, Iden. Calibre # 2 AWG. Calle Rocafuerte, desde el Malecón hasta la Tercera. Calibres: # 2 y # 4 AWG. Calles La Paz y García Moreno, Iden. Calibres: # 2 y # 4 AWG.
- No. 31: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de: Calle Tercera, desde la calle Rocafuerte hasta la Calixto Romero. Calibres: # 2 y # 4 AWG. Calle La Paz, desde la Tercera hacia el Cementerio. Calibre # 4 AWG. Calles García Moreno y Calixto Romero, Iden. Calibres: # 4 AWG.
- No. 41: servido por transformador de 37,5 KVA de capacidad. Consta de: Calle Calixto Romero, desde el Malecón hasta la calle Tercera. Calibres: # 2 y # 4 AWG. Calle Surro, Iden. Calibres: # 1 y # 4 AWG. Calles Olmedo, Malecón y 24 de Mayo, desde Calixto Romero hasta Surro. Calibres: # 2 y # 4 AWG.
- No. 121: servido por transformador de 15 KVA de capacidad. Consta de: Calle K, desde la calle Tercera a la Quinta. Calibre # 4 AWG. Calle Surro, Iden. Calibre # 2 AWG. Calles Tercera, Cuarta y Quinta, entre las de Calixto Romero y

- No. 13: Sucre. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG. UNA de capacidad. Consta del
- No. 6: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:
Calles Tercera, Cuarta y Quinta, entre las de Sucre y Calle I.
Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG. UNA de capacidad. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4
- No. 7: servido por transformador de 37,5 KVA de capacidad. Consta de:
Calles Malecón, Olmedo y $\frac{3}{4}$ de Mayo, entre las de Sucre y Los
Ríos. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG. UNA de capacidad. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4
Calle El Oro, desde el Malecón hasta la calle Tercera. Cali-
bres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG. UNA de capacidad. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4
- No. 8: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:
Calibres de ϕ 2 y ϕ 4 AWG. UNA de capacidad.
Calles Malecón, Elv Alfaro, desde Los Ríos hacia la orilla
del Bahahoyo. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
Calles A, B y C, toda su extensión. Calibre: ϕ 6 AWG.
- No. 9: servido por transformador de 15 KVA de capacidad. Consta de:
UNA de capacidad. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
Calles Tercera, Cuarta, Quinta, entre las de I y Los Ríos.
Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG. UNA de capacidad. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4
Calle I y H, desde la Tercera hasta la Quinta. Calibres: ϕ 2,
y ϕ 4 AWG. UNA de capacidad. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4
Los Ríos, desde la Tercera a la Cuarta. Calibre ϕ 4 AWG.
- No. 10: servido por transformador de 15 KVA de capacidad. Consta de:
Calles $\frac{3}{4}$ de Mayo y Tercera, desde Los Ríos hasta la calle F.
Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
Calle G, toda su extensión. Calle F, desde la orilla del río
hasta la calle Cuarta. Calibres ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
- No. 12: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:
Calles Cuarta, Quinta y Sexta, entre las de Los Ríos y calle
E. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
Calles Los Ríos, G. y F., entre la Cuarta y Sexta. Calibres:
 ϕ 2 y ϕ 4 AWG.

No. 13: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:

Sistema Calles Cuarta, Quinta y Sexta, entre las calles E y el Malecón. Calibres: # 2 y # 4 AWG.

Redes Calles E, D y Malecón, toda su longitud. Calibres: # 2 y # 4 AWG.

La longitud total aproximada de los circuitos que componen el sistema secundario proyectado para la ciudad de Sanborombón, es de 5900 metros, longitud que descompuesta para los diversos calibres de conductor a utilizarse es de:

Conductores de cobre del # 1 AWG: 400 metros

| | | |
|---------------------|------|---|
| del # 2 " " " " " " | 4450 | " |
| del # 4 " " " " " " | 3750 | " |
| del # 6 " " " " " " | 300 | " |

Para el tendido de las líneas del sistema secundario se requerirán 116 postes de madera, a más de los postes de hierro fundido existentes en la actualidad, un número de 25. Los postes de concreto del sistema primario se utilizarán en común, dotados de sus respectivos bastidores y aisladores.

Reservorio, 7.50/20/10 metros, se registrarán los siguientes:

- No. 1: de 27,5 KVA de capacidad, servido entre la fase "A" y neutro. Poste de 6 metros. Perfiles de distribución, clase 10 No. Instalado en la intersección de las calles Malecón y A.
- No. 2: de 27,5 KVA de capacidad. Servido entre la fase "B" y neutro. Poste de 6 metros. Perfiles de distribución, clase 10 No. Instalado en la intersección de las calles Malecón y B.

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA VICTORIA

Sistema Primario De 5 ejes. Recorrido de distribución, clase 10 Ev.

Referencia Plano No. 9 La intersección de las calles Malocón y C.

No. 1: de 13 EKV de capacidad. Conectado entre la fase "c" y neutro.
El sistema primario de distribución de La Victoria será trifásico, a cuatro hilos, del tipo y características mecánicas y eléctricas descritos en los términos generales anteriores, utilizándose como conductores de fase los de aluminio con acero de refuerzo, del # 2 AWG ACSE.

En el terminal del sistema primario, que se sitúa será localizado en la Trazado

El sistema primario será trazado sobre el siguiente recorrido: A partir de la culminación de la alimentadora Samborombón-La Victoria, en el carretero al Puerto La Victoria, toma el Malocón de la población, por su acera este, hasta la intersección de esta calle con el carretero a Salitre.

Este recorrido tiene una longitud aproximada de 630 metros de línea trifásica, requiriéndose de 13 estructuras de soporte (poste de cruz y cruceta de madera en voladizo).

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA

Calle A, toda su longitud, en sentido norte-sur y dos transformadores, 750/120/40 voltios. Se requerirán los siguientes:

- No. 1: de 37,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "A" y neutro. Fusible de 6 amperios. Recorrido de distribución, clase 10 Ev. Localizado en la intersección de las calles Malocón y A.
- No. 2: de 37,5 KVA de capacidad. Conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 6 amperios. Recorrido de distribución, clase 10 Ev. Localizado en la intersección de las calles Malocón y B.

Calle B, toda su longitud. Calibres # 2 y # 4 AWG.

Calle C, toda su longitud. Calibres # 2 y # 4 AWG.

- No. 3: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro.
Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.
Localizado en la intersección de las calles Malecón y C.
- No. 4: de 15 KVA de capacidad. Conectado entre la fase "c" y neutro.
Fusible de 3 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.
Localizado en la intersección de la calle Malecón y el carretero
a Salitre.

En el terminal del sistema primario, que se estima será localizado en la intersección de la calle Malecón y el carretero a Salitre, se requerirán dos pararrayos de distribución, clase 10 Kv., para protección de la línea, a más del que protegerá al transformador No. 4.

Sistema Secundario

Referencia Plano No. 9

Se consistirá de los siguientes circuitos:

- No. 1: servido por el transformador No. 1, de 37,5 KVA de capacidad, y consta de: Calle Malecón, desde la intersección de ésta y la
A, en sentido norte-sur. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
Calle A, toda su longitudinal, en sentido oeste-este y dos ramales: Calle Primera y Calle Segunda, ambas en sentido norte-sur.
Calibres ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
- No. 2: Servido por transformador de 37,5 KVA y consta de:
Calle Malecón, desde la calle A hasta la acera Sur de la calle
C. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.
Calle Primera: Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.
Calle Segunda: Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.
Calle B, toda su longitudinal. Calibre: ϕ 4 AWG.
Calle C, acera sur, toda su longitudinal. Calibres ϕ 2 y ϕ 4 AWG.

No. 3: Servido por transformador de 25 KVA, y consta de:

Calle Malecón, desde la acera norte de la calle C hasta la intersección con el carretero a Salitre. Calibre $\# 4$ AWG.

Calle Segunda, desde la acera norte de la calle C hasta la media cuadra correspondiente. Calibre: $\# 4$ AWG.

Calle C, acera norte, toda su longitud. Calibres: $\# 2$ y $\# 4$ AWG.

No. 4: servido por transformador de 15 KVA, y consta de:
 Calle Malecón, desde el carretero a Salitre hacia el norte. Calibre: $\# 4$ AWG.

Calle Segunda, media cuadra correspondiente, entre el carretero a Salitre y la acera Sur de la calle C. Calibre: $\# 4$ AWG.

Carretero a Salitre, su prolongación, Calibre: $\# 4$ AWG.

Para el soporte de las líneas del sistema secundario se requerirán 37 postes de madera, con sus correspondientes aisladores, a más de los postes de concreto del primario, que se utilizarán en común.

La longitud total aproximada de los circuitos que componen el sistema secundario de La Victoria es de 2.400 metros, correspondiendo al $\# 2$ AWG 400 metros de dicha longitud.

El cable trifásico se servirá de la intersección de las calles J de Ocho y Abán Calderín, hasta la intersección de ésta y San Jacinto.

La longitud aproximada del cable trifásico es de 400 metros, con un cable trifásico de 70 metros de extensión. Para el soporte del cable se utilizarán 5 postes de concreto con sus respectivos arcos y 2 aisladores aislados.

REQUERIMIENTOS DE INSUMOS DEL SISTEMA

Transformador, 750/120/240 voltios. Se requerirán los siguientes:

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA TARIFA

con un, destinadas a servir a las Piladoras Nueva y San Jacinto.

Sistema PrimarioReferencia Plano No. 10

El sistema primario de distribución de Tarifa será trifásico, con un solo ramal trifásico, destinado a dar servicio trifásico a las Piladoras "Azucena" y "Sta. Marismita", que podrá ser ampliado según las necesidades de dichas industrias y el sector al cual va a servir.

Las características mecánicas y eléctricas serán las mismas que se encuentran en los términos generales, utilizándose como conductor de fase los ACER # 2 ANG.

Trazado Seguirá el siguiente recorrido: Por la calle 9 de Octubre, acera oeste, seguirá hasta las proximidades del muelle municipal de la población, donde estará localizada una estructura metálica de las previstas para el cruce de ríos de ancho mayor al del tipo, cruzando el río Los Tintos en sentido norte-sur oeste, hasta las proximidades de la Piladora Miraflores, donde se localizará la segunda estructura metálica.

Un ramal bifásico se derivará de la intersección de las calles 9 de Octubre y Abdón Calderón, hasta la intersección de ésta y San Jacinto.

La longitud aproximada del sistema primario trifásico es de 460 metros, con un ramal bifásico de 70 metros de extensión. Para el soporte del sistema se utilizarán 6 postes de concreto con sus respectivas crucetas y 2 estructuras metálicas.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA

Monofásicos, 7500/150/240 voltios. Se requerirán los siguientes:

- No. 1: Banco trifásico, formado por tres transformadores de 37,5 KVA cada uno, destinados a servir a las Piladoras Susana y Manuelita. Fusibles de 6 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv., uno en cada fase.
- No. 2: Localizado sobre el Malecón del recinto San Francisco de Asís, junto a la Piladora Susana.
- No. 2: Banco trifásico, formado por tres transformadores de 37,5 KVA cada uno, para servicio de las Piladoras M₁reflores y San Andrés. Fusibles de 6 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv., uno en cada fase.
- Localizado sobre la estructura metálica en el Malecón del recinto
- No. 3: Transformador de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.
- Localizado en la intersección de las calles 9 de Octubre y Malecón Simón Bolívar. Zona Calles 9 & 10.
- No. 4: Banco delta-abierto, formado por dos transformadores de 37,5 KVA cada uno, destinados al servicio de las Piladoras Asuena y Santa Marianita y un sector de la población. Conectados a las fases "b" y "c", y neutro. Fusibles de 6 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv., uno en cada fase.
- Localizado en la intersección de las calles Abdón Calderón y San Jacinto. Zona Calles 9 & 10.
- No. 5: Transformador de 25 KVA de capacidad. Conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv.
- Localizado en la intersección de las calles 9 de Octubre y G. Muro.

Sistema secundario de los cables, para puntos de las líneas del campo

Referencia Plano No. 10 de los postes del sistema en los receptores

de los cables, con sus respectivos aisladores.

Se componerá de los siguientes circuitos:

La longitud total a distancia del sistema secundario proyectado para

No. 1: servido por transformador de 25 KVA de capacidad, consta de:

Calle Masecón, desde la calle San Jacinto hasta la calle Velasco Ibarra. Calibre: ϕ 4 AWG.

Calle Abdón Calderón, Idem. Calibre ϕ 4 AWG.

Calle 9 de Octubre, desde el Masecón hasta la calle Abdón Calderón. Calibre: ϕ 4 AWG.

Calle Presidente Velasco Ibarra, Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.

No. 2: servido por banco delta-abierto, de 37,5 KVA en cada fase, consta de los siguientes:

Calle Masecón, de la calle San Jacinto hacia el Este. Calibre: ϕ 2 AWG.

Calle Abdón Calderón, Idem. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.

Calle García Moreno, Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.

Calle Tercera, Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.

Calle San Jacinto, toda su longitud. Calibre: ϕ 2 AWG.

Calle A, Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.

No. 3: Servido por transformador de 25 KVA, consta de:

Calle García Moreno, de la calle San Jacinto a la Presidente Velasco Ibarra. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.

Calle Tercera, Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.

Calle 9 de Octubre, de la calle Abdón Calderón a la Tercera. Calibre ϕ 4 AWG.

Calle D, Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.

Calle Presidente Velasco Ibarra, Idem. Calibre: ϕ 4 AWG.

Se requerirán 31 postes de madera, para soporte de las líneas del secundario, utilizándose además los postes del primario en los recorridos comunes, con sus respectivos aisladores.

La longitud total aproximada del sistema secundario proyectado para Tarifa es de 1.500 metros, correspondiendo al calibre # 2 AWG 250 metros de dicha extensión.

Entre las líneas de las características y tipo ya descritas con anterioridad. Como conductor de fase se utilizará el tipo MVE del calibre # 2 AWG.

Descripción

El recorrido del sistema primario de distribución será el siguiente:

La línea existente entrará a Saltillo por la prolongación del carretera Empedrado-Saltillo, continuando por ella hasta la Avenida 27 de Noviembre, a partir de la cual tendrá hacia el norte. Por esta Avenida seguirá hasta su prolongación, la calle Surco, hasta las inmediaciones de la Filial "Prote". A partir de este punto la línea para ser alimentada por el ramal, dirigidos a Juan Rodríguez Aguirre. Se requerirán las siguientes derivaciones especiales un ramal que saliendo de la Avenida 27 de Noviembre, continuará por ella hasta el Mercado del Vivero, y otros dos, que saliendo de la calle Surco se prolongarán hasta el Mercado del Saltillo. El recorrido del sistema primario tiene una extensión total aproximada de 2.400 metros, correspondiendo al tipo de conductor MVE una extensión de 200 metros.

Para el tendido de las líneas del primario se requerirán aproximadamente 25 estructuras de soporte, requiriendo de poste de concreto y armadura de acero en voladizo.

REQUERIMIENTOS DE MATERIALES DEL SISTEMA

Resistencia, 750/100/30 voltios. Se requerirán los siguientes:

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA CIUDAD DE SALTRESistema PrimarioReferencia Plano No. 11

El sistema primario que se ha proyectado para la ciudad de Saborondón será trifásico, a cuatro hilos, de las características y tipo ya descritos con anterioridad. Como conductor de fase se utilizará el tipo ACGR del calibre # 2 AWG.

Trasado

El recorrido del sistema primario de distribución será el siguiente:

La línea trifásica entrará a Salitre por la prolongación del carretero Saborondón-Salitre, continuando por ella hasta la Avenida 27 de Noviembre, a partir de la cual tomará hacia el este. Por esta Avenida seguirá hasta su prolongación, la calle Suave, hasta las inmediaciones de la Piladora "Freire". A partir de este punto la línea pasa a ser alimentadora rural, dirigiéndose a Juan Bautista Aguirre. Se dispondrán las siguientes derivaciones monofásicas: Un rural que saliendo de la Avenida 27 de Noviembre, continúa por ella hasta el Malecón del Vinces, y otros dos, que saliendo de la calle Suave se prolongarán hacia el Malecón del Salitre. El recorrido del sistema primario tiene una extensión total aproximada de 1.450 metros, correspondiendo al grupo de ramales monofásicos una extensión de 200 metros.

Para el tendido de las líneas del primario se requerirán aproximadamente 26 estructuras de soporte, compuestas de poste de concreto y cruceta de madera en voladizo.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA

Monofásicos, 750/120/240 voltios, Se requerirán los siguientes:

- No. 1: Banco trifásico, formado por tres transformadores monofásicos de 25 KVA. Destinado al servicio de la Piladora "Freire". Fusibles de 5 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la Piladora.
- No. 2: de 15 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 3 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Calderón y P. Pareda.
- No. 3: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 5 amperios, Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Calderón e Indio Maños.
- No. 4: de 37,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 6 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Sucre y G.
- No. 5: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Sucre y H.
- No. 6: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de la Avenida 27 de Noviembre y Daxle.
- No. 7: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de la Avenida 27 de Noviembre y Paire Aguirre.
- No. 8: de 37,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro. Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.

Localizado en la intersección de la Avenida 27 de Noviembre y Eloy Alfaro.

- No. 9: de 15 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro. Fusible de 3 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de la Avenida 27 de Noviembre y Malecón.

- No. 10: de 37,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro. Fusible de 6 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de la calle Olmedo y el carretera a Sanborombón.

Calle Olmedo, toda su longitud. Calibres: ϕ 1 y ϕ 4 ANG.

Sistema secundario

El sistema secundario es servido por transformador de 27 KVA de capacidad. Constata del Referencia Plano No. 11.

El sistema secundario se compondrá de los siguientes circuitos:

- No. 1: servido por transformador de 15 KVA de capacidad. Constata de:
 Calles Calderón y Bolívar, desde la calle P. Poveda hasta la
 Pilafora Priore. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 ANG.
 Calles P. Poveda y Ma. A. Briones, desde la calle Padre Copeda hasta el Malecón del Salitre. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 ANG.
- No. 2: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Constata de:
 Calles Calderón y Bolívar, desde la calle P. Poveda a la de
 Isidro Mañón. Calibre ϕ 2 ANG.
 Calles C. D. e Isidro Mañón, toda su longitud. Calibres: ϕ 2
 ϕ 4 y ϕ 6 ANG.
- No. 3: servido por transformador de 37,5 KVA. Constata de:
 Calle Sauro, desde la calle Poveda hasta la calle J. Calibre
 ϕ 1 ANG.
 Calle Padre Copeda, Idem. Calibre: ϕ 2 ANG.

Calles G. y J., toda su longitud. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG. y ϕ 4 AWG.

- No. 4: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:
Calle Malecón, desde la de Isidro Maños hasta la calle M. Ca-
libres: ϕ 2 AWG.

Calles Manuel Castro, H, I, K, L, toda su longitud. Calibres:
 ϕ 2 y ϕ 6 AWG.

- No. 5: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:
Avenida 27 de Noviembre, desde la calle J hasta la calle Pie-
drahita. Calibres: ϕ 1 y ϕ 2 AWG.

Calle Padre Cepeda, Idem. Calibres: ϕ 1 y ϕ 4 AWG.

Calle Denis, toda su longitud. Calibres: ϕ 1 y ϕ 4 AWG.

- No. 6: servido por transformador de 27 KVA de capacidad. Consta de:
Calles Piedrahita y Padre Aguirre, toda su longitud. Calibres:
 ϕ 2 y ϕ 4 AWG.

Avenida 27 de Noviembre, desde la calle Piedrahita al carretero
a Sanborcán. Calibre: ϕ 2 AWG.

- No. 7: servido por transformador de 37,5 KVA. Consta de
Avenida 27 de Noviembre, García Moreno, desde el carretero al
Malecón Vinos. Calibre: ϕ 2 AWG.
Carretero, El Rey Alfaro y 9 de Octubre, desde la calle A. Parducci
hasta la Avenida 27 de Noviembre. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 AWG.

- No. 8: servido por transformador de 15 KVA. Consta de:
Calle S y Malecón Vinos, toda su longitud. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4
AWG.

- No. 9: servido por transformador de 37,5 KVA de capacidad. Consta de:
Calles Adalina Parducci, y Olmedo, toda su longitud. Calibres:
 ϕ 2 y ϕ 4 AWG.

Carretero a Sanborcán, Calle R, 9 de Octubre y Rocafuerte, des-

de la calle Adelina Pardoel hacia el Sur. Calibres: # 2 y # 4 AWG.

La extensión total aproximada de los circuitos que componen el sistema secundario proyectado, es de 4.810 metros, longitudinal que puede considerarse como descompuesta así, para los calibres a utilizarse:

El sistema Conductor # 1 AWG : 540 metros
 # 2 AWG : 2510 metros y repartidos en cables y
 eléctricas # 4 AWG : 1600 metros. Como conductores de fase se
 utilizarán los cables # 6 AWG : 160 metros referidos (ACSR) del # 2 AWG.

Para el tendido de las líneas de secundario se requerirán 63 postes de madera, además de los postes de concreto existentes en la actualidad, en número de 30.

No utilizarán los postes de concreto del primario como soporte común al sistema secundario, en los recorridos paralelos y comunes a ambos sistemas. A esta altura como el río Antiguo Que Supurí, existente por el lado correspondiente del Mbaracá hasta la calle 9 hasta haber cubierto este para terminar en la intersección de las calles 9 y Avenida Principal.

La longitud de las líneas trifásicas del primario es de 560 metros, aproximadamente regularizadas para su tendido de la construcción de soporte.

TRANSFORMADORES DE REGULACION DEL SISTEMA

Manifiesto, 7000/100/40 voltios. Se requerirán los siguientes:

- No. 1: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro. Tipo de 3 bobinas. Fabricante de distribución, clase 10 KV. Localizado en la intersección de las calles 9 y Mbaracá.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA GENERAL VERNAZASistema PrimarioReferencia Plano No. 12

El sistema primario de distribución de la población General Vernaza será trifásico, a cuatro hilos, del tipo y características mecánicas y eléctricas descritos en páginas anteriores. Como conductores de fase se utilizarán los de aluminio con acero de refuerzo (ACSR) del ϕ 2 AWG.

Trazado

El sistema primario tendrá el siguiente recorrido: A partir de la subestación primaria, intersección de las calles B y Malecón, la alimentación de la alimentadora Salitre-General Vernaza toma por la calle B en toda su extensión, hasta su intersección con la calle Malecón, donde para continuar la alimentación de la línea se hace un viraje de 90° de tuerca al norte siguiendo hasta la intersección de las calles Malecón y A. A esta altura cruza el río Antiguo Guahapellí, siguiendo por el lado correspondiente del Malecón hasta la calle D donde hace rumbo este para terminar en la intersección de las calles D y Avenida Principal.

La longitud de las líneas trifásicas del primario es de 560 metros, aproximadamente requiriéndose para su tendido de 12 estructuras de soporte.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA

Monofásicos, 7566/120/240 voltios. Se requerirán los siguientes:

No. 1: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro.

Fusible de 5 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 KV.

Localizado en la intersección de las calles B y Malecón.

- No. 2: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro.
 Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv. ANG.
 Localizado en la intersección de las calles A y Malecón.
- No. 3: de 27,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro.
 Fusible de 6 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.
 Localizado en la intersección de las calles F y Maldonado.
- No. 4: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro.
 Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.
 Localizado en la intersección de las calles D y Avenida Principal.
 Localizado en la intersección de las calles D y Avenida Principal, toda su extensión. Calibre ϕ 2 ANG.

El punto terminal del sistema primario, intersección de las calles mencionadas, requerirá de dos pararrayos de distribución, clase 10 Kv., para completar la protección de la línea contra descargas atmosféricas.

En el sistema secundario, en el sistema actual, se tiene de 10, y
Sistema Secundario
 de 17, con sus respectivas extensiones. Las
Referencia Plano No. 12

Se construirá de los siguientes circuitos: Se utilizarán en cada uno los

- No. 1: servido por un transformador de 25 KVA de capacidad y consta de:

Calle E, toda su extensión. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 ANG.
 Calle Maldonado, desde la calle B, hacia el sur. Calibres: ϕ 2 y ϕ 4 ANG.

Calle Primera, toda su extensión. Calibres ϕ 2 y ϕ 4 ANG

Calle C, toda su extensión. Calibre ϕ 4 ANG.

- No. 2: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:

Calle A, toda su extensión. Calibre: ϕ 4 ANG.

Calle Maldonado, lado oeste, desde la calle B hacia el norte, prolongándose al Malecón Vinces, en toda su longitud. Calibres ϕ 2 y ϕ 4 ANG.

No. 3: servido por transformador de 37,5 KVA de capacidad. Consta de:

Calle Malecón, lado este, toda su extensión. Calibres $\phi 2$ y $\phi 4$ AWG.

Calle F, desde el Malecón hasta la Avenida Principal. Calibre

$\phi 4$ AWG.

El sistema primario de distribución para la población de Juan Sebastián

Banal de la calle F, en toda su extensión. Calibre $\phi 4$ AWG.

No. 4: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:

Calle D, toda su extensión. Calibre $\phi 2$ AWG.

Calle E, toda su extensión. Calibre $\phi 4$ AWG.

Calle F, desde la Avenida Principal hacia el este. Calibre $\phi 4$ AWG.

Avenida Principal, toda su extensión. Calibre $\phi 2$ AWG.

Calle que limita la Ciudadela Varnasa, en toda su extensión. Ca-

libre $\phi 4$ AWG.

Para el tendido de las líneas del sistema secundario se utilizarán los

postes de hierro existentes en el sistema actual, en número de 20, y

postes de madera, en número de 17, con sus respectivos aisladores. Los

postes de hierro serán colocados en las calles de la Ciudadela y en ambos

lados del Malecón del Antiguo Guachayalí. Se utilizarán en común los pos-

tes del primario como soporte en los recorridos comunes a ambos siste-

mas.

La longitud total aproximada de los circuitos que componen el sistema

secundario es de 1340 metros, correspondiendo al $\phi 2$ AWG 340 metros de

líneas, 760/110/140 voltios. Se repararán los siguientes

la misma.

No. 1: de 37,5 KVA de capacidad, ubicada entre la fase "a" y centro

Paralelo de 6 ejes. Recorrido de distribución clase 10 No.

Realizado en la intersección de las calles Primera y A.

No. 2: de 25 KVA de capacidad, ubicada entre la fase "b" y centro

Paralelo de 5 ejes. Recorrido de distribución, clase 10 No.

Realizado en la intersección de las calles Primera y B.

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA JUAN BAUTISTA AGUIRRE

Fusible de 5 amperios. Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.
Sistema Primario

Localizado en la intersección de las calles Primera y C.

Referencia Plano No. 13

El sistema primario de distribución para la población de Juan Bautista Aguirre será trifásica, de características mecánicas y eléctricas similares a los anteriormente descritos. Como conductores de fase se especifican los de aluminio con acero de refuerzo (ACSR), del ϕ 2 ANG.

Referencia Plano No. 13

Trazado

El sistema primario tendrá el siguiente recorrido: Entre por la calle A, siguiendo por ella hasta su intersección con la calle Primera, donde se tuerce para seguir por ésta en toda su extensión, y luego en su prolongación hasta la Piladora "Capricho", localizada a aproximadamente 300 metros del extremo sur de la calle Primera, punto terminal del sistema primario. Datos. Calibre ϕ 2 y ϕ 3 ANG.

No. 1: servicio por transformador de 10 KVA de capacidad. Costo del Este recorrido tiene una longitud aproximada de 750 metros de líneas trifásicas, requiriéndose para su soporte de 12 estructuras del tipo ya descrito.

Calle B, toda su extensión. Calibre ϕ 3 ANG.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DEL SISTEMA

Monofásicos, 7950/120/240 voltios. Se requerirán los siguientes:

Calle Primera, toda su extensión. Calibre ϕ 3 ANG.

No. 1: de 37,5 KVA de capacidad, conectado entre la fase "a" y neutro.

Fusible de 6 amperios. Pararrayo de distribución clase 10 Kv.

Localizado en la intersección de las calles Primera y A.

No. 2: de 25 KVA de capacidad, conectado entre la fase "b" y neutro.

Fusible de 5 amperios, Pararrayo de distribución, clase 10 Kv.

Localizado en la intersección de las calles Primera y B.

- No. 3: banco de 25 KVA. de capacidad, conectado entre la fase "c" y neutro. Fusible de 3 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv. Localizado en la intersección de las calles Primera y C.
- No. 4: banco trifásico formado por tres transformadores monofásicos de 15 KVA cada uno. Fusible de 3 amperios. Pararrayos de distribución, clase 10 Kv., uno en cada fase del primario.

Sistema Secundario

Referencia Plano No. 13

Se compondrá de los siguientes circuitos:

- No. 1: servido por transformador de 37,5 KVA de capacidad, y consta de:
 Calle Malecón, desde la calle B hacia el norte. Calibre # 4 AWG.
 Calle Primera, Idem. Calibre # 4 AWG.
 Calle A, desde el Malecón hasta su prolongación en el carrerito a Doula. Calibre # 2 y # 4 AWG.
- No. 2: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:
 Calle Malecón, desde la Calle B hasta la calle C. Calibre # 4 AWG.
 Calle Primera, Idem. Aceras este y oeste. Calibre # 4 AWG.
 Calle B, toda su extensión. Calibre # 4 AWG.
- No. 3: servido por transformador de 25 KVA de capacidad. Consta de:
 Calle Malecón, desde la calle C hacia el Norte. Calibre # 4 AWG.
 Calle Primera, Idem. Calibre # 4 AWG.
 Calle C, toda su extensión. Calibres: # 2 y # 4 AWG.

Para el tendido de los circuitos que componen el sistema secundario, proyectado para esta población, se utilizarán 24 postes de madera, además de los postes de soporte del primario utilizados en común en los recorridos paralelos, con sus respectivos bastidores y aisladores.

La longitud total aproximada de los circuitos del sistema secundario de Juan Bautista Aguirre es de 1350 metros, correspondiendo al $\frac{1}{2}$ 200 metros de la misma.

QUARTA PARTE: ESTUDIO ECONOMICO



ALCANTARA

PROYECTO ECONOMICO DEL ESTUDIO DE ELECTRIFICACION DOMICILIO -
LAJAS EN ESTA TERCERA DE GRUPO, -

Sumario.-Presentación y Resumen.-Presupuesto de las inversiones
requeridas.-Estimación del Presupuesto de costos e ingresos
por concepto de la venta de energía eléctrica.-Determinación
del precio de costo por kilowatt-hora unitario.-

PRESENTACION Y RESUMEN.-

Estimándose realizado la tercera parte de esta línea de Grupos,
a sea la Ingeniería del Proyecto, subsiguientemente desarrollará los
aspectos económicos y financieros necesarios para la puesta en
marcha del proyecto, así como exponer dentro de esta misma seg
ción el tipo de estructura económica y administrativa según se
plantea en realidad al mismo.

CUARTA PARTE: ESTUDIO ECONOMICO

La organización más indicada para el estudio de las obras requ
ridas es una Empresa de Electrificación, con autonomía e inde
pendencia absoluta de los avatares políticos predominantemente aún
en nuestro país, la misma se podría formar los recursos de los cu
ntos de servicio público como, los Municipios de San
Bernardón y Urbán Jato, quienes formarían parte
de ella en calidad de socios.



SECRETARIA

De esta manera las entidades antes nombradas percibirían utili
dades que podrían ser revertidas hacia otros servicios públicos
en lugar de verse enfrentadas como se ve en la actualidad con
un servicio eléctrico que las ocasiona pérdidas económicas y
quebraderos de cabeza.

La sede de la Empresa sería la ciudad de San Bernardón, la mayor
población de la zona, disponiéndose de una Financiera en Santiago,
la misma que permitiría agilitar los trámites de contratación
del servicio de luz y fuerza eléctrica y el cobro de las p
llas por consumo de energía eléctrica de sus abonados.

Además se dispondrá del servicio de contratistas u compañías

ASPECTOS ECONOMICOS DEL ESTUDIO DE ELECTRIFICACION DESARROLLO EN ESTA TESIS DE GRADO.-

Sumario.-Presentación y Resumen.-Presupuesto de las inversiones requeridas.-Estimación del Presupuesto de costos e ingresos por concepto de la venta de energía eléctrica.-Determinación del precio de costo por Kw-hora unitario.-

El análisis de los aspectos económicos y financieros del presente estudio, que es muy complejo en sí, sino afortunadamente

PRESENTACION Y RESUMEN.-
Habiéndose realizado la tercera parte de esta tesis de Grado, que por los grandes riesgos los mismos, así como las inversiones e sea la Ingeniería del Proyecto, corresponde desarrollar los aspectos económicos y financieros necesarios para la puesta en marcha del proyecto, así como exponer dentro de esta misma sección el tipo de estructura económica y administrativa capaz de plasmar en realidad el mismo.

La organización más indicada para el tamaño de las obras requeridas es una Empresa de Electrificación, con autonomía e independencia absoluta de los avatares políticos predominantes aún en nuestro país, la misma que aunaría los esfuerzos de las entidades de servicio público de la zona, los Municipios de Samborondón y Urbina Jade, y del INECEL, quienes formarían parte de ella en calidad de accionistas.

De esta manera las entidades antes nombradas percibirían utilidades que podrían ser revertidas hacia otros servicios públicos, en lugar de verse enfrentadas como se ve en la actualidad con un servicio eléctrico que les ocasiona pérdidas económicas y quebraderos de cabeza.

La sede de la Empresa sería la ciudad de Samborondón, la mayor población de la zona, disponiéndose de una Sucursal en Salitre, la misma que permitiría agilizar los trámites de contratación del servicio de luz y fuerza eléctrica y el cobro de las planillas por consumo de energía eléctrica de sus abonados.

El presupuesto de las inversiones requeridas para el desarrollo del proyecto se presenta desglosado en las páginas siguientes

Presupuesto de las Inversiones Requeridas para el desarrollo del proyecto

Equipos del sistema

Mobiliario de Oficina

Asesoración de Oficinas

La sede de la Empresa sería la ciudad de Samborondón, la mayor

Vehículos (un camion y una camioneta pick-up)

Costos de Constitución

Costo de estudios definitivos, proyección, tramitación del servicio de luz y fuerza eléctrica y el cobro de las planillas por consumo de energía eléctrica de sus abonados.

El precio de costo por Kw-hora unitario, para la venta de energía eléctrica, se estima en Bs. 1.270, con la

(+) Este rubro se presenta desglosado en las páginas siguientes bajo el título de "Presupuesto de las obras contempladas en

Además se dispondría del servicio de cobradoras a comisión quienes realizarían el cobro de las planillas de consumo a los clientes de las poblaciones de Tarifa, La Victoria, Veracruz y Juan Bautista Aguirre.

Se pretende el autor de esta Tesis hacer un extenso y profundo análisis de los aspectos económicos y financieros del negocio eléctrico, que es muy complejo en sí, sino más bien bajar en grandes rasgos los mismos, así como las inversiones requeridas para llevar a la práctica y poner luego en marcha este proyecto, las que se presentan desglosadas.

Se presenta los presupuestos de costos de operación del sistema e ingresos por conceptos de venta de energía eléctrica a los abonados, tomados año por año, a partir de 1.970, con la determinación del precio del Kilowatio-hora unitario, para el mismo período.

PRESUPUESTO DE LAS INVERSIONES REQUERIDAS PARA LLEVAR A CABO ESTE PROYECTO.

A.-INVERSION FIJA.-

Una condensación de las inversiones fijas necesarias para la puesta en marcha del proyecto se presenta en el cuadro siguiente:

| | |
|--|------------------------|
| (+)Derechos de vía, terrenos, instalaciones y equipos del sistema. | \$ 5'502.400,00 |
| Muebles de Oficina | 22.000,00 |
| Asesoración de Oficinas | 15.000,00 |
| Vehículos (un camión y una camioneta pick-up) | 150.000,00 |
| Gastos de Constitución | 20.000,00 |
| Costo de estudios definitivos, promoción, tramitación, organización y puesta en marcha | 200.000,00 |
| | pasan: \$ 5'909.400,00 |

(+) Este rubro se presenta desglosado en las páginas siguientes bajo el título de "Presupuesto de las obras contempladas en

RESUMEN DE LAS OBRAS ESTIMADAS EN EL PLAN DE
ELECTRIFICACION.

vienen: \$ 5'909.400,00

Imprevistos: RESERVA "RAMAL BABALOYO-YULES DE 20.000,00 UNIDAD"

TOTAL INVERSIONES FIJAS \$ 5'929.400,00

Longitud aproximada: 17,3 kms.

Detalle:

| | | |
|--|-------------------|------------------|
| Estudio topográfico y replanteo del trazo de la línea | \$ | 95.000,00 |
| Derecho de ría | | 18.900,00 |
| Embosc y limpieza del trazo | | 55.500,00 |
| Estructuras de soporte para la línea | | |
| Postes | \$ | 149.500,00 |
| Cruceles | | 44.200,00 |
| Aisladores | | <u>66.300,00</u> |
| | | 260.000,00 |
| Conductores de fase y accesorios | | 95.000,00 |
| Herrajes y anclaje | | 52.500,00 |
| Alambre de tierra | | 58.800,00 |
| Puesta a tierra de las estructuras de soporte de la línea | | 45.700,00 |
| Estructuras metálicas previstas para el cruce del río Babaloyo | | 25.000,00 |
| Estación reconectadora | | |
| Desconectadores, clase 67 Kv \$ | 40.100,00 | |
| Reconectador automático, clase | <u>673.100,00</u> | 333.200,00 |
| 67 Kv 3 polos 1,50CHVA capacidad de interrupción bajo carga | | |
| Módulo de obra y supervisión técnica | | 100.500,00 |
| Transporte de materiales y equipos | | 15.000,00 |
| Imprevistos | | <u>17.500,00</u> |
| TOTAL LINEA DE TRANSMISION | \$ | 1'378.800,00 |

vienen: \$ 1'378.800,00

PRESUPUESTO DE LAS OBRAS CONTEMPLADAS EN ESTE ESTUDIO DE
ELECTRIFICACION.

Volumen 2 1'378,800,00

LINEA DE TRANSMISION "RAMAL BABAHYOY-TRES POSTES-SAMBORONDON"

a 69 KV. 1.500 KVA

Longitud aproximada: 12,5 Kms.

Detalle:

| | | |
|--|-------------------|------------------|
| Estudio topográfico y replanteo del trazo de la línea | 3.000,00 | \$ 25.000,00 |
| Derecho de vía | 27.500,00 | 18.500,00 |
| Desbroce y limpieza del trazo | 6.800,00 | 55.300,00 |
| Estructuras de soporte para la línea | 0.500,00 | |
| Postes | \$ 149.500,00 | |
| Crucetas | 44.200,00 | |
| Aisladores | <u>46.300,00</u> | 240.000,00 |
| Conductores de fase y accesorios | | 95.000,00 |
| Herrajes y anclas | | 52.300,00 |
| Alambre de tierra | | 58.800,00 |
| Puesta a tierra de las estructuras de soporte de la línea | | 43.700,00 |
| Estructuras metálicas previstas para el cruce del río Babahoyo | | 24.000,00 |
| Estación reconectadora | | |
| Desconectadores, clase 69 Kv | \$ 60.100,00 | |
| Reconectador automático, clase 69 Kv 3 polos 1.500MVA capacidad de interrupción bajo carga | <u>473.100,00</u> | 533.200,00 |
| Mano de obra y supervisión técnica | | 162.500,00 |
| Transporte de materiales y equipos | | 13.000,00 |
| Imprevistos | | <u>57.500,00</u> |
| TOTAL LINEA DE TRANSMISION | | \$ 1'378.800,00 |
| Instrumentos de medición | | |
| Mano de obra y supervisión técnica | | |
| Imprevistos | | |
| TOTAL SUBESTACION SAMBORONDON | | \$ 152.200,00 |
| TOTAL | | \$ 1'531.000,00 |

viene \$ 1'378.800,00

SUBESTACION "SAMBORONDON" 69/13,8 KV

Capacidad: 1.500 KVA

Detalle:

| | | |
|---|----|---------------------|
| Terreno | \$ | 3.000,00 |
| Cercas, relleno, nivelación y pavimentación de la plataforma-base para los equipos | | 27.500,00 |
| Estructuras de entrada y salida de los circuitos | | 0.400,00 |
| Estructura y barras de alta | | 8.500,00 |
| Estructura y Barras de baja | | 5.900,00 |
| Estructuras soporte de seccionalizadores y fusibles | | 3.000,00 |
| Aisladores | | 5.500,00 |
| Conductores y accesorios para conexión | | 2.300,00 |
| Desconectadores, clase 69 Kv | | 60.100,00 |
| Fusibles y bases portafusibles de 69 Kv | | 13.000,00 |
| Pararrayos, tipo estación, clase 73 Kv | | 21.500,00 |
| Transformador trifásico, 1.500 KVA de capacidad, 69/13,8 Kv, tipo OAT, servicio intemperie. | | 225.000,00 |
| Pararrayos, tipo distribución, clase 12 Kv | | 2.000,00 |
| Desconectadores, clase 13,8 Kv | | 11.000,00 |
| Transformador para auxiliares y servicio de alumbrado | | 5.900,00 |
| Puesta a tierra de la Subestación | | 9.000,00 |
| Alumbrado | | 3.100,00 |
| Transformadores de potencial y corriente e instrumentos de medición | | 11.000,00 |
| Mano de obra y supervisión técnica | | 18.500,00 |
| Imprevistos | | 10.000,00 |
| TOTAL SUBESTACION SAMBORONDON | \$ | 1'378.800,00 |
| pasan: | \$ | 1'831.000,00 |

| | |
|--|------------------|
| ESTACION RECONECTADORA PARA LAS ALIMENTADORAS RURALES A 13,8 KV. | \$ 33,400,00 |
| Detalle: ALIMENTADORAS RURALES A 13,8 KV | \$ 190,000,00 |
| Reconectores automáticos, clase 15 Kv, 3 polos -3- | \$ 96,000,00 |
| Cuchillas de seccionalización, clase 15 Kv, -9- | 14,000,00 |
| Instrumentos de medición y control | <u>55,200,00</u> |
| TOTAL ESTACION RECONECTADORA | \$ 165,200,00 |
| ALIMENTADORAS RURALES A 13,8 KV. | \$ 30,000,00 |
| ALIMENTADORAS: "SUBESTACION-SAMBORONDON-LA VICTORIA" | 25,200,00 |
| "SUBESTACION-TARIFA" | 2,100,00 |
| "SUBESTACION-SALITRE-GENERAL VERNAZA-SALITRE-JUAN BAUTISTA AGUIRRE" | 12,700,00 |
| Longitud total aproximada: 48,5 Kms. | 7,200,00 |
| Detalle: | |
| Estudio topografico y replanteo del trazo de la línea | \$ 98,000,00 |
| Derecho de vía | 34,500,00 |
| Desbroce y limpieza del trazo | 25,000,00 |
| Estructuras de soporte para las líneas: Postes | 21,000,00 |
| Crucetas | \$ 485,000,00 |
| Aisladores | \$ 116,300,00 |
| Conductores de fase y accesorios | <u>26,500,00</u> |
| Cuchillas de seccionalización, clase 15 Kv, -9- | 647,800,00 |
| Fusibles de repetición-3 repeticiones- -9- | 397,000,00 |
| Herrajes y anclas | 14,000,00 |
| Estructuras metálicas previstas para el cruce del río "Los Tintos" -Tarifa | <u>15,200,00</u> |
| | 58,300,00 |
| | 24,000,00 |
| pasan: | \$ 3'342,000,00 |

vienen: \$ 3'942.200,00

| | |
|-------------------------------------|-------------------|
| Mano de obra y supervisión técnica | 433.600,00 |
| Imprevistos | <u>100.000,00</u> |
| TOTAL ALIMENTADORAS RURALES 13,8 KV | \$ 1'879.600,00 |

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA CIUDAD DE SAMBORONDO

| | | |
|---|-----------------|------------------|
| SISTEMA PRIMARIO | | |
| Detalle: | | |
| Estructuras de soporte: | <u>2.500,00</u> | 28.300,00 |
| Postes | \$ 36.300,00 | 1.800,00 |
| Crucetas | 9.100,00 | 2.300,00 |
| Aisladores | <u>3.800,00</u> | 49.200,00 |
| Herrajes y anclas portafusibles, clase 15 Kv | | 2.100,00 |
| Conductores de fase y accesorios clase 10 kv | | 12.800,00 |
| Transformadores | | 65.400,00 |
| Fusibles y bases portafusibles, clase 15 Kv | | 6.000,00 |
| Pararrayos, tipo distribución, clase 10 Kv | | 7.300,00 |
| SISTEMA SECUNDARIO | | 12.000,00 |
| Detalle: | | |
| Postes | | 34.800,00 |
| Aisladores y herrajes | | 16.000,00 |
| Conductores de fase y accesorios | | 258.800,00 |
| Mano de obra y supervisión técnica | | 51.000,00 |
| Material y equipos para el servicio de alumbrado público: interruptores de control, lámparas, portálámparas, pantallas, etc | | <u>4.300,00</u> |
| Mano de obra y Supervisión Técnica | | 74.600,00 |
| Transporte de materiales y equipos | | 5.200,00 |
| Imprevistos | | <u>28.300,00</u> |
| TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA SAMBORONDO | | \$ 614.000,00 |

pasan: \$ 4'490.700,00

**SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA CIUDAD DE
DE SALITRE.**

SISTEMA PRIMARIO

Detalle:

Estructuras de soporte:

| | | |
|------------|-----------------|-----------|
| Postes | \$ 28.600,00 | |
| Crucetas | 7.200,00 | |
| Aisladores | <u>2.500,00</u> | 28.300,00 |

| | | |
|---|--|-----------|
| Herrajes y anclas | | 1.800,00 |
| Conductores de fase y accesorios | | 9.500,00 |
| Transformadores | | 57.500,00 |
| Fusibles y bases portafusibles, clase 15 Kv | | 4.800,00 |
| Pararrayos, tipo distribución, clase 10 Kv | | 5.500,00 |

SISTEMA SECUNDARIO

Detalle:

| | | |
|---|--|------------------|
| Postes | | 18.900,00 |
| Aisladores y herrajes | | 12.000,00 |
| Conductores de fase y accesorios | | 147.300,00 |
| Materiales y equipos para el servicio de alumbrado público: interruptores de control, lámparas, portalámparas, pantallas, etc | | 42.800,00 |
| Mano de Obra y Supervisión Técnica | | 64.900,00 |
| Transporte de materiales y equipos | | 4.500,00 |
| Imprevistos | | <u>20.000,00</u> |

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA SALITRE \$ 427.800,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA YACIPE \$ 166.400,00

pasant: \$ 4*918.500,00

pasant: \$ 3*684.500,00

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE

TARIFA

SISTEMA PRIMARIO

Detalle:

Estructuras de soporte:

| | | |
|------------|-----------------|-----------|
| Postes | \$ 6,600,00 | |
| Cruceetas | 2,600,00 | |
| Aisladores | <u>1,100,00</u> | 10,300,00 |

Herrajes y anclas 1,000,00

Conductores de fase y accesorios 4,400,00

Transformadores 60,000,00

Fusibles y bases portafusibles, clase 15 Kv 4,000,00

Pararrayos, tipo distribución, clase 10 Kv 4,500,00

SISTEMA SECUNDARIO

Detalle:

Postes 9,300,00

Aisladores y herrajes 3,900,00

Conductores de fase y accesorios 41,100,00

Materiales y equipos para el servicio de alumbrado público: interruptores de control, lámparas, portalámparas, pantallas, etc. 8,500,00

Mano de Obra y Supervisión Técnica 8,400,00

Transporte de materiales y equipos 3,000,00

Imprevistos 7,500,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA TARIFA \$ 166,400,00

pasant \$ 5'084,900,00

pasant \$ 5'000,000,00

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION

DE GENERAL VERNAZA

SISTEMA PRIMARIO

Detalle:

Estructuras de soporte:

| | | | |
|------------|----|-----------------|-----------|
| Postes | \$ | 13.200,00 | |
| Crucetas | | 3.600,00 | |
| Aisladores | | <u>1.100,00</u> | 17.900,00 |

Herrajes y anclas 1.000,00

Conductores de fase y accesorios 4.900,00

Transformadores 19.800,00

Fusibles y bases portafusibles, clase 15 KV 1.600,00

Pararrayos, tipo distribución, clase 10 KV 2.500,00

SISTEMA SECUNDARIO

Detalle:

Postes 5.100,00

Aisladores y herrajes 4.000,00

Conductores de fase y accesorios 5.400,00

Materiales y equipos para el servicio de alumbrado público: interruptores de control, lámparas, portalámparas, pantallas, etc. 6.700,00

Mano de Obra y Supervisión Técnica 9.700,00

Transporte de materiales y equipos 5.000,00

Imprevistos 6.500,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE GENERAL VERNAZA \$ 137.100,00

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION DE

LA VICTORIA

SISTEMA PRIMARIO

Detalle:

Estructuras de soporte:

| | | | |
|---|----|-----------------|-----------|
| Postes | \$ | 14.300,00 | |
| Crucetas | | 3.600,00 | |
| Aisladores | | <u>1.500,00</u> | 19.400,00 |
| Herrajes y anclas | | | 1.200,00 |
| Conductores de fase y accesorios | | | 5.000,00 |
| Transformadores | | | 20.900,00 |
| Fusibles y bases portafusibles, clase 15 Kv | | | 1.600,00 |
| Pararrayos tipo distribución, clase 10 Kv | | | 2.200,00 |
| Pararrayos, tipo distribución, clase 10 Kv | | | 2.700,00 |

SISTEMA SECUNDARIO

Detalle:

| | | | |
|--|--|--|-----------------|
| Postes | | | 11.100,00 |
| Aisladores y herrajes | | | 4.800,00 |
| Conductores de fase y accesorios | | | 62.300,00 |
| Materiales y equipos para el servicio de alumbrado público: interruptores de control, lámparas, portálámparas, pantallas, etc. | | | 7.200,00 |
| Mano de Obra y Supervisión Técnica | | | 9.200,00 |
| Transporte de materiales y equipos | | | 3.000,00 |
| Imprevistos | | | <u>7.500,00</u> |

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA VICTORIA \$ 155.400,00

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA SAN BAPTISTA AGUIRRE \$ 122.600,00

COSTO TOTAL DE LAS OBRAS CONTEMPLADAS pasan: \$ 5'377.400,00

DIO DE ELECTRIFICACION PARA LA ZONA DE BARRIO DE SAN Y SALITRE, L. 5'300.800,00

SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA POBLACION

de JUAN BAUTISTA AGUIRRE, DE LA EMPRESA ELECTRICA,

SISTEMA PRIMARIO

Detalle:

Estructuras de soporte:

| | | | |
|------------|----|-----------------|-----------|
| Postes | \$ | 13.200,00 | |
| Crucetas | | 3.400,00 | |
| Aisladores | | <u>1.400,00</u> | 18.000,00 |

Herrajes y anclas

1.000,00

Conductores de fase y accesorios

5.700,00

Transformadores

20.400,00

Fusibles y bases portafusibles, clase 15 Kv

2.400,00

Pararrayos, tipo distribución, clase 10 Kv

3.700,00

SISTEMA SECUNDARIO

Detalle:

Postes

7.200,00

Aisladores y herrajes

3.600,00

Conductores de fase y accesorios

34.900,00

Materiales y equipos para el servicio de alumbrado público:

7.200,00

interruptores de control,

lámparas, portálámparas, pantallas, etc.

Mano de Obra y Supervisión Técnica

6.700,00

Transporte de materiales y equipos

3.000,00

Imprevistos

6.000,00

TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA

\$ 125.800,00

JUAN BAUTISTA AGUIRRE

Costo total anual para el periodo 1,970/1,974

\$ 177.400,00

COSTO TOTAL DE LAS OBRAS CONTEMPLADAS EN EL ESTU-

DIO DE ELECTRIFICACION PARA LA ZONA DE SAMBORNEN -

DON Y SALITRE.

\$ 5*502.400,00

ESTIMACION DEL PRESUPUESTO DE COSTOS DE OPERACION Y MANTENI -

| | | |
|---------------------------------|---------------------------------------|----------------|
| MIENTO DEL SISTEMA, (Ingresos): | $5 \times 2,800 \times 12 \times 1,3$ | = S/ 22,700,00 |
|---------------------------------|---------------------------------------|----------------|

| | | |
|--|---------------------------------------|-------------|
| | $5 \times 2,400 \times 12 \times 1,3$ | = 37,500,00 |
|--|---------------------------------------|-------------|

A.-COSTOS DE DISTRIBUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA..

| | | |
|---------------------------|---------------------------------------|-------------|
| Dentro lineas de primera: | $5 \times 2,100 \times 12 \times 1,3$ | = 33,100,00 |
|---------------------------|---------------------------------------|-------------|

Dentro de este Estudio de Electrificación se ha contemplado

la compra de energía eléctrica al Sistema Nacional de Elec -

trificación de INECEL, puesta en las barras de baja tensión

de la Subestación Samborombón, puesto que según consultas rea -

lizadas a esta Institución, se reserva ella la administración

directa de las líneas de transmisión y subestaciones del sis -

tema, absorbiendo los costos de operación y mantenimiento de

estos componentes.

a-Precio del Kilowatio-hora puesto en las barras de baja ten -

sión de la Subestación Samborombón.-

Según el Oficio Nº 2.200 del INECEL, de junio 3 de 1.966, el

valor estimado para el Kilowatio-hora puesto en las barras de

baja en Samborombón será de:

| | |
|---|------------|
| S/. 0,51/Kw-H para el período 1.969/1.974 | 210,000,00 |
|---|------------|

| | |
|---|------------|
| S/. 0,40/Kw-H para el período 1.975/1.980 | 170,000,00 |
|---|------------|

b-Mano de Obra Directa.-

Para el tamaño del sistema proyectado se requerirá el siguien -

te personal con los correspondientes sueldos totales anuales,

incluidas las cargas sociales:

a- Depreciación.-

Para el período de 1.970/1.974:

Las cargas anuales por concepto de depreciación de los activos

En capataz de líneas: S/. 2.400 x 12 x 1,3 = S/ 37.500,00

En linieros de primera S/. 1.800 x 12 x 1,3 x 2 = 50.100,00

En linieros de segundo S/. 1.300 x 12 x 1,3 x 3 = 40.800,00

En chofer S/. 1.600 x 12 x 1,3 = 24.900,00

Costo total anual para el período 1.970/1.974 S/ 179.400,00

Costo total anual para el período 1.975/1.980 S/ 170.000,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

Costo total anual para el período 1.970/1.980 S/ 349.400,00

| Subro | Valor presupuestado en sucres | Vida útil en años | Reserva o carga en sucres |
|------------------------------|----------------------------------|----------------------|------------------------------|
| Vehículos | 150,000,00 | 5 | 30,000,00 |
| Imprevistos | 20,000,00 | 6 | <u>3,300,00</u> |
| Total cargas de depreciación | | | \$ 304,200,00 |

e- Arriendo de locales para oficinas administrativas en Sanbo -
 rondón y Salitre. \$ 1,400 x 12 = \$ 16,800,00

f- Reparación y Mantenimiento.
 Se ha estimado un gasto anual de \$ 6,000,00

g- Suministros.-
 Se ha previsto el siguiente gasto anual por concepto de aprovi-
 sionamiento de materiales y equipos para la marcha de la Empresa:
 Para oficinas administrativas 6,000,00
 Para los vehículos 15,000,00
 Para mano de obra directa e indirecta: uniformes guan- 20,000,00
 tes, cascos, herramientas, etc. \$ 41,000,00

h- Seguros.-
 El cálculo de la carga anual por concepto de la prima de seguros
 se ha realizado así:

| Subro | Valor presupuestado en sucres | Carga anual en sucres |
|---|----------------------------------|--------------------------|
| Equipos e ins- talaciones del sistema | 5'502,400,00 | 37,400,00 |
| Muebles de o- ficina | 22,000,00 | 34,200,00 |
| Adscución de oficinas | 15,000,00 | 23,800,00 |
| Total bienes mue- bles o inmuebles, excepto vehículos | 5'539,400,00 | 95,400,00 |

prima del 3/4 % anual por
 concepto de seguros

vienen: \$580,900.00

| | | | |
|---|---------------------|------------|-----------------------|
| para el período de 1.973/1.974: | | | |
| Rubro | Valor presupuestado | x | Carga anual = |
| Administradores | en sucres 3,000.00 | x 12 | en sucres = 36,000.00 |
| Medicales | 150,000.00 | | |
| Impuesto prima del 3% | 4,000.00 | x 12 x 1.3 | = 62,400.00 |
| Costo anual por conmutador | 1,400.00 | x 12 x 1.3 | = 22,080.00 |
| Costo de seguros | 1,000.00 | x 12 x 1.3 | = 15,600.00 |
| Total de cargas por concepto de seguros | | | \$ 46,000.00 |

Imprevistos.- Se considera como necesaria la inclusión del rubro Imprevistos, para permitir cierta elasticidad en el presupuesto, estimándose en sucres \$ 35,000.00

GASTOS POR CONCEPTO DE ADMINISTRACION.-

Sueldos y Salarios.-

Para la administración de la Empresa se considera necesario el siguiente personal, con los sueldos totales anuales, incluidas las cargas siguientes:

Para el período de 1.970/1.974:

| | | | |
|--|------------|----------------|-----------------|
| Garantes | \$4,500.00 | x 12 x 1.3 | = \$ 101,500.00 |
| Administradores en Sa - litre | 4,000.00 | x 12 x 1.3 | = 62,400.00 |
| Contador | 3,000.00 | x 12 x 1.3 | = 46,800.00 |
| Ayudante de Contador | 1,200.00 | x 12 x 1.3 | = 18,700.00 |
| Dos secretarias | 1,200.00 | x 12 x 1.3 x 2 | = 37,400.00 |
| Dos cajas | 1,200.00 | x 12 x 1.3 x 2 | = 37,400.00 |
| Dos agentes cajeros | 1,800.00 | x 12 x 1.3 x 2 | = 56,200.00 |
| Tres lectores de me - didores | 1,200.00 | x 12 x 1.3 x 3 | = 56,100.00 |
| Dos conserjes | 750.00 | x 12 x 1.3 x 2 | = 23,400.00 |
| Dos mensajeros | 600.00 | x 12 x 1.3 x 2 | = 18,800.00 |
| Coste total anual para el período de 1.970/1.974 | | | \$458,700.00 |

Para el período de 1.975/1.980:

| | | | |
|---|-------------------------|----------|----------------------|
| Gerente | 88,600,00 x 12 x 1,3 | = | \$124,500,00 |
| Administrador en Sa - litro | 5,000,00 x 12 x 1,3 | = | 78,000,00 |
| Contador | 4,000,00 x 12 x 1,3 | = | 62,400,00 |
| Ayudante de Contador | 1,600,00 x 12 x 1,3 | = | 24,960,00 |
| Das secretarias | 1,600,00 x 12 x 1,3 x 2 | = | 50,000,00 |
| Das cajeras | 1,500,00 x 12 x 1,3 x 2 | = | 46,800,00 |
| Tres Agentes Cajeros | 2,200,00 x 12 x 1,3 x 2 | = | 68,700,00 |
| | 1,800,00 x 12 x 1,3 | = | 28,100,00 |
| Cinco lectores de me - sidores | 1,500,00 x 12 x 1,3 x 3 | = | 70,300,00 |
| | 1,200,00 x 12 x 1,3 x 2 | = | 37,500,00 |
| Los Conserjes | 900,00 x 12 x 1,3 x 2 | = | 28,100,00 |
| Cuatro mensajeros | 600,00 x 12 x 1,3 x 4 | = | 37,600,00 |
| Costo total anual para el período de 1.975/1.980 | | = | \$ 656,900,00 |

- Gastos de transporte de los Agentes-Cajeros. -

Se ha estimado un gasto anual de transporte, por concepto de movilización de los agentes-cajeros, de \$ 14,400.00

TABLA DE
COSTOS Y GASTOS
PARA EL PERIODO 1975/1980

| DESCRIPCION DE MOVILIZACION DE | 1970 |
|---------------------------------|------------------|
| Plan de Obra Transporte | 179,400 |
| Plan de Gasto Indirectos | 117,000 |
| Depreciación | 506,200 |
| Arrendamiento de oficinas | 18,000 |
| Arrendamiento y mantenimiento | 6,000 |
| Impuestos | 41,600 |
| Seguros | 46,000 |
| Intereses | 11,000 |
| Sub-total | 746,000 |
| GASTOS DE ADMINISTRACION | |
| Salarios y Salarios | 430,700 |
| Gastos de Suministro | 34,400 |
| Sub-total | 475,100 |
| Total | 1,221,100 |

COSTO ANUAL, MEDIO COSTO
 EN UN PERIODO A LARGO
 DE TABLA DE 1975-80

TABLA No 10
 COSTOS TOTALES, POR CONCEPTO DE DISTRIBUCION Y ADMINISTRACION,
 PARA EL PERIODO DE 1970/1974.

| | AÑOS | | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 |
| A.-COSTOS DE DISTRIBUCION DE LA ENERGIA | | | | | |
| Mano de Obra Directa | 179.400 | 179.400 | 179.400 | 179.400 | 179.400 |
| Mano de Obra Indirecta | 117.000 | 117.000 | 117.000 | 117.000 | 117.000 |
| Depreciación | 304.200 | 304.200 | 304.200 | 304.200 | 304.200 |
| Arriendo locales oficinas | 16.800 | 16.800 | 16.800 | 16.800 | 16.800 |
| Repuestos y mantenimiento | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 |
| Suministros | 41.600 | 41.600 | 41.600 | 41.600 | 41.600 |
| Seguros | 46.000 | 46.000 | 46.000 | 46.000 | 46.000 |
| Imprevistos | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 | 35.000 |
| Sub-Total | 746.000 | 746.000 | 746.000 | 746.000 | 746.000 |
| B.-GASTOS DE ADMINISTRACION | | | | | |
| Sueldos y Salarios | 458.700 | 458.700 | 458.700 | 458.700 | 458.700 |
| Gastos de Transporte | 14.400 | 14.400 | 14.400 | 14.400 | 14.400 |
| Sub-Total | 473.100 | 473.100 | 473.100 | 473.100 | 473.100 |
| Total | 1'219.100 | 1'219.100 | 1'219.100 | 1'219.100 | 1'219.100 |
| COSTO AFUAL, HESOS COSTO Kw-h COMPRADO A IRECEL DE BARRAS DE 13,8 KV. | 1'219.100 | 1'219.100 | 1'219.100 | 1'219.100 | 1'219.100 |

Tabla # 11
GASTOS TOTAL, B, POR CONCEPTO DE DISTRIBUCION Y ADMINISTRACION,
PARA EL PERIODO DE 1975/1980.

| | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| A.- GASTOS DE DISTRIBUCION DE LA ENERGIA | | | | | | |
| Mano de Obra Directa | 432.100 | 432.100 | 432.100 | 432.100 | 432.100 | 432.100 |
| Mano de Obra Indirecta | 137.200 | 137.200 | 137.200 | 137.200 | 137.200 | 137.200 |
| Depreciación | 225.800 | 222.500 | 222.500 | 222.500 | 222.500 | 221.000 |
| Arriendo locales Ofc. | 16.800 | 16.800 | 16.800 | 16.800 | 16.800 | 16.800 |
| Reparación y Mantenim. | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 | 6.000 |
| Suministros | 41.600 | 41.600 | 41.600 | 41.600 | 41.600 | 41.600 |
| Seguros | 46.000 | 46.000 | 46.000 | 46.000 | 46.000 | 46.000 |
| Imprevistos | <u>35.000</u> | <u>35.000</u> | <u>35.000</u> | <u>35.000</u> | <u>35.000</u> | <u>35.000</u> |
| Sub-Total | 940.500 | 937.200 | 937.200 | 937.200 | 937.200 | 935.700 |
| B.- GASTOS DE ADMINISTRACION | | | | | | |
| Sueldos y Salarios | 656.900 | 656.900 | 656.900 | 656.900 | 656.900 | 656.900 |
| Gastos de Transporte | <u>14.400</u> | <u>14.400</u> | <u>14.400</u> | <u>14.400</u> | <u>14.400</u> | <u>14.400</u> |
| Sub-Total | 671.300 | 671.300 | 671.300 | 671.300 | 671.300 | 671.300 |
| Total | 1'611.800 | 1'608.500 | 1'608.500 | 1'608.500 | 1'608.500 | 1'607.000 |
| COSTO TOTAL ANUAL MENOS COSTO KW-H COMPRADO A INCECEL EN BARRIAS DE 13,8 KV. | | | | | | |
| | <u>1'611.800</u> | <u>1'608.500</u> | <u>1'608.500</u> | <u>1'608.500</u> | <u>1'608.500</u> | <u>1'607.000</u> |

ESTIMACION DE LA ENERGIA ELECTRICA ENTREGADA EN LAS BARRAS DE 13,8 KV DE LA SUBSTACION SAMBORONDON POR EL INECEL A LA EMPRESA DE ELECTRICIFICACION.

Se ha estimado, año por año y partiendo de las Tablas de demanda potencia y consumos de energía que aparecen en la segunda parte de esta Tesis, la cantidad de energía que sería entregada por el INECEL a la Empresa de Electrificación para su distribución ulterior, la misma que se presenta en la Tabla siguiente en Kw-H. (Tabla N° 12).

DETERMINACION DEL PRECIO DE COSTO UNITARIO POR Kw-Hora PARA EL PERIODO DE 1.970/1.980.

Para la determinación del costo total unitario por Kw-hora para el período antes mencionado, se han utilizado las Tablas de Cuentas totales de Operación y administración del sistema de distribución de la Empresa y los valores estimados por INECEL como costo del Kw-H entregado por ellos en las barras de 13,8 Kv de la Subestación Samborondón; presentándose los resultados totales en la Tabla siguiente, combinados con los de la sección anterior. (Tabla N° 12).

| | | |
|---|---------|---------|
| Energía bruta comprada en Tabla Subestación en Kw-H | 1970 | 1971 |
| | 5236 | 5994 |
| Costo unitario por Kw-H comprado al INECEL en dólares | 0,330 | 0,510 |
| Costo de energía bruta comprada al INECEL en dólares por Kw-H | 1728,10 | 3056,04 |
| Costo total directo e indirecto en millones de dólares | 1219,30 | 1729,10 |
| Costo total social en millones de dólares | 3023,26 | 3756,04 |
| Energía vendida en Kw-H | 3416 | 3076 |
| Costo unitario por Kw-H atribuido al consumidor en dólares | 0,880 | 0,840 |

TABLA Nº 14
 DETERMINACION DEL PRECIO DE COSTO UNITARIO POR KW-H PARA EL PERIODO DE
 PARA EL PERIODO DE 1970/1980.

| | AÑOS | | | | | | | | | | |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 |
| Energía Bruta comprada en Bab. Saborondón en MW-H | 3518 | 3994 | 4413 | 4815 | 5195 | 5713 | 6095 | 6579 | 7091 | 7676 | 8273 |
| Costo unitario por Kw-H comprado al IRECEL en sucres. | 0,510 | 0,510 | 0,510 | 0,510 | 0,510 | 0,400 | 0,400 | 0,400 | 0,400 | 0,400 | 0,400 |
| Costo de energía bruta comprada al IRECEL en miles de sucres. | 1794,18 | 2036,94 | 2250,63 | 2455,65 | 2649,45 | 2285,20 | 2438,00 | 2631,60 | 2836,40 | 3070,40 | 3309,20 |
| Costo total directo e indirecto en miles de sucres. | <u>1219,10</u> | <u>1219,10</u> | <u>1219,10</u> | <u>1219,10</u> | <u>1219,10</u> | <u>1611,60</u> | <u>1608,50</u> | <u>1608,50</u> | <u>1608,50</u> | <u>1608,50</u> | <u>1607,00</u> |
| Costo total anual en miles de sucres. | 3013,28 | 3256,04 | 3469,73 | 3674,75 | 3868,55 | 3897,00 | 4046,50 | 4240,10 | 4444,90 | 4678,90 | 4916,20 |
| Energía vendida en MW-H. | 3416 | 3876 | 4276 | 4656 | 5009 | 5404 | 5850 | 6305 | 6796 | 7331 | 7915 |
| Costo unitario por Kw-H entregado al consumidor, en sucres. | 0,880 | 0,840 | 0,811 | 0,789 | 0,772 | 0,721 | 0,691 | 0,672 | 0,654 | 0,638 | 0,621 |

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES FINALES.

En la realización de este Estudio de Electrificación mediante por el que se los considera ajustados a la realidad económica de la zona de San Sebastián y Salitre, utilizando para ello sistemas sencillos y funcionales, cálculos así el conjunto de obras de eficiencia y modernización a un costo reducido.

Que el autor haber logrado un proyecto flexible, con posibilidad de expansión y seguros dentro de un cierto lapso, de acuerdo al crecimiento de las necesidades de las poblaciones de la zona y el desarrollo de la misma.

La flexibilidad de este proyecto permite su ejecución en dos etapas.

Primera Etapa:

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES FINALES

Ejecución de la línea de transmisión "Luzuri Zabonayo-Tres Puentes-San Sebastián, subestación San Sebastián, alimentadores rurales: subestación-San Sebastián, subestación-Tarifa y subestación-Salitre, alimentadores primarios y sistemas de distribución para las poblaciones de San Sebastián, Salitre y Tarifa.

Segunda Etapa:

Ejecución de los siguientes obras: alimentadores rurales: San Sebastián-La Victoria, y Salitre-General Vernaza- y Salitre-Juan Bautista Aguirre, alimentadores primarios y sistemas de distribución para las poblaciones de General Vernaza, La Victoria y Juan Bautista Aguirre.

En la primera etapa se ejecutarían las obras imprescindibles, como son la línea de transmisión y subestación de transformación, por ser los límites máximos de alimentación de energía eléctrica, con que contará la zona en el futuro, y las obras que se considere justificadas la inversión por ellas, como son los alimentadores rurales, alimentadores primarios y sistemas de distribución para los centros de consumo de mayor importancia: el centro de carga San Sebastián-Tarifa y la ciudad de Salitre.

CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES FINALES.

Se ha realizado este Estudio de Electrificación mediante proyectos que se los considera ajustados a la realidad económica de la zona de Samborombón y Salitre, utilizando para ello sistemas sencillos y funcionales, dándole así al conjunto un sentido de eficiencia y modernismos a un costo reducido.

Que el autor haber logrado un proyecto flexible, con posibilidades de expansión y mejoras dentro de un cierto lapso, de acuerdo al crecimiento de las necesidades de los pobladores de la región y al desarrollo de la misma.

La flexibilidad de este proyecto permite su ejecución en dos etapas: primera, con líneas de alta tensión o internacionales, y

segunda, con líneas de alta tensión nacional.

Primera Etapa:
Ejecución de la línea de transmisión: "Ramal Babahoyo-Trés Posas-Samborombón, subestación Samborombón, alimentadoras rurales: Samborombón-Samborombón, Subestación-Tarifa y Subestación-Salitre, alimentadoras primarias y sistemas de distribución para las poblaciones de Samborombón, Salitre y Tarifa.

Segunda Etapa:

Ejecución de las siguientes obras: alimentadoras rurales: Samborombón-La Victoria, y Salitre-General Vernaza- y Salitre-Juan Bayona para distribución a su vez entre sus abonados y suscriptores. Vista Aguirre, alimentadoras primarias y sistemas de distribución para las poblaciones de General Vernaza, La Victoria y Juan Bayona y Vista Aguirre.

En la primera etapa se ejecutarían las obras imprescindibles, como son la línea de transmisión y subestación de transformación,

por ser los únicos medios de alimentación de energía eléctrica que contará la zona en el futuro, y las obras que se consideran justifican la inversión a realizarse, como son las alimentadoras rurales, alimentadoras primarias y sistemas de distribución para los centros de consumo de mayor importancia: el centro de carga Samborombón-Tarifa y la ciudad de Salitre.

En la segunda etapa se llevarían a cabo las obras complementarias, o sea las que asegurarán el abastecimiento de energía eléctrica a los pequeños centros de consumo. Estas obras completarían la electrificación integral de la zona, cumpliéndose así uno de los postulados de la motivación de esta Tesis de Grado, cual la elevación del nivel de vida de muchos ecuatorianos mediante las comodidades del agua potable y la energía eléctrica.

Se estima que un período de dos o tres años entre la ejecución de la primera etapa y el inicio de la segunda facilitaría la obtención de fuentes de financiación para dichas obras e inversiones, sean éstas Banco nacionales o internacionales, Corporaciones Financieras, de Desarrollo Económico, etc.

Estas son las conclusiones respecto de las obras previstas en el Estudio de Electrificación.

Considera el autor que la mejor y más factible forma de ejecución de éste sería mediante la unión del capital privado y los Ilustres Concejos Cantonales de Samborondón, Urbina Jado y Day Le, para constituir una Empresa Eléctrica regional, o una Cooperativa de Electrificación Rural, la cual compraría energía eléctrica al INECEL, de su Sistema Nacional de Electrificación, para distribuirla a su vez entre sus abonados y suscriptores. Esta organización que se propone, libre de influencias políticas o de grupo, sería la entidad encargada en llevar a cabo la ejecución, operación y administración del sistema proyectado dentro de este Estudio de Electrificación.

- (1) "Plan General de Desarrollo para la República del Ecuador".
Tomo referente a "Energía". Editado en 1.964 por la Imprenta Nacional. Quito-Ecuador.
- (2) "Encuesta Sanitaria Nacional". Editada en 1.962 por el Servicio Cooperativo Interamericano de Salud Pública. Quito - Ecuador.
- (3) "Electrical Transmission and distribution Reference Book" por Central Station Engineers, editado en 1.961 por Westinghouse Electric Corporation, USA.
- (4) "Manual de Proyectos de Desarrollo Económico" por Expertos del Programa CEPAL/AAT de las Naciones Unidas. Editado en 1.958 por Editorial de las Naciones Unidas en México, D.F. México.
- (5) "Estudio de Desarrollo Económico del Brasil". "Demanda de Energía Eléctrica y sus Proyecciones", por Expertos del Programa CEPAL/Naciones Unidas. Editado en 1.956 por Editorial de las Naciones Unidas en México, D.F., México.
- (6) "Plan de Electrificación del País para el Período 1.953 - 1.964" por Empresa Nacional de Electricidad S. A. (ENDESA). Editado en 1.956 por ENDESA y Corporación de Fomento de la Producción de la República de Chile. Santiago de Chile, Chile.
- (7) "Demand Tables", por Rural Electrification Administration (REA). Bulletin 45-2. Editado en 1.963 por U.S. Government Printing Office, USA.
- (8) "Transmission Line Manual (Mechanical Design)", por Rural Electrification Administration (REA). Bulletin 62-1, editado en 1.959 por U/S. Government Printing Office. USA.
- (9) "Sag and Tension Calculations by a Graphical Method and sag Tables for Urban Electric Distribution Lines", Report F-191. Editado en 1958 por Ebasco Services Inc. USA.
- (10) "Boletines Mensuales y Resúmenes Anuales Meteorológicos del

- (10) "Continuación-Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología" de la República del Ecuador. Años 1.959-1.965. Editados por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología. Quito-Ecuador.
- (11) "Manual Standard del Ingeniero Electricista", por A. E. Knewton, Tomos I y II. Editado en 1.962 por Editorial Labor, S. A., Madrid-España.
- (12) "National Electrical Safety Code", Editado en 1.960 por U. S. Government Printing Office. USA.
- (13) "The Lineman's and Cableman's Handbook", por Edwin B. Kurtz. Editado en 1956 por Mac Graw-Hill Co. USA.
- (14) "Código Nacional Eléctrico", Editado en 1.962 por la National Fire Protection Association. USA.
- (15) "Guide for the Design of Substations for Electric Borrowers por Rural Electrification Administration. (REA). Bulletin 65-1. Editado en 1.955 por U. S. Government Printing Office. USA.
- (16) "Elements of Power System Analysis", por William D. Stevenson Jr. Editado en 1.962 por Mac Graw-Hill Co. USA.
- (17) "Electric Utility Engineering Reference Book". Distribution Systems-Volume III. por Electric Utility Engineers. Editado en 1.959 por Westinghouse Electric Corporation. USA.
- (18) "Procedure for Making a Sectionalizing Study", por Rural Electrification Administration. (REA). Bulletin 61-2. Editado en 1.958 por U. S. Government Printing Office. USA.
- (19) "Electric Transmission and Distribution. por Bernhardt G.A. Skretzky, Editor. Editado en 1.954 por Mac Graw Co. USA.

AGRADECIMIENTO

El más profundo agradecimiento para el Ing. Ricardo Delfini Michelli por sus generosos consejos que en calidad de Director de Tesis dió al autor de este Estudio, así como para los Dgs. Alfonso Delfini Michelli y Alfredo Hincapié Segura por las indicaciones que ayudaron a realizar este trabajo.

Agradece la cooperación brindada por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) y por los Ilustres Concejos Cantonales de Samborombón, Urbina Jado y Daule, los cuales por intermedio de sus Departamentos respectivos cooperaron eficazmente para llevar a feliz término este Estudio de Electrificación.

FEDERICO OPORTO CORTES

Guayaquil, Julio 1º de 1.966

FLECHAS Y TENSIONES PARA EL
ALAMBRE DE TIERRA
CABLE DE ACERO TIPO E.H.S.
3/8" DIAM.

VANO DE 600'
(182 MTS)

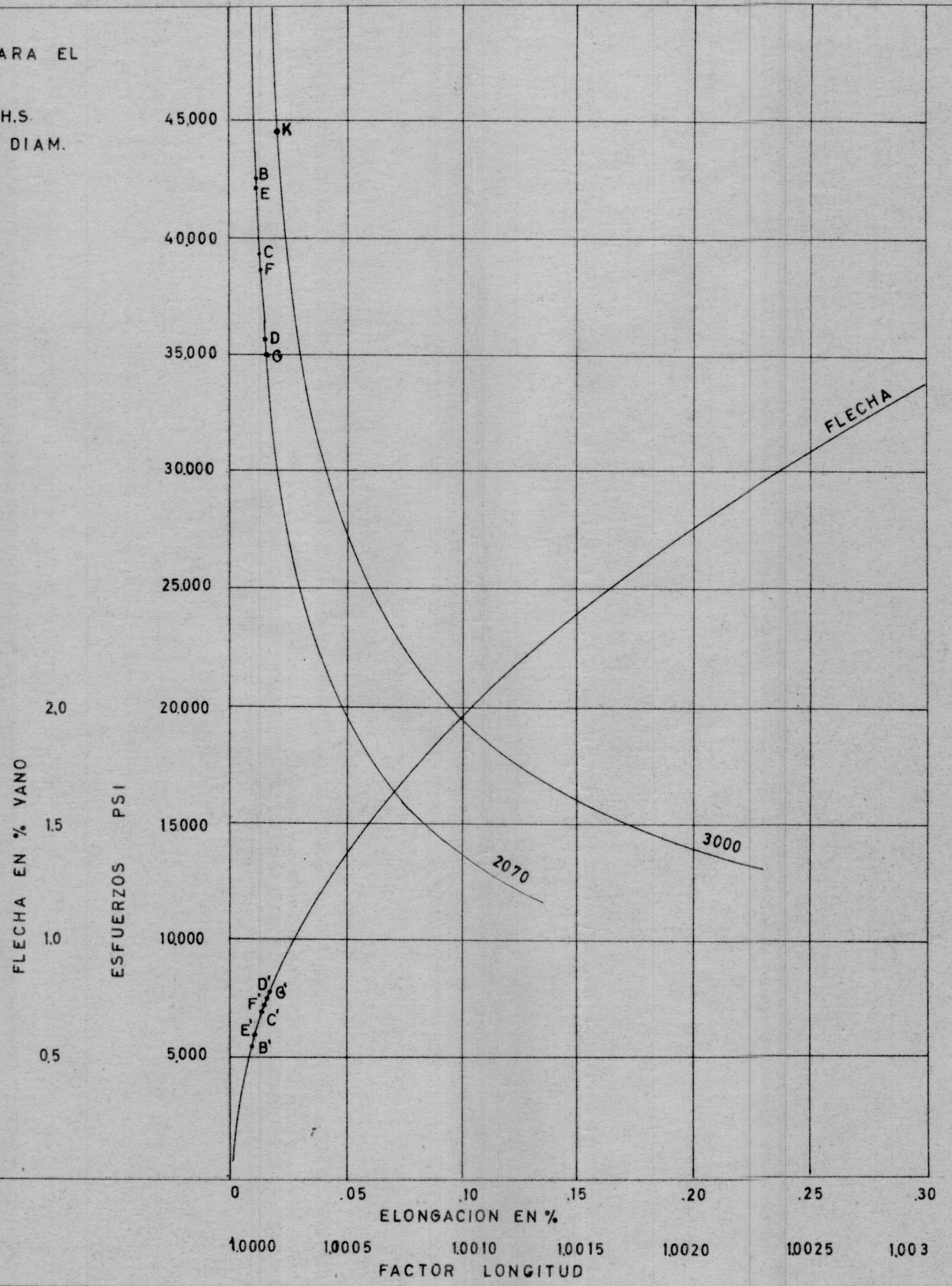


FIGURA N°1

INI 60
FIN 60
INI 90
FIN 90
INI 120
FIN 120

1.0000 1.0005 1.0010 1.0015 1.0020 1.0025 1.003
FACTOR LONGITUD

FLECHAS Y TENSIONES PARA EL
ALAMBRE DE TIERRA
CABLE DE ACERO: TIPO E.H.S.
3/8" DIAM.

VANO DE 900'
(273 MTS)

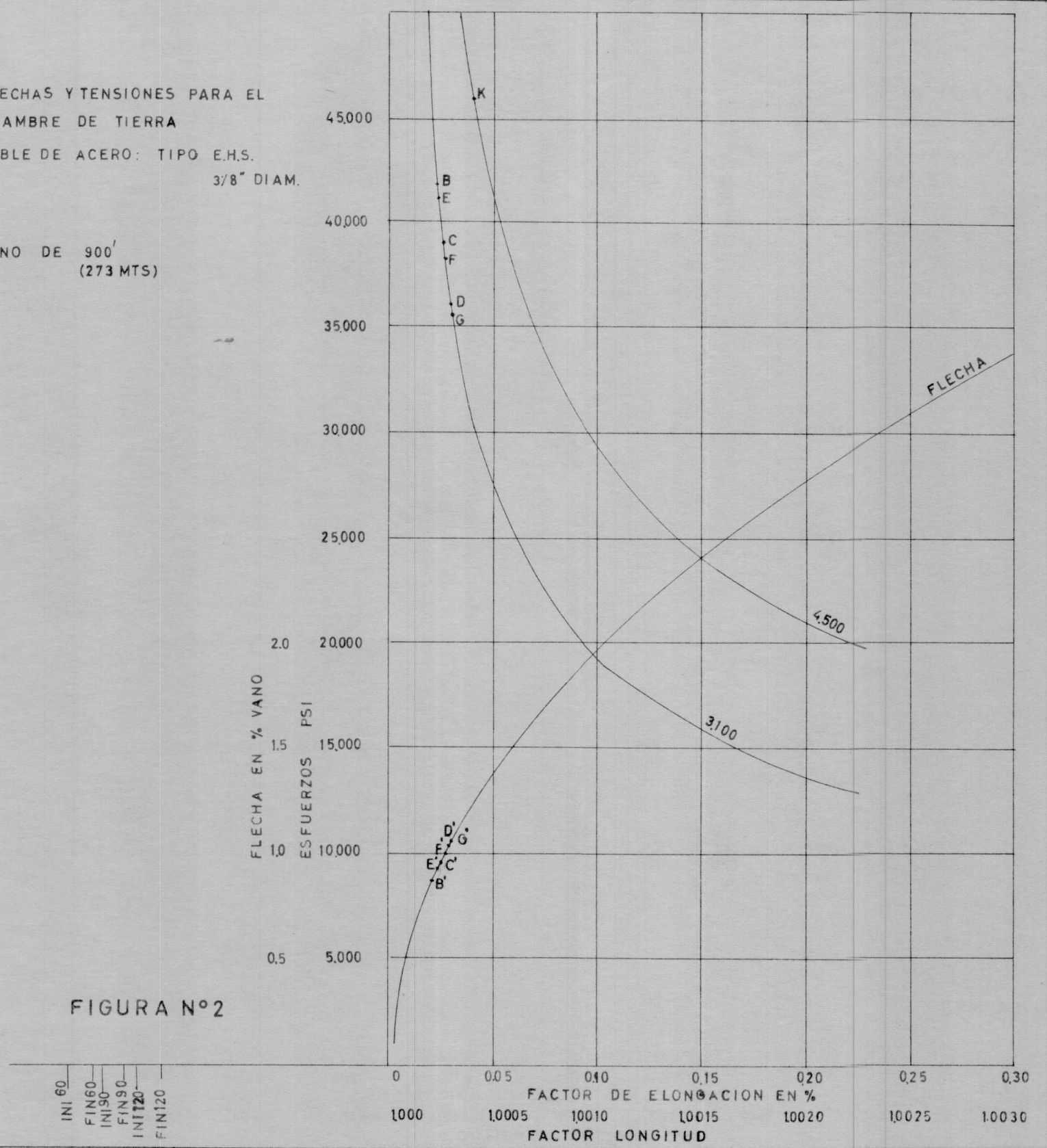


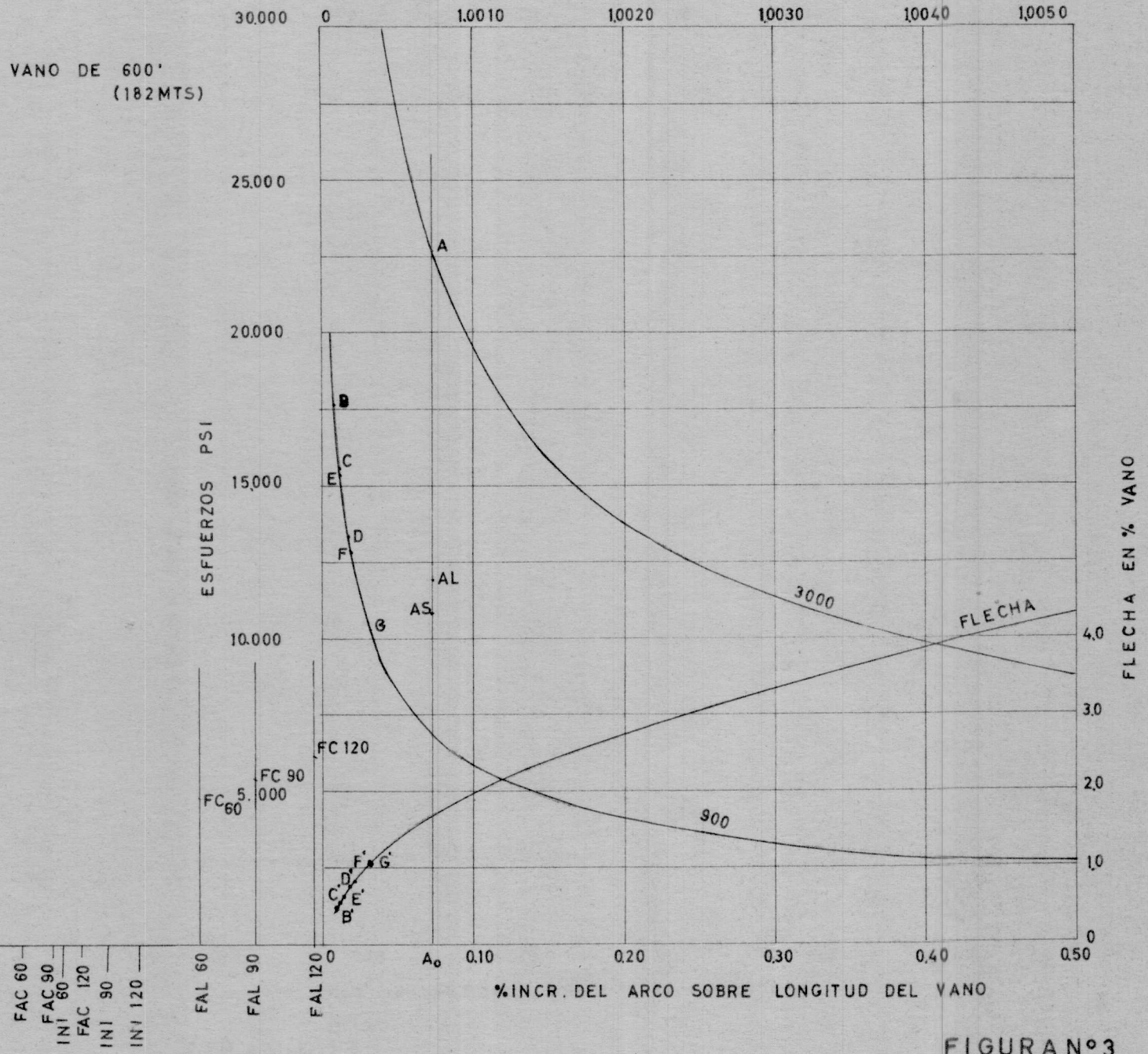
FIGURA N°2

INI 60
FIN 60
INI 90
FIN 90
INI 120
FIN 120

FLECHAS Y TENSIONES PARA Nº 2 AWG ACSR 6/1

CONSTANTES DE CATENARIA
FACTOR DE LONGITUD

VANO DE 600'
(182MTS)



FIGURANº3

FLECHAS Y TENSIONES PARA N°2 AWG ACSR 6/1

CONSTANTES DE CATENARIA
FACTOR DE LONGITUD

VANO DE 900'
(273 MTS)

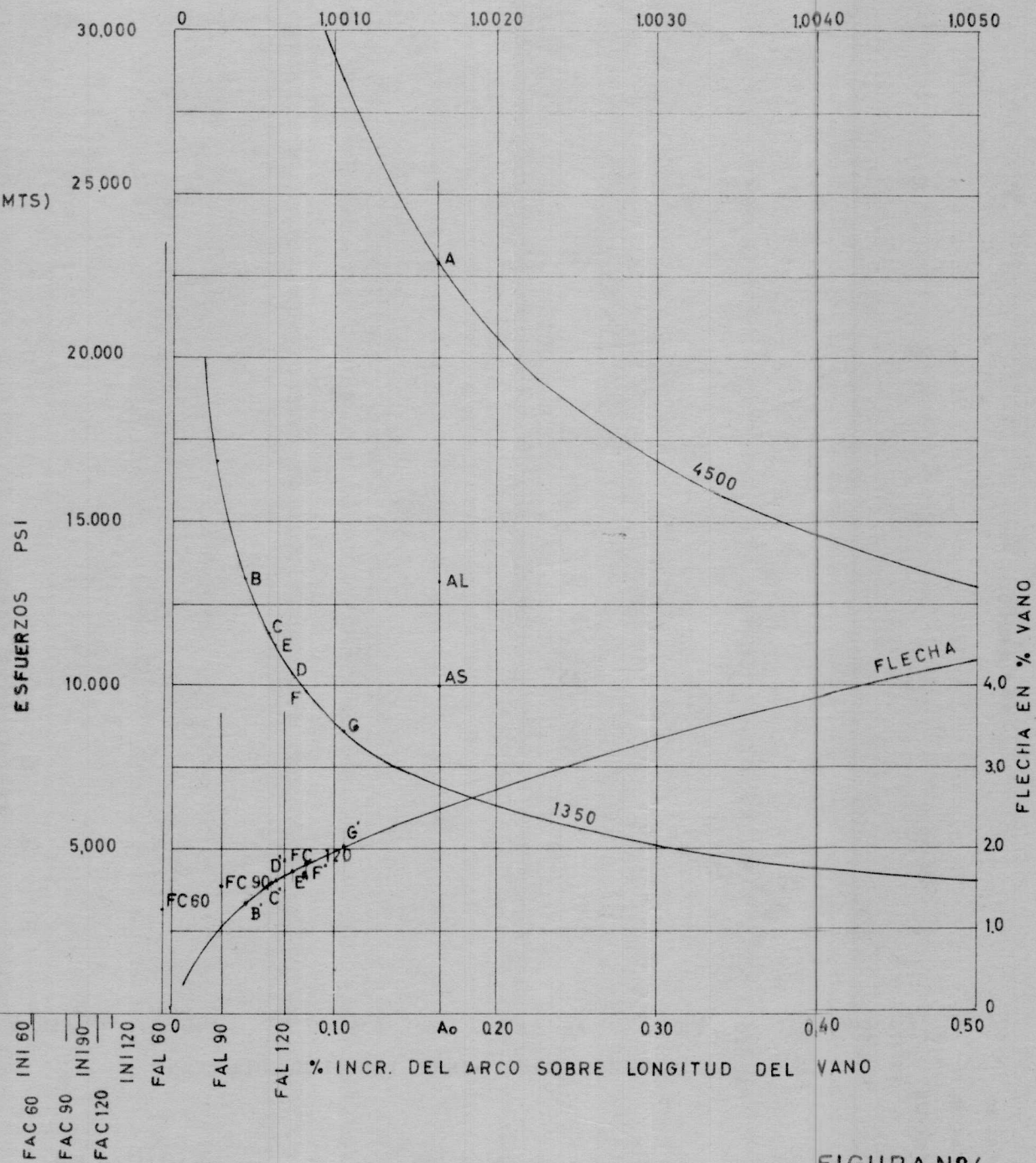


FIGURA N°4

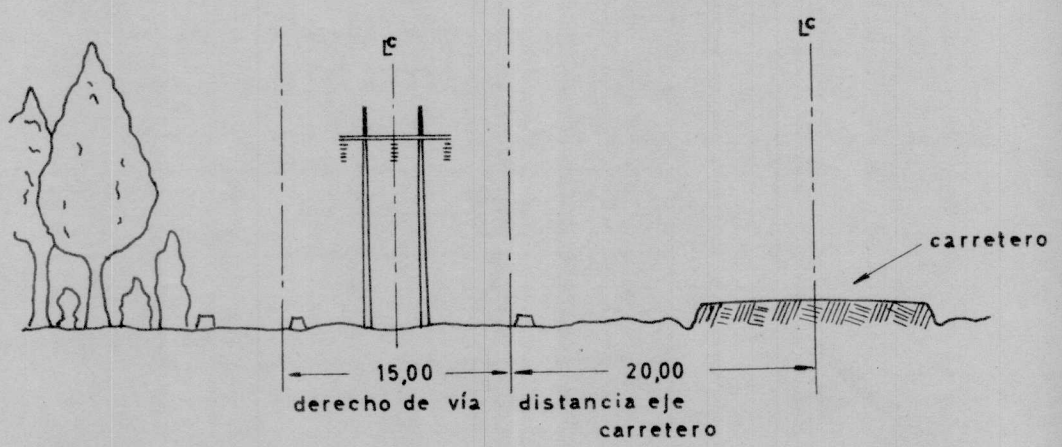


FIGURA Nº 5

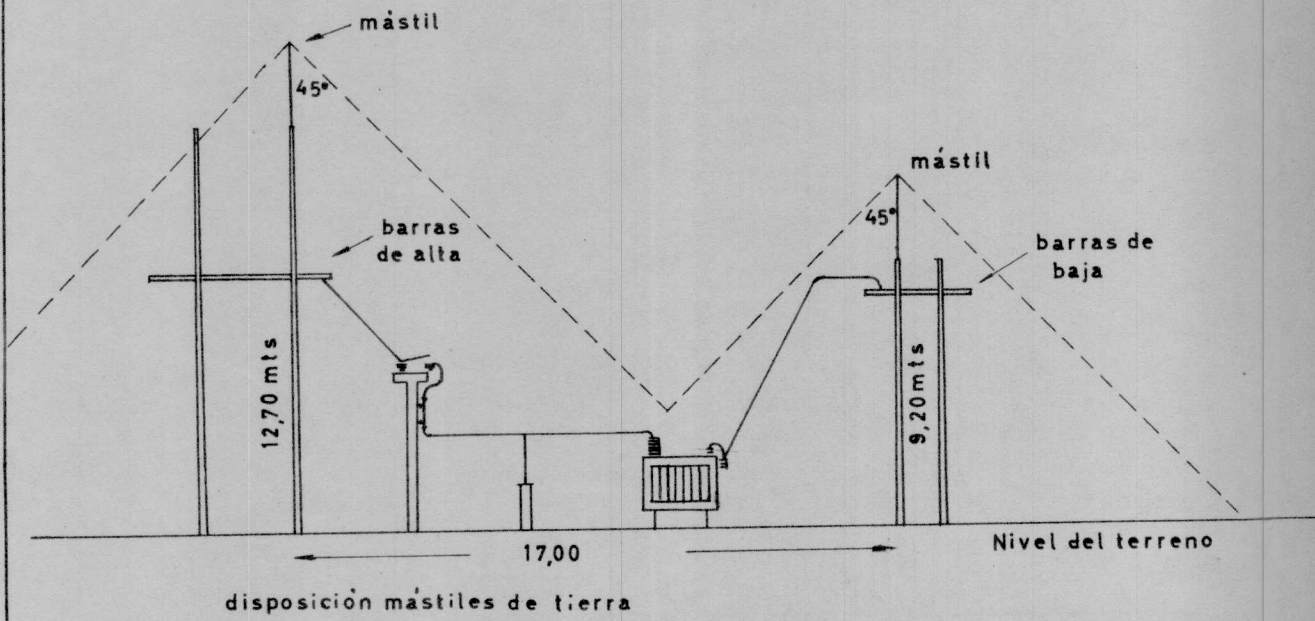


FIGURA Nº 6

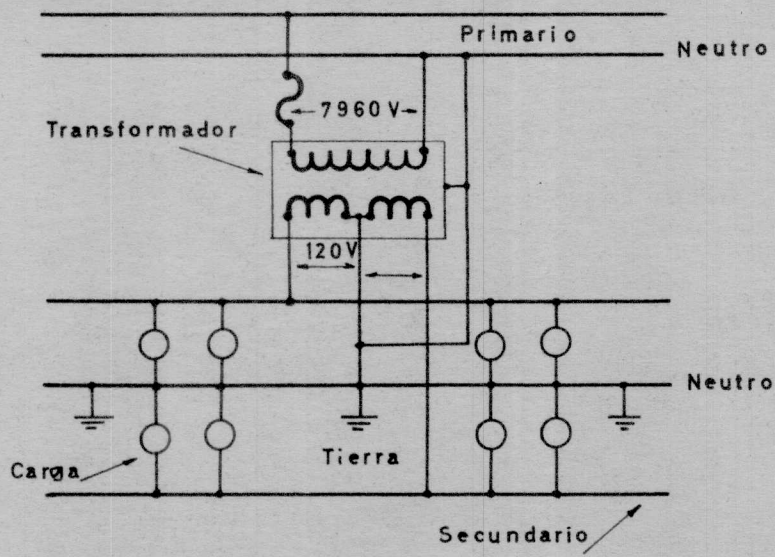


FIGURA Nº 7

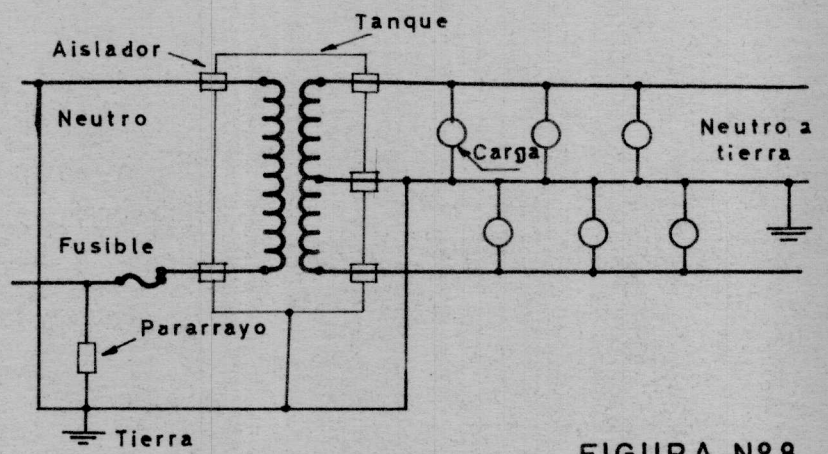


FIGURA Nº 8

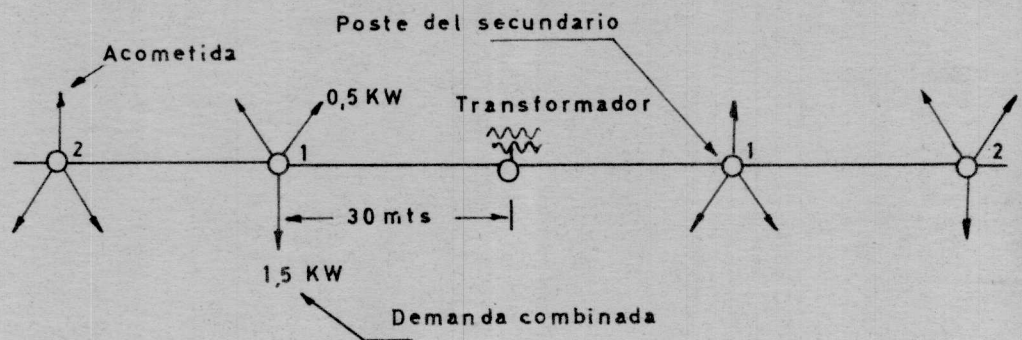
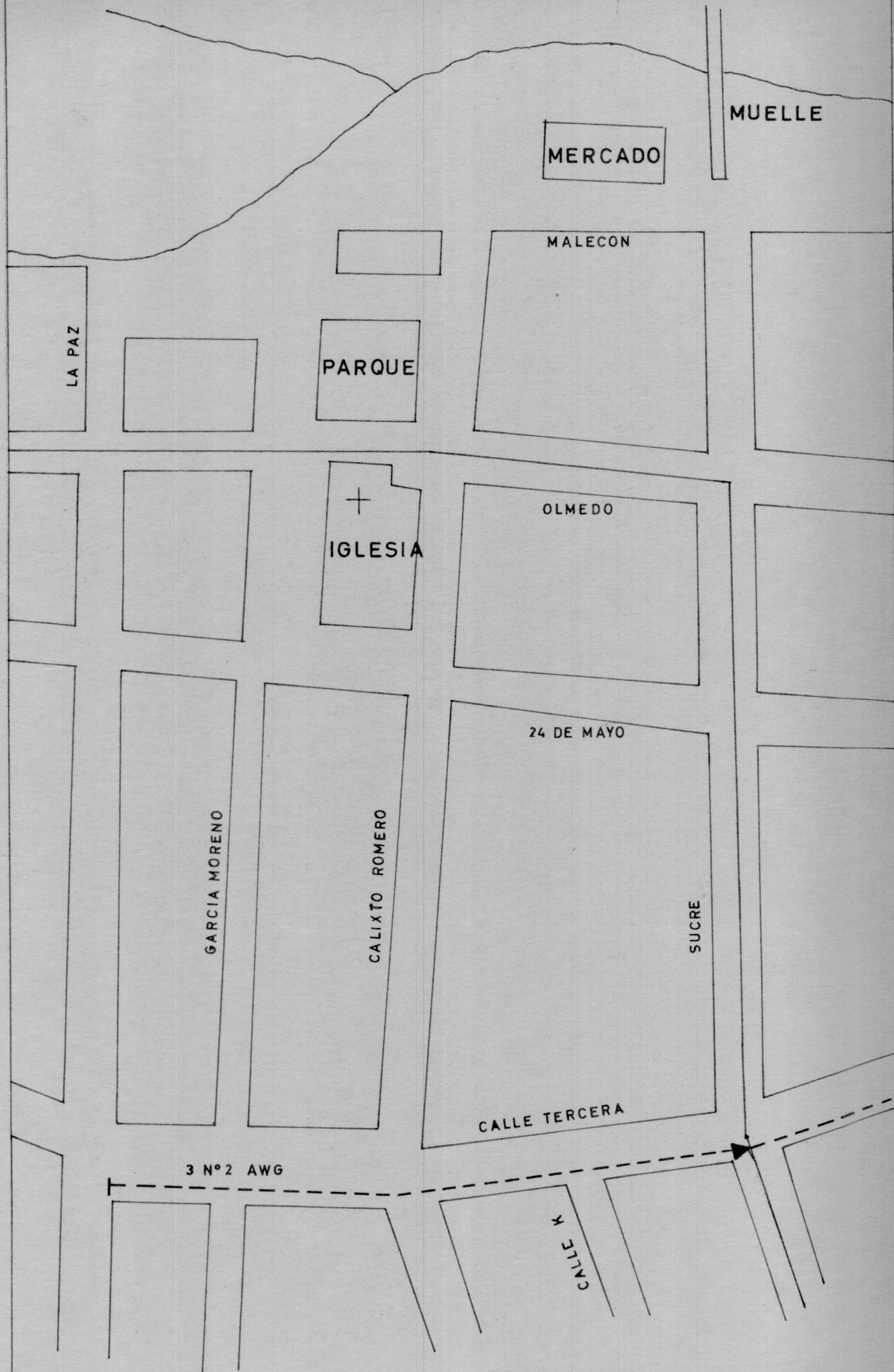
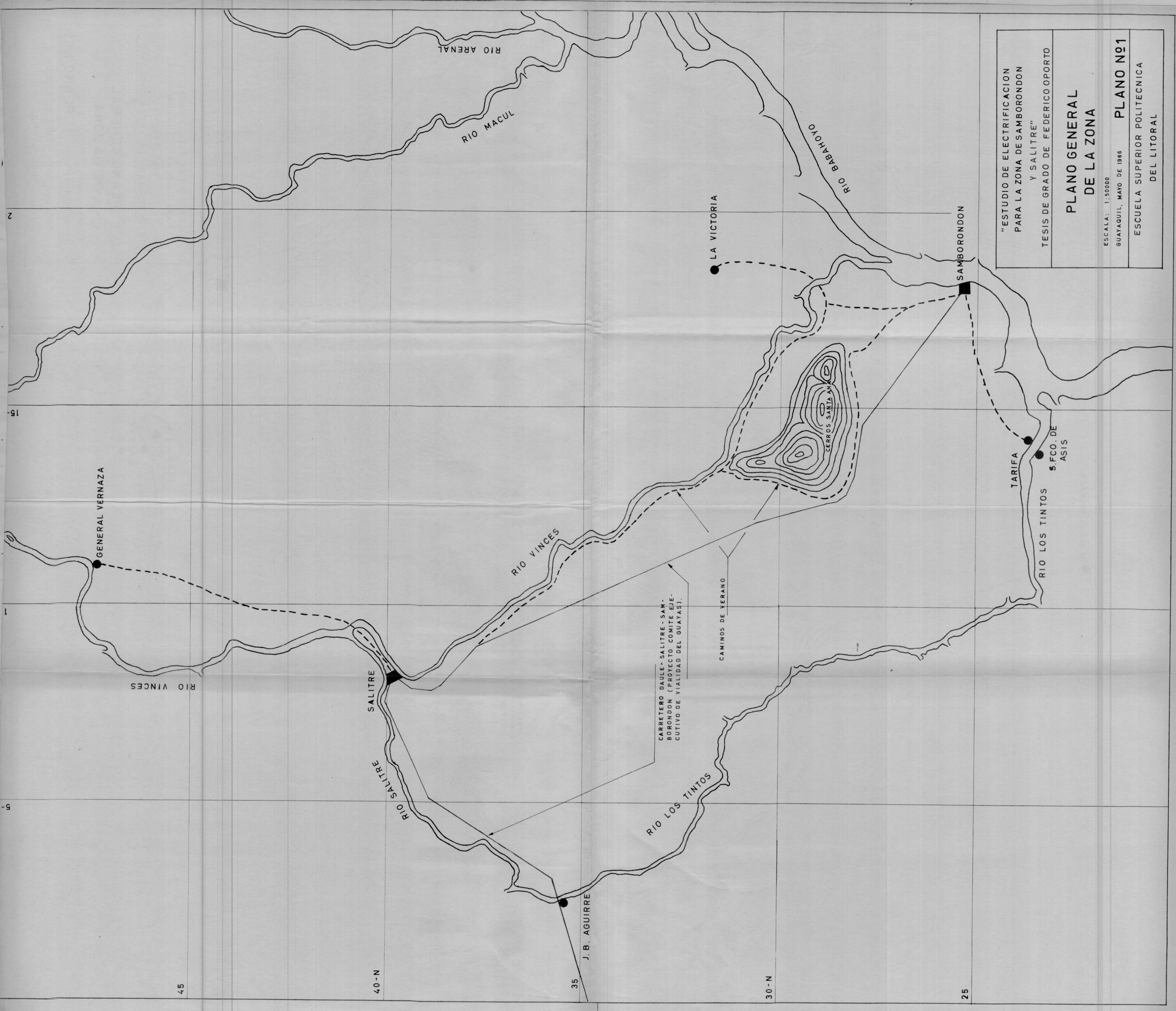


FIGURA Nº 9



ZONA CENTRICA
DE SAMBORONDON
ESCALA: 1:1500

FIGURA N°10



"ESTUDIO DE ELECTRIFICACION
 PARA LA ZONA DE SAMBORONDON
 Y SALITRE"
 TESIS DE GRADO DE FEDERICO OPORTO

**PLANO GENERAL
 DE LA ZONA**

ESCALA: 1:50000
 GUAYAQUIL, MAYO DE 1966

PLANO N°1
 ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
 DEL LITORAL

CARRETERO DAULE - SALITRE - SAMBORONDON (PROYECTO COMITE EJECUTIVO DE VIABILIDAD DEL GUAYAS).

CAMINOS DE VERANO

J. B. AGUIRRE

45

40-N

35

30-N

25

RIO VINCES

SALITRE

RIO SALITRE

RIO VINCES

RIO LOS TINTOS

RIO MACUL
 RIO ARENAL

RIO BABAHoyo

LA VICTORIA

SAMBORONDON

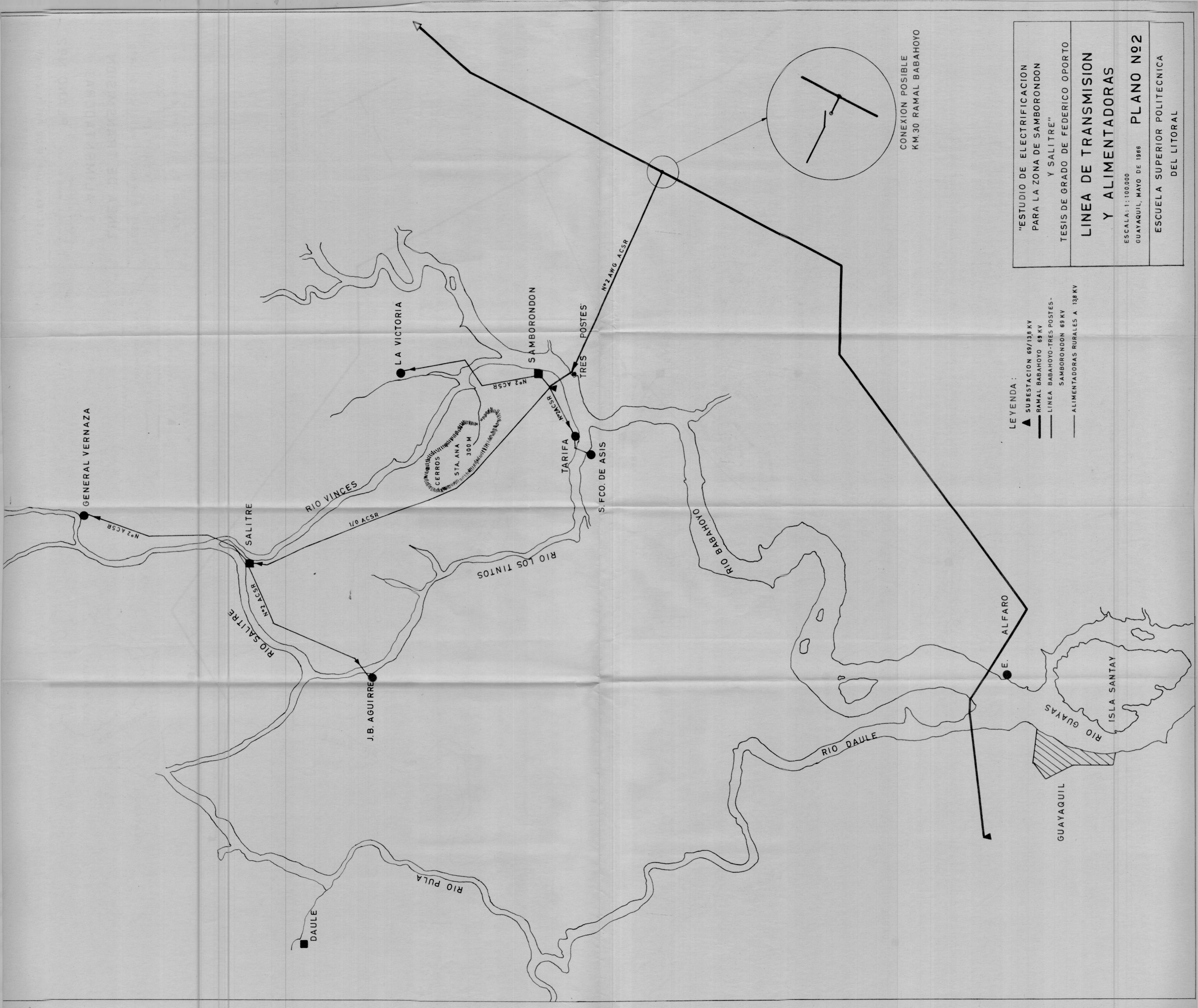
TARIFA

S. FCO. DE ASIS

RIO LOS TINTOS

CERROS SANTA ANA

GENERAL VERNAZA



GENERAL VERNAZA

SALITRE

J.B. AGUIRRE

LA VICTORIA

TARIFA

S. FCO. DE ASIS

TRES POSTES

SAMBORONDON

ALFARO

DAULE

RIO VINCES

RIO LOS TINTOS

RIO BABAHOYO

RIO DAULE

RIO PULA

RIO SALITRE

GUAYAQUIL

RIO GUAYAS

ISLA SANTAY

CERROS
STA. ANA
300 M

No. 2 ACSR

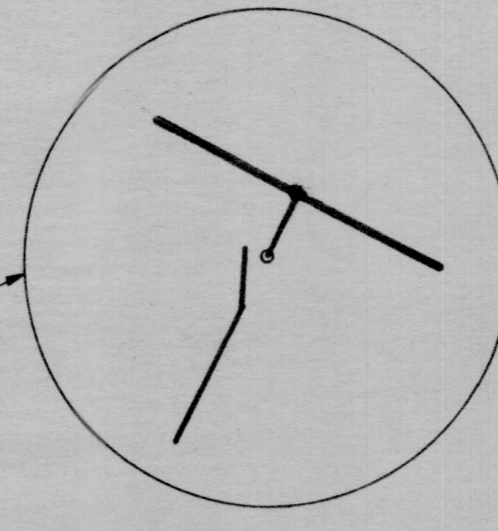
No. 2 ACSR

1/0 ACSR

No. 2 ACSR

No. 2 ACSR

No. 2 AWG ACSR

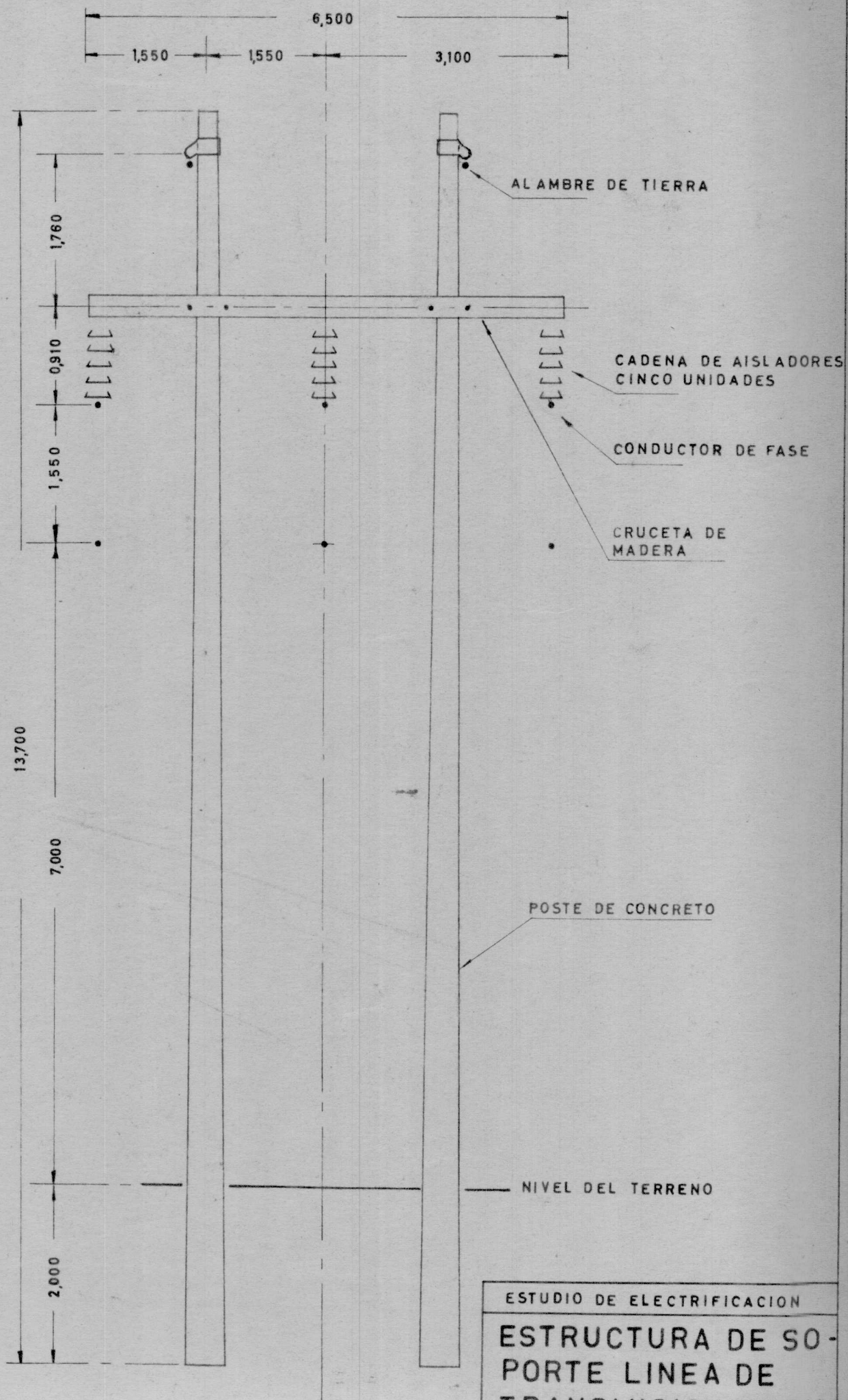


CONEXION POSIBLE
KM. 30 RAMAL BABAHOYO

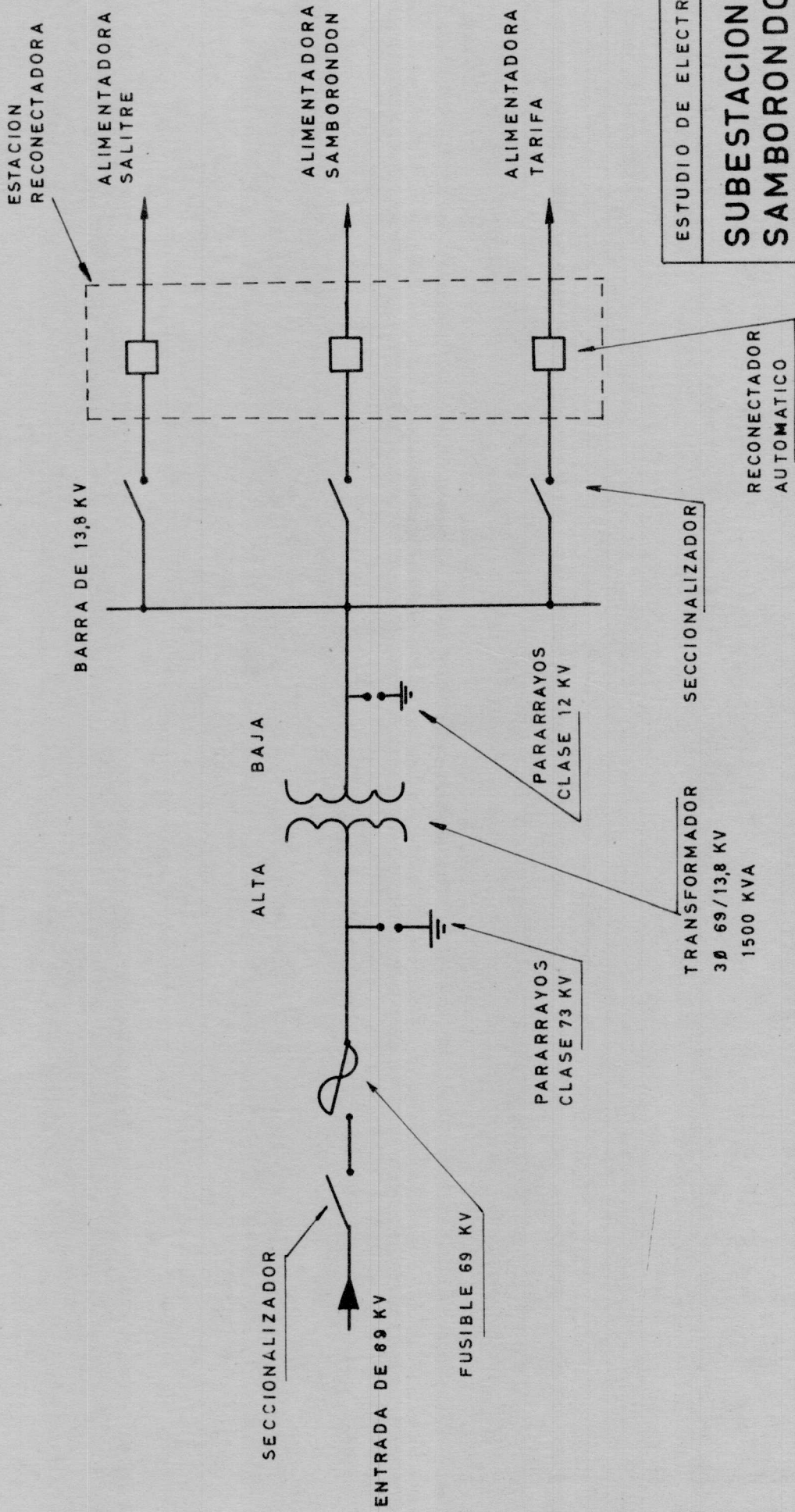
LEYENDA:

- ▲ SUBSTACION 69/138 KV
- ▬ RAMAL BABAHOYO 69 KV
- ▬ LINEA BABAHOYO-TRES POSTES-SAMBORONDON 69 KV
- ▬ ALIMENTADORAS RURALES A 138 KV

"ESTUDIO DE ELECTRIFICACION
PARA LA ZONA DE SAMBORONDON
Y SALITRE"
TESIS DE GRADO DE FEDERICO OPORTO
**LINEA DE TRANSMISION
Y ALIMENTADORAS**
ESCALA: 1:100,000
GUAYAQUIL, MAYO DE 1966 **PLANO N°2**
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL



| |
|--|
| ESTUDIO DE ELECTRIFICACION |
| ESTRUCTURA DE SOPORTE LINEA DE TRANSMISION A 69KV |
| DIMENSIONES EN METROS |
| TESIS DE GRADO DE F. OPORTO C. |
| MAYO DE 1966 PLANO N°3 |



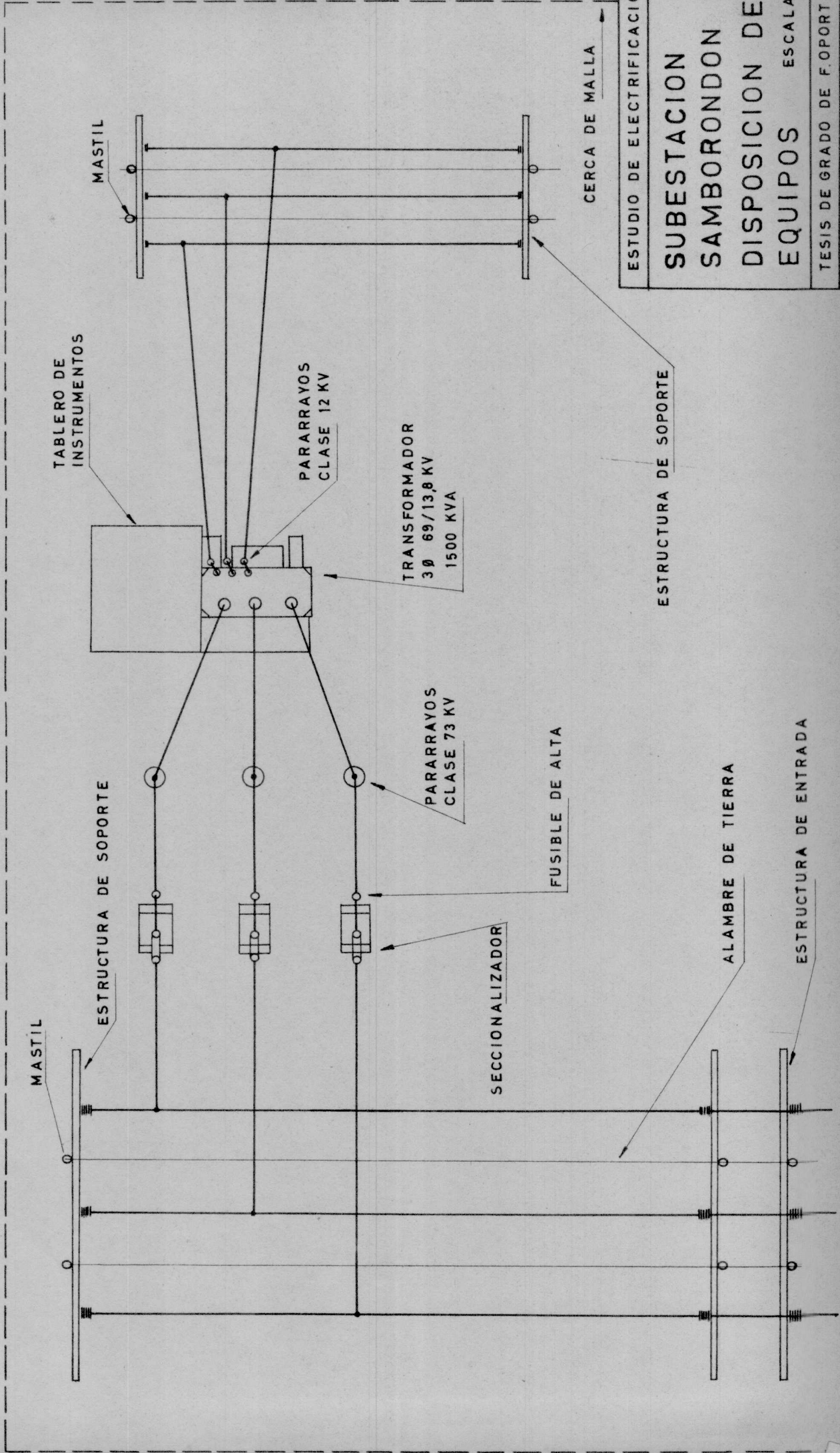
ESTUDIO DE ELECTRIFICACION

**SUBESTACION
SAMBORONDON:
DIAGRAMA UNA
LINEA**

TESIS DE GRADO DE F.OPORTO C

MAYO DE 1966

PLANO N°



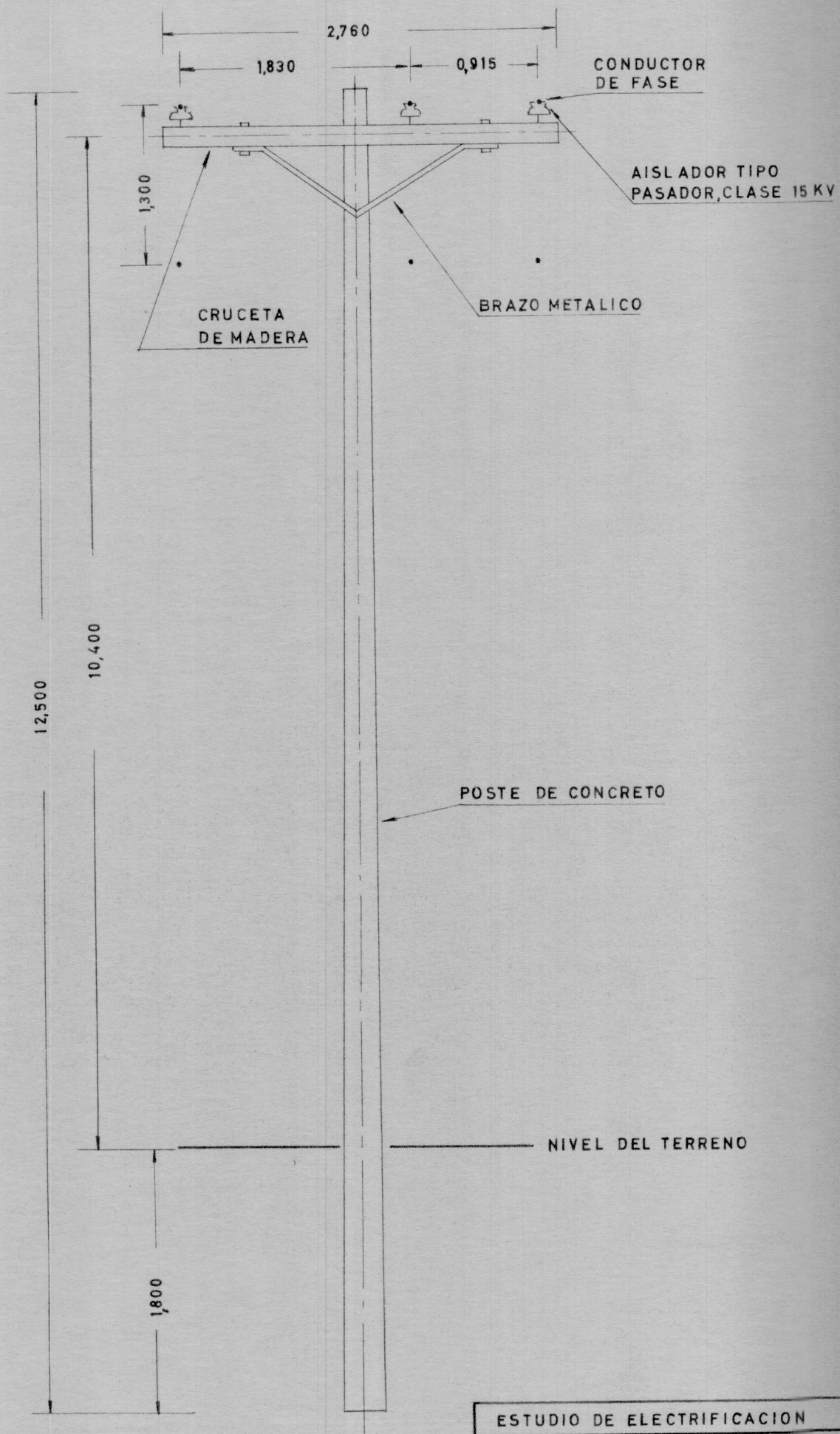
ESTUDIO DE ELECTRIFICACION

**SUBESTACION
SAMBORONDON
DISPOSICION DE
EQUIPOS**

ESCALA: 1:100

TESIS DE GRADO DE F. OPORTO C.

MAYO DE 1966 DI ANIO SIGE



ESTUDIO DE ELECTRIFICACION

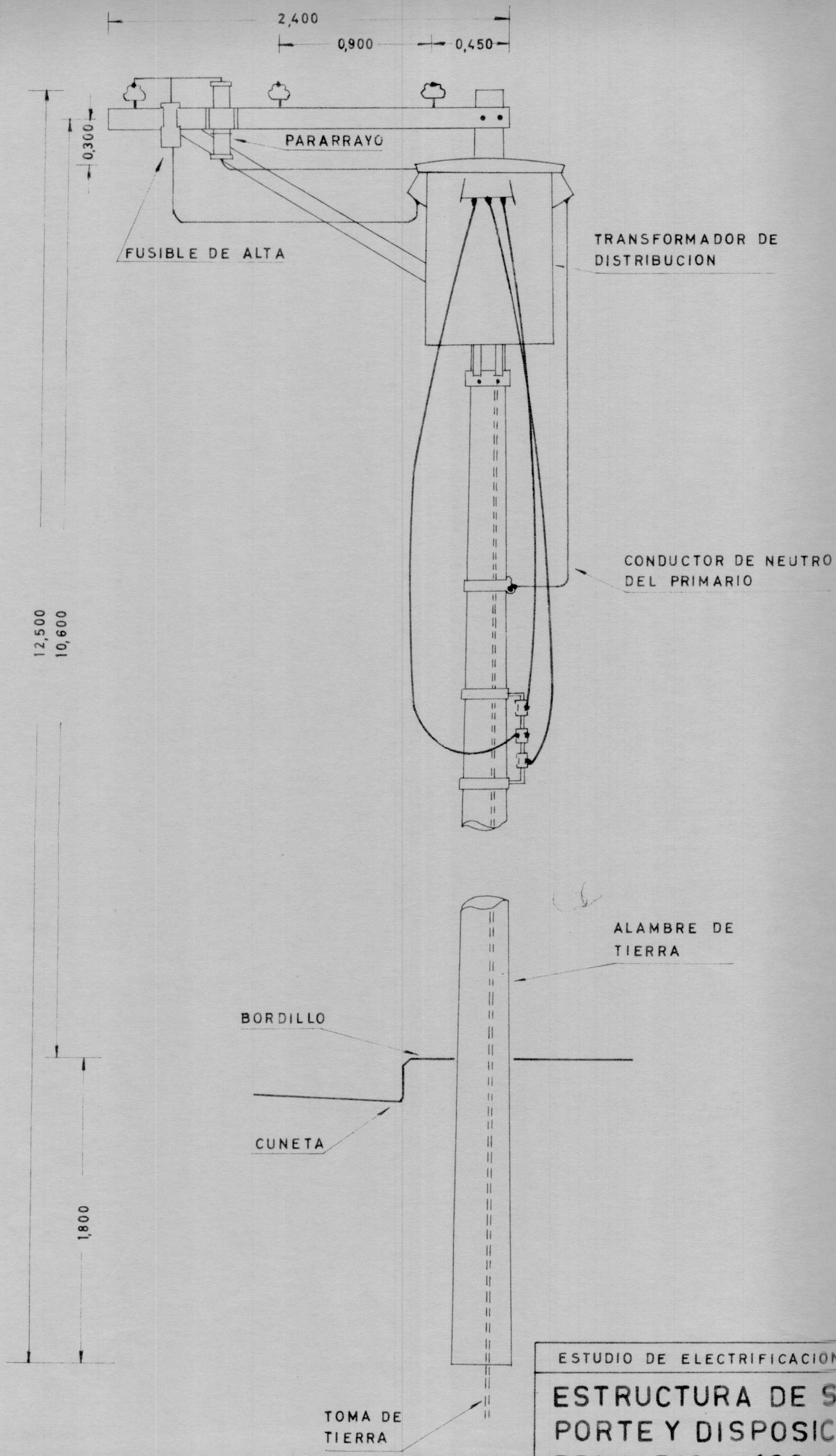
ESTRUCTURA DE SOPORTE ALIMENTADO
RA RURAL A 13,8 KV

DIMENSIONES EN METROS

TESIS DE GRADO DE F. OPORTO C.

MAYO DE 1966

PLANO N°6



| |
|---|
| ESTUDIO DE ELECTRIFICACION |
| ESTRUCTURA DE SOPORTE Y DISPOSICION PRIMARIO A 13,8 KV |
| DIMENSIONES EN METROS |
| TESIS DE GRADO DE F. OPORTO C. |
| MAYO DE 1966 PLANO N°7 |

HDA. EL ENCANTO

HDA. HDROS. DE AGUSTIN ROJAS

HDA. EL RETIRO

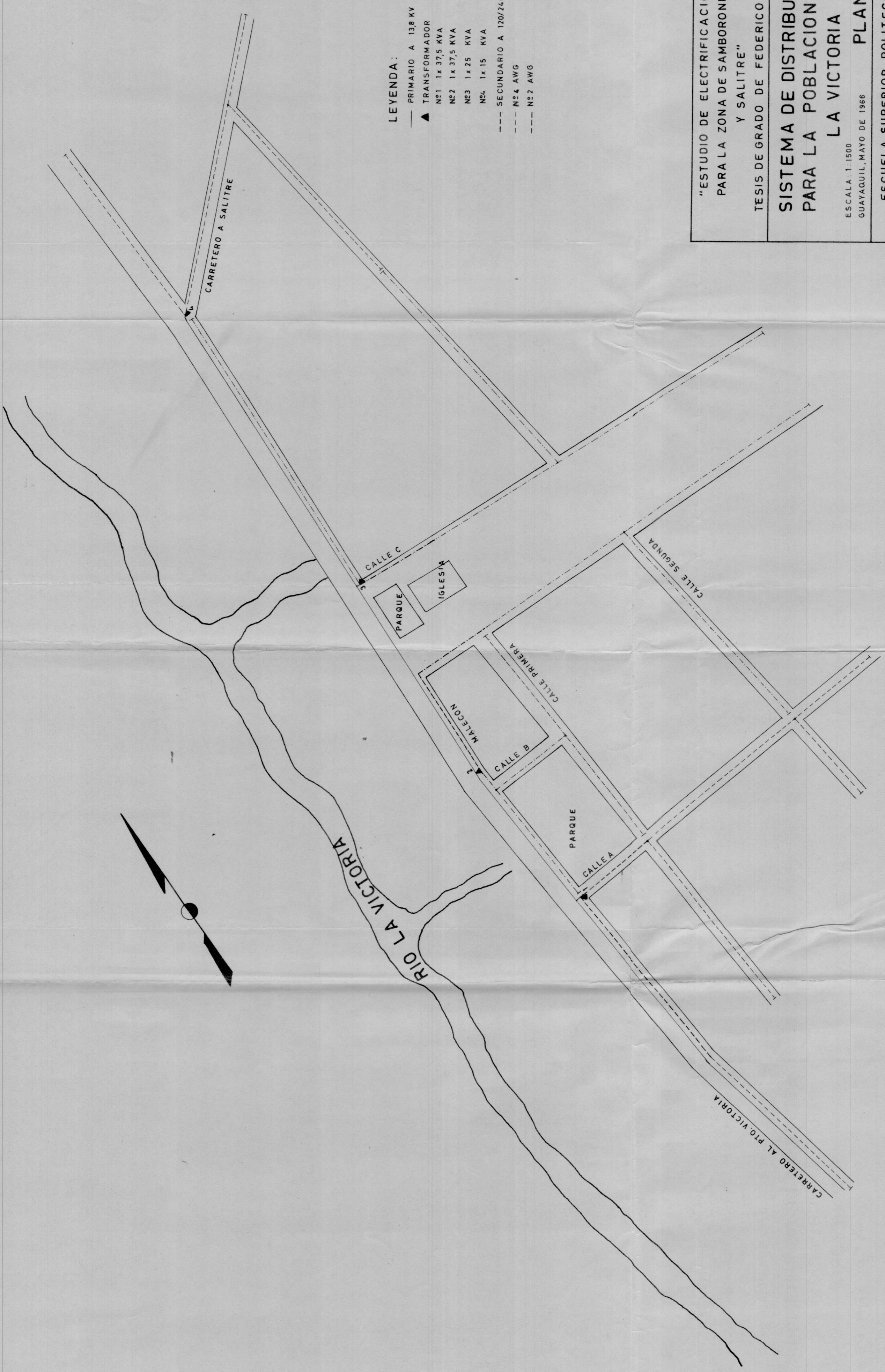
RIO BABAHOYO

PILADORA LA SAMBORONDEÑA



- LEYENDA:
- PRIMARIO A 138 KV
 - SECCIONALIZADORES Y FUSIBLES DE REP.
 - ▲ TRANSFORMADOR
 - N1 1x15 KVA
 - N2 1x25 KVA
 - N3 1x25 KVA
 - N4 1x37.5 KVA
 - N5 1x15 KVA
 - N6 1x25 KVA
 - N7 1x37.5 KVA
 - N8 1x25 KVA
 - N9 1x15 KVA
 - N10 1x25 KVA
 - N11 3x15 KVA
 - N12 1x25 KVA
 - N13 1x25 KVA
 - SECUNDARIO A 120/240 V.
 - N°5 AWG
 - N°4 AWG
 - N°2 AWG
 - N1 AWG

"ESTUDIO DE ELECTRIFICACION PARA LA ZONA DE SAMBORONDON Y SALITRE"
 TESIS DE GRADO DE FEDERICO OPORTO
SISTEMA DE DISTRIBUCION PARA LA CIUDAD DE SAMBORONDON
 ESCALA: 1:1500
 QUAYAQUIL, MAYO DE 1986
PLANO N°8
 ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



LEYENDA:

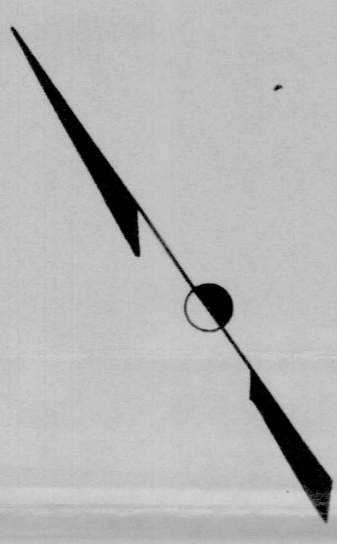
- PRIMARIO A 138 KV
- ▲ TRANSFORMADOR
- Nº1 1x 37,5 KVA
- Nº2 1x 37,5 KVA
- Nº3 1x 25 KVA
- Nº4 1x 15 KVA
- SECUNDARIO A 120/240 V
- Nº4 AWG
- Nº2 AWG

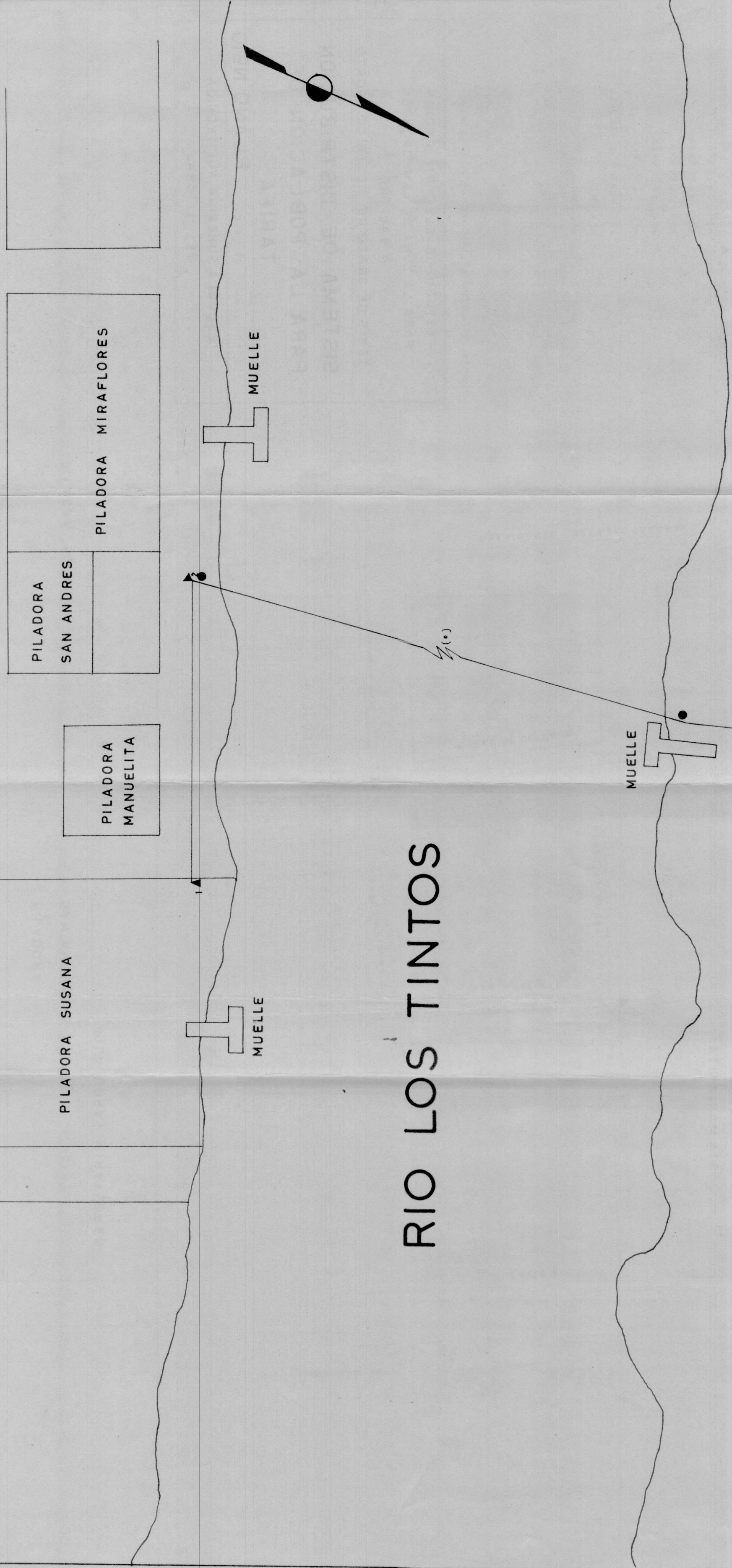
"ESTUDIO DE ELECTRIFICACION
 PARA LA ZONA DE SAMBORONDON
 Y SALITRE"
 TESIS DE GRADO DE FEDERICO OPÓRTO

**SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PARA LA POBLACION DE
 LA VICTORIA**

ESCALA: 1:1500
 GUAYAQUIL, MAYO DE 1966

PLANO Nº9
 ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
 DEL LITORAL





LEYENDA:

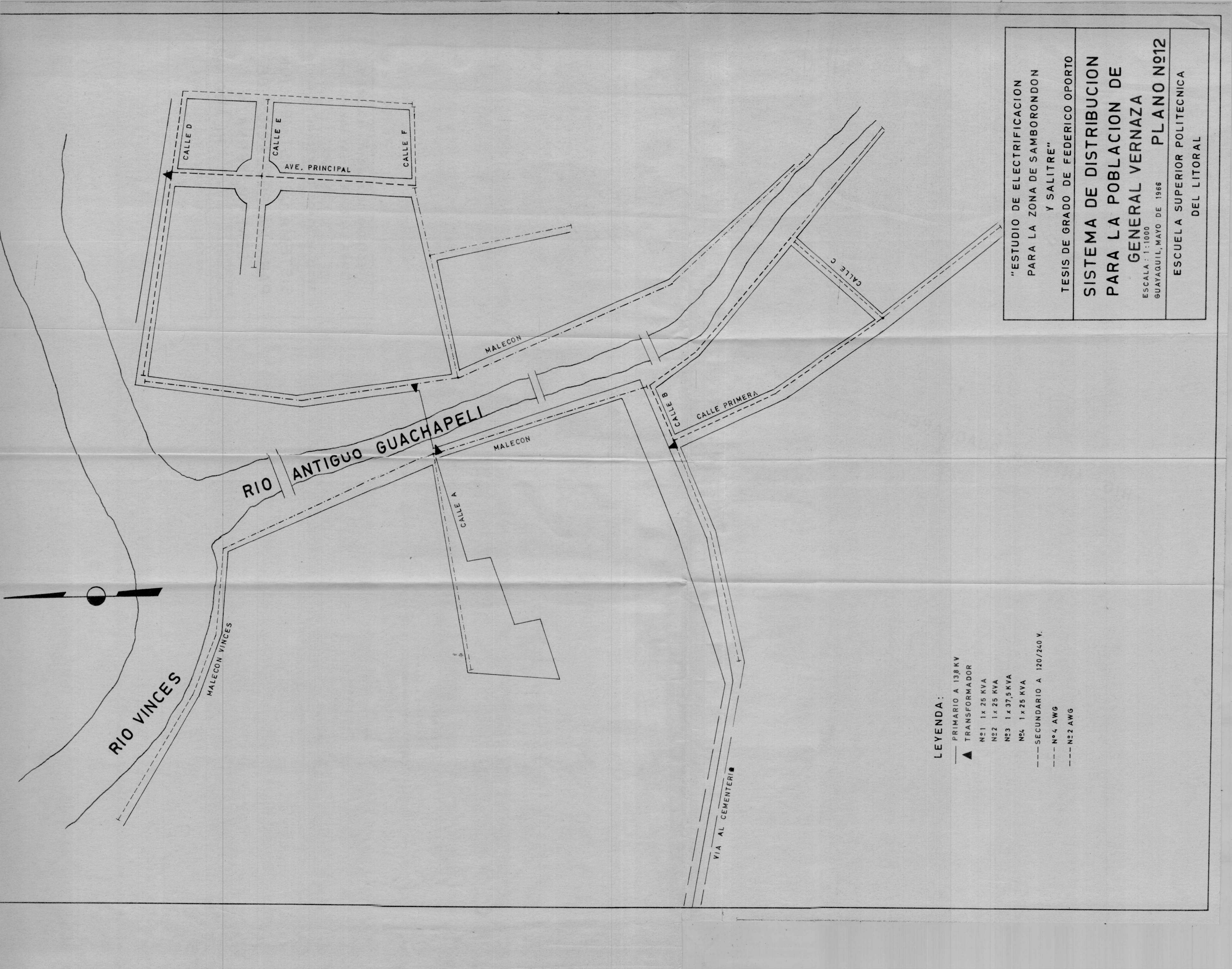
- ESTRUCTURA METALICA
- PRIMARIO A 138 KV
- ▲ TRANSFORMADOR
- Nº 1 3 x 25 KVA
- Nº 2 3 x 37,5 KVA
- Nº 3 1 x 25 KVA
- Nº 4 2 x 37,5 KVA
- Nº 5 1 x 25 KVA
- SECUNDARIO A 120/240 V
- Nº 4 AWG
- Nº 2 AWG

(*) NOTA: EL ANCHO DEL RIO NO ESTA A ESCALA.

"ESTUDIO DE ELECTRIFICACION
 PARA LA ZONA DE SAMBORONDON
 Y SALITRE"
 TESIS DE GRADO DE FEDERICO OPORTO

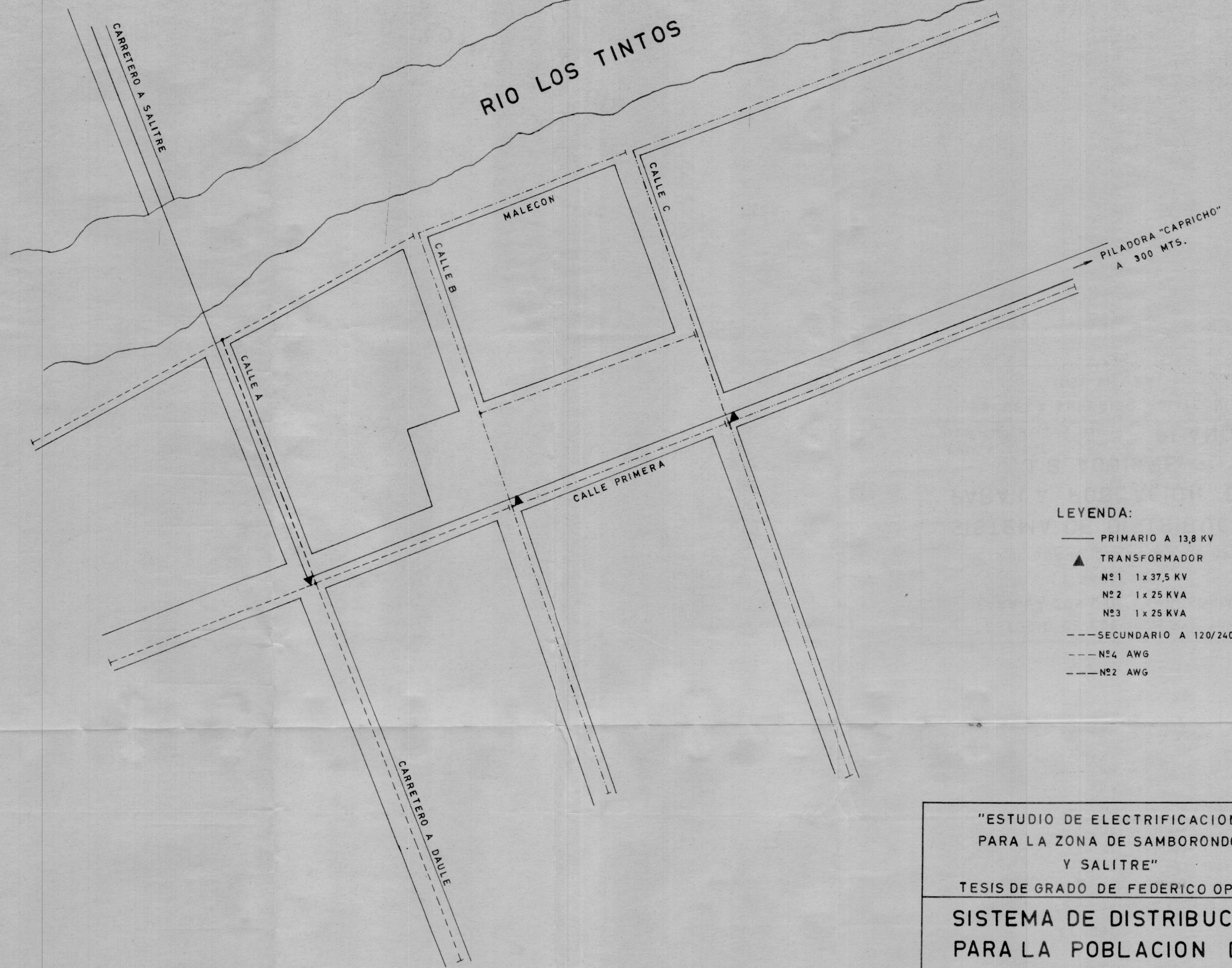
SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PARA LA POBLACION DE
 TARIFA
 ESCALA: 1:750
 GUAYAQUIL, MAYO DE 1966
 PLANO Nº10

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
 DEL LITORAL



"ESTUDIO DE ELECTRIFICACION
 PARA LA ZONA DE SAMBORONDON
 Y SALITRE"
 TESIS DE GRADO DE FEDERICO OPORITO
 SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PARA LA POBLACION DE
 GENERAL VERNAZA
 ESCALA : 1:1000
 GUAYAQUIL, MAYO DE 1968
 PLANO N°12
 ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
 DEL LITORAL

LEYENDA :
 — PRIMARIO A 138 KV
 ▲ TRANSFORMADOR
 N°1 1 x 25 KVA
 N°2 1 x 25 KVA
 N°3 1 x 37,5 KVA
 N°4 1 x 25 KVA
 --- SECUNDARIO A 120/240 V.
 - - - N° 4 AWG
 - - - N° 2 AWG



- LEYENDA:**
- PRIMARIO A 13,8 KV
 - ▲ TRANSFORMADOR
 - №1 1x37,5 KV
 - №2 1x25 KVA
 - №3 1x25 KVA
 - - - SECUNDARIO A 120/240 V.
 - - - №4 AWG
 - - - №2 AWG

"ESTUDIO DE ELECTRIFICACION
 PARA LA ZONA DE SAMBORONDON
 Y SALITRE"
 TESIS DE GRADO DE FEDERICO OPORTO

**SISTEMA DE DISTRIBUCION
 PARA LA POBLACION DE
 J. B. AGUIRRE**

ESCALA : 1 : 1000
 GUAYAQUIL, MAYO DE 1966

PLANO Nº13

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
 DEL LITORAL