

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ESTUDIO DE POTENCIA Y ENERGIA DEL  
SISTEMA ELECTRICO DE SANTO DOMINGO CON  
PROYECCION A 1990

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE  
INGENIERIA ELECTRICA DE LA  
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

JORGE CARRERA DIAZ

1.974

CERTIFICO, que la presente tesis:  
Estudio de Potencia y Energía del  
Sistema Eléctrico Santo Domingo  
con proyección a 1990, ha sido reali  
zado en su totalidad por el Señor  
Jorge Carrera Díaz.



ING. PATRICIO ENRIQUEZ

Quito, Junio de 1974

Dedico a mi querida Esposa.

AGRADECIMIENTO

Al Sr. Ing. Patricio Enríquez  
por su valiosa colaboración en  
la realización del presente trabajo.

## INDICE GENERAL

### ESTUDIO DE POTENCIA Y ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO

#### DE SANTO DOMINGO CON PROYECCION A 1990

	<u>Pág.</u>
I. <u>CARACTERISTICAS DEL SISTEMA</u>	
I.1 Tipos de Carga	3
I.2 Tipos de Sistemas	3
I.3 Tensión del Sistema	5
I.4 Líneas existentes	5
I.5 Esquemas	6
II. <u>ESTUDIO DE LA DEMANDA Y SU PROYECCION</u>	
II.1 Utilización de la Energía	8
II.2 Demanda actual	9
II.3 Consumo homogéneo	10
II.4 Consumo Industrial	11
II.5 Consumo de alumbrado público	13
II.6 Demanda futura	14
III. <u>DISPONIBILIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA</u>	
III.1 Análisis de la capacidad de generación de energía y potencia de centrales existentes	21
III.2 Análisis de la capacidad de generación de energía y potencia que entrará en operación hasta 1990.	27
III.3 Disponibilidades totales de energía y potencia	28
IV. <u>LINEAS DE TRANSMISION</u>	
IV.1 Cálculo de sección económica del conductor en función de la regulación de tensión y de las pérdidas de potencia y energía	32

INDICE GENERAL

IV.2	Adopción de las estructuras de soporte tipo	71
IV.3	Vano Medio	72
IV.4	Soportes por kilómetros	73
IV.5	Análisis de costo	73
V.	<u>LINEAS DE SUBTRANSMISION (Primarios)</u>	
V.1	Cálculo de la sección económica del conductor en función de la regulación de tensión y de las pérdidas de potencia y energía	90
V.2	Adopción de las estructuras de soporte tipo	108
V.3	Vano Medio	109
V.4	Soportes por kilómetro	109
V.5	Análisis de costo	110
VI.	<u>SUBESTACIONES</u>	
VI.1	Tipo	118
VI.2	Capacidad	125
VI.3	Voltaje	125
VI.4	Análisis de costo	126
VII.	<u>ANALISIS DE COSTOS TOTALES</u>	128
VIII.	<u>CONCLUSIONES</u>	129

## HOJAS DE CALCULO

	<u>Pág.</u>
Proyección de la Demanda	18
Energía mensual promedio disponible	26
Disponibilidades anuales promedios de potencia	27
Disponibilidades anuales promedios de energía	28
Disponibilidades totales promedios de potencia	28
Disponibilidades totales promedios de energía	29
Balance de potencia y energía	30
Resultados de tensiones y flechas Tabla IV-1	42
Estudio Económico del Conductor	
Vía Quinindé Tabla IV - 2	53 - 58
Estudio Económico del Conductor	
Vía Chone Tabla IV - 3	59 - 64
Estudio Económico del Conductor	
Vía Quevedo Tabla IV - 4	65 - 70
Resultado de tensiones y flechas Tabla V - 1	92
Estudio Económico del Conductor	
Vía Quito Tabla V - 2	98 - 101
Estudio Económico del Conductor	
Primarios Santo Domingo V - 3	102 - 107

## LISTA DE LAMINAS

	<u>Pág .</u>
Curva de Demanda Máxima y Equipamiento	19
Proyección de la población	20
Soporte Tipo "S" 34.5 Kv.	85
Soporte Tipo "A - 20" 34.5 Kv.	86
Soporte Tipo "R y RA" 34.5 Kv.	87 - 88
Estructura Tipo C <sub>1</sub>	112
Estructura Tipo C <sub>2</sub>	113
Estructura Tipo C <sub>3</sub>	114
Estructura Tipo C <sub>7</sub>	115
Estructura Tipo C <sub>8</sub>	116
Diagrama Unifilar Subestación Santo Domingo	124

## I. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA

### DESCRIPCION DEL AREA SERVIDA :

Santo Domingo de los Colorados floreciente ciudad, situada en las inmediaciones de la Costa, a 283 Km. de la ciudad de Quito, y a 550 m. sobre el nivel del mar, con abundante vegetación tropical, su distancia es privilegiada, ya que tiene los climas templados en las faldas occidentales de los Andes y el cálido húmedo que va aumentando hacia la costa, fluctuando de los 18 a 25° grados centígrados.

El 8 de Junio de 1967 la Asamblea Nacional Constituyente expidió el Decreto N° 070, según el cual se crea el cantón Santo Domingo, en la provincia de Pichincha, le pertenece todo el territorio que legal y geográficamente tenía cuando era parroquia rural. Para las obras iniciales del cantón Santo Domingo, la Asamblea Constituyente le asignó un millón de sucres anuales hasta 1970 y el 50% del impuesto del banano de sus tierras.

*Santo Domingo, calificado por sus aborígenes que usan la coloración roja, mediante el achiote y que fueron los primeros dueños de estas tierras, cuentan con bosques naturales, donde crecen algarrobos, caucho, palmera, pambil o achiote, guadúa, tagua, balsa, etc. Para la agricultura, cuenta con la Delegación del IERAC que la propicia la mejor organización del campo y las propiedades privadas. El consorcio de cooperativas agrícolas fundado en 1964 jurídicamente con la ayuda del BID, cuenta con 20 cooperativas -*

## I. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA

### DESCRIPCION DEL AREA SERVIDA :

Santo Domingo de los Colorados floreciente ciudad, situada en las inmediaciones de la Costa, a 283 Km. de la ciudad de Quito, y a 550 m. sobre el nivel del mar, con abundante vegetación tropical, su distancia es privilegiada, ya que tiene los climas templados en las faldas occidentales de los Andes y el cálido húmedo que va aumentando hacia la costa, fluctuando de los 18 a 25° grados centígrados.

El 8 de Junio de 1967 la Asamblea Nacional Constituyente expidió el Decreto N° 070, según el cual se crea el cantón Santo Domingo, en la provincia de Pichincha, le pertenece todo el territorio que legal y geográficamente tenía cuando era parroquia rural. Para las obras iniciales del cantón Santo Domingo, la Asamblea Constituyente le asignó un millón de sucres anuales hasta 1970 y el 50% del impuesto del banano de sus tierras.

Santo Domingo, calificado por sus aborígenes que usan la coloración roja, mediante el achiote y que fueron los primeros dueños de estas tierras, cuentan con bosques naturales, donde crecen algarrobos, caucho, palmera, pambil o achiote, guadúa, tagua, balsa, etc. Para la agricultura, cuenta con la Delegación del IERAC que la propicia la mejor organización del campo y las propiedades privadas. El consorcio de cooperativas agrícolas fundado en 1964 jurídicamente con la ayuda del BID, cuenta con 20 cooperativas -

activas, 15 cooperativas semiactivas y un sinnúmero de pre-cooperativas en período de organización jurídica.

Unas 20.000 fincas con 140.000 hectáreas en total se hallan en plena producción, siendo los productos principales los siguientes: Banano, Cacao, Arroz, Palma Africana, Yuca, Cocos, Achiote, Caña de Azúcar, Naranjillas, Maní, Tomate, Café, Naranja, Piña, Papaya etc.

ADEMÁS cuenta con un gran variedad de pastos que han servido para incrementar la ganadería que se calcula existe unas 80.000 cabezas de ganado bovino, aves de corral, cerdos etc.

Dentro del aspecto económico el movimiento de las Entidades Bancarias lo demuestra; Banco Nacional de Fomento, que se ha constituido en la primera agencia del país por sus movimientos, el Banco del Pichincha y el Banco Industrial y Comercial que han encontrado la mejor acogida de la población.

Santo Domingo se encuentra atendido con varios servicios como son: Comisaría Nacional, Junta de Mejoras, Unidad Militar, Escuadrón de Policía Civil, Delegación del Instituto de Reforma Agraria y Colonización, Oficinas de Extensión Agrícola, Departamento Forestal, Registro Civil y Cedulación, Radios y Telégrafos, Teléfonos automáticos, Hospitales, Escuelas, Colegios, magníficos Hoteles, radiodifusoras, etc. que le tiene al igual que todas las ciudades del país.

El sistema eléctrico de Santo Domingo de los Colorados que com-

prende la ciudad de Santo Domingo y las parroquias ubicadas a lo largo de las vías Chone, Quevedo-Quinindé y Quito está al servicio de la cooperativa de Electrificación Rural "Santo Domingo Ltda".

### I.1 TIPOS DE CARGA:

Dentro del sistema eléctrico correspondiente a la zona de Santo Domingo pueden clasificarse los tipos de carga de diferentes formas:

#### 1.1.1 Por su localización geográfica

- a) Domiciliaria Urbana
- b) Domiciliaria Rural

#### 1.1.2 Por tipo de establecimiento

- a) Residencial
- b) Comercial
- c) Industrial

#### 1.1.3 Por artefacto conectado

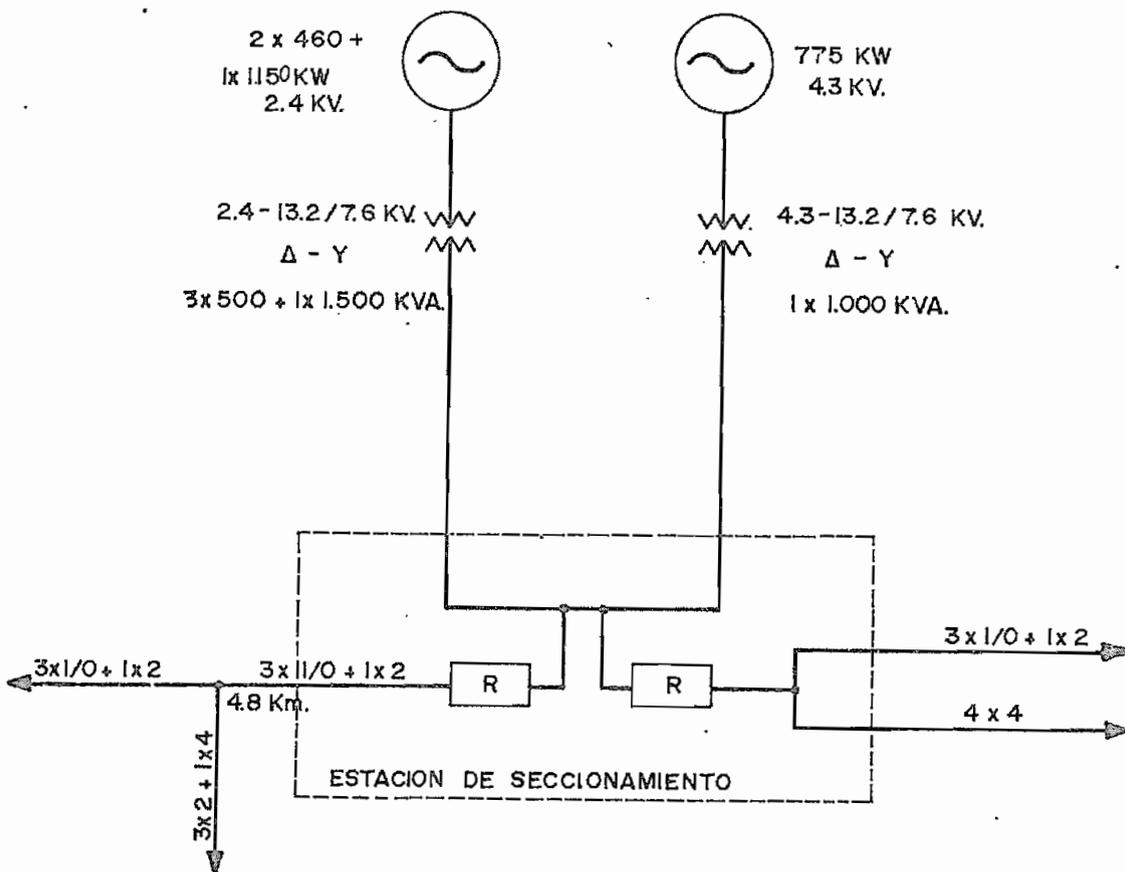
- a) Cocinas
- b) Otros (aserraderos, empacadoras, etc.)

### I.2 TIPOS DE SISTEMAS:

La distribución de Energía se hace a través de una central diesel de pequeños grupos con capacidad de 2.845 Kw. instalados, que generan a 2.4 y 4.3 Kv., elevando el voltaje a 13.2 Kv. hasta una

subestación de seccionamiento. De ésta salen alimentadores - que distribuyen la Energía en forma radial para las diferentes - vías y la ciudad de Santo Domingo.

DETALLE DEL SITIO DE PLANTA :



### I.3 TENSION DEL SISTEMA :

Como tensión primaria se utiliza 13.2/7.6 Kv. y para red secundaria a 208/120 vol. para la parte urbana de Santo Domingo y de más pueblos.

Para la parte rural que corresponde a los abonados localizados en las vías no existe red secundaria y se da servicio directo con pequeños transformadores 7.600 - 240/120 vol.

### I.4 LINEAS EXISTENTES:

Dentro de este sistema se encuentran determinadas 4 líneas que se extienden a través de las vías Chone, Quevedo, Quinindé y Quito.

LINEAS	Sto. Domingo - Quevedo
	Sto. Domingo - Quinindé
	Sto. Domingo - Quito
	Sto. Domingo - Chone

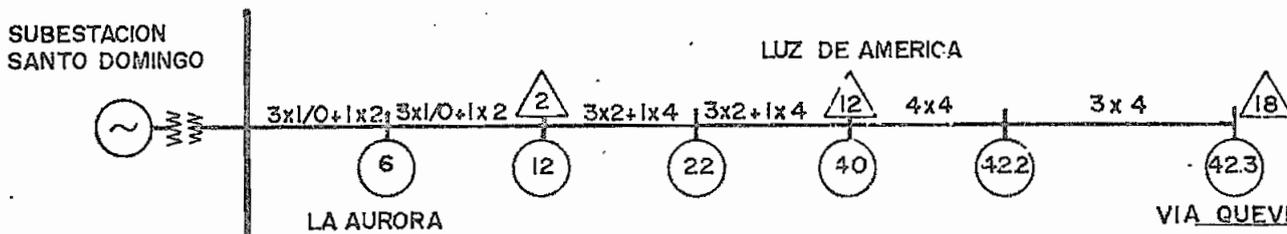
De las líneas Santo Domingo Quevedo y Santo Domingo Chone se alimenta a la ciudad de Santo Domingo.

El estado actual de las líneas deja mucho que desear especialmente respecto a regulación de tensión que supera el límite correspondiente a este tipo de líneas (10%), consecuencia de circuitos muy largos para este voltaje y la gran demanda experimentada en estos últimos años.

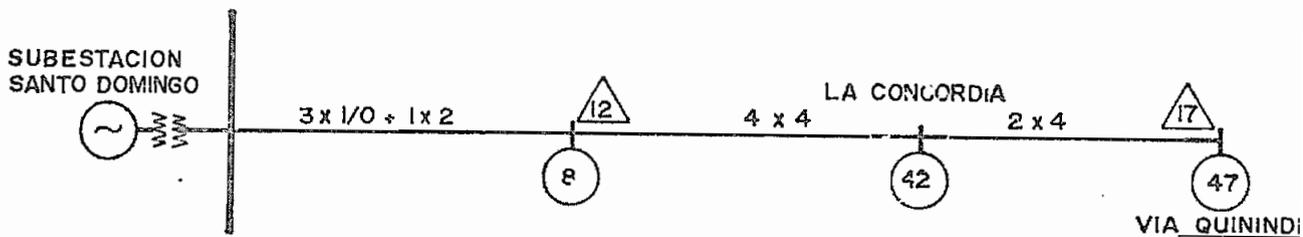
En los esquemas de las líneas se puede apreciar los valores de regulación actuales y la longitud de las mismas.

## I.5 ESQUEMAS :

### I.5.1 VIA QUEVEDO :

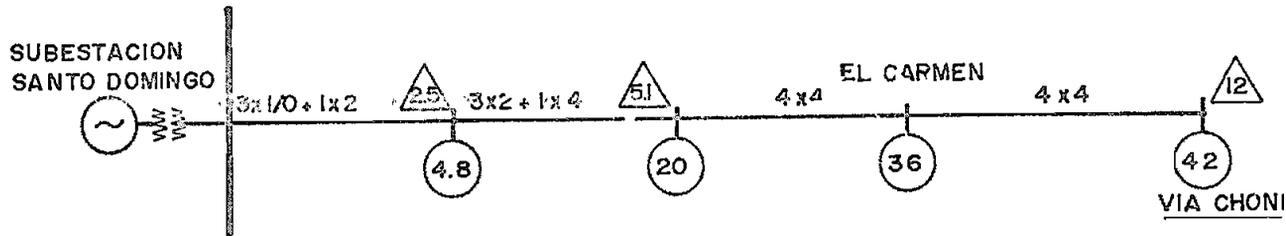


### I.5.2 VIA QUININDE :

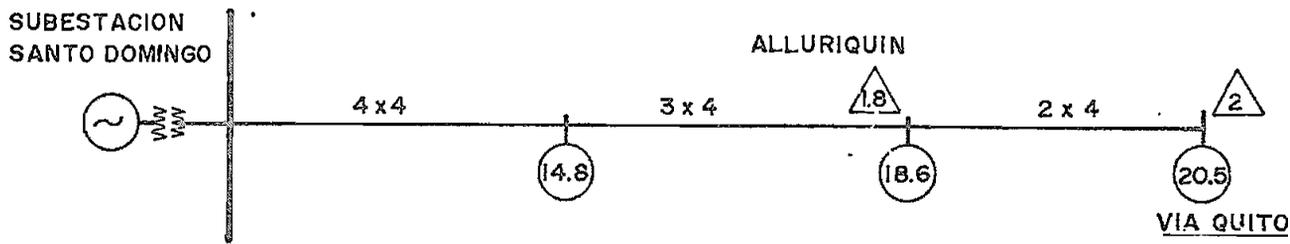


 REGULACION  
 LONGITUD

1.5.3 VIA CHONE :



1.5.4 VIA QUITO :



-  REGULACION
-  LONGITUD

## II. ESTUDIO DE LA DEMANDA Y SU PROYECCION

### II.1 UTILIZACION DE LA ENERGIA:

La electrificación es un factor vital de la reconstrucción de la economía nacional y la piedra angular en la estructura industrial del nuevo sistema social.

El desarrollo total de la Industria en las diferentes regiones del país es la base sobre la que se originan las fuerzas productivas de la región correspondiente .

La energía eléctrica en el área de Santo Domingo es principalmente utilizada para fines residenciales. Este tipo de consumo seguirá siendo el más importante en los siguientes años consecuencia del crecimiento de la población.

Dentro del campo residencial, la energía eléctrica es utilizada de preferencia para iluminación y aparatos caseros, tales como: radios, televisores, ventiladores, refrigeradoras, planchas etc. El uso de cocinas es reducido.

El consumo que le sigue en importancia es el industrial que va alcanzando cada año un porcentaje mayor de energía.

Las industrias existentes se las puede calificar de tipo medio en el consumo de electricidad, las principales industrias existentes son:

Fábrica Estrella Polar de Hielo, Embotelladora Orangine, Oleaginosas, Acerraderos, Empacadoras, etc.

Se espera que esta zona en estos años alcance un nivel industrial de 1er. orden ya que las fuentes de riqueza existentes se prestan para aquello.

Para dar paso al desarrollo industrial lo que se necesita es una fuente de energía que pueda dar un servicio permanente y de bajo costo.

Las potencias locales de agua y combustible deben aprovecharse - al máximo en el equilibrio de energía del país mediante la construcción de grandes plantas, cada una de las cuales servirá las necesidades requeridas.

## II.2 DEMANDA ACTUAL :

En la actualidad la Cooperativa de Electrificación proporciona servicio de energía eléctrica a la ciudad de Santo Domingo de los Colorados, el cantón el Carmen y por las carreteras Santo Domingo-Quinindé hasta el kilómetro 35, Santo Domingo-Chone hasta el kilómetro 35, Santo Domingo-Quevedo hasta el kilómetro 45 y Santo -Domingo - Quito hasta el kilómetro 25, con una población aproximada de 40.000 habitantes en el presente año.

La Cooperativa cuenta con una potencia instalada de 2.070 Kw. y -775 Kw. actualmente en montaje, que entrará en servicio a partir del

año 1974. La potencia actual instalada es suficiente para satisfacer la demanda máxima actual de 1850 Kw.

La energía facturada es del orden de 6106 MWH y la generada es de 7481 MWH lo que da una pérdida de alrededor del 18%, consecuencias de que las líneas están sobrecargadas.

El factor de carga de 0.42 es un fiel reflejo del tipo de mercado que tiene Santo Domingo, en donde se está desarrollando en buena forma la Industria.

### III.3 CONSUMO HOMOGENEO :

Como consumos homogéneos se considera los tipos de servicio residencial, comercial y de entidades oficiales. El consumo residencial tiene relación directa con la población.

Para el análisis del consumo residencial se ha considerado los siguientes puntos:

Tasa de crecimiento de la población total

Tasa de crecimiento de la población servida

Relación del número de habitantes por consumidor

<u>Año</u>	<u>Nº Habit.</u>	<u>Nº abonados</u>	<u>Habit/abonado</u>
1971	30013	2522	12
1972	34215	3064	11.2
1973	39006	3529	11.1

El número de consumiciones comerciales varían anualmente en la misma proporción con que varía el número de consumidores residenciales, pero los consumos unitarios comerciales son mucho mayores que los residenciales.

El pronóstico de números de abonados se basó en la proyección de la población, elaborados por la Sección de Análisis Demográfico de la Oficina Nacional de Estadísticas y Censos y la relación habit/abonado.

Las metas adoptadas para la relación habit/abonado en base al análisis de las estadísticas del censo de población y vivienda últimos.

El consumo por abonado de acuerdo a los datos obtenidos es de 1195 Kwh/año para el año de 1972 y 1205 Kwh/año para 1973.

La tasa de crecimiento que se experimenta en este año es de 16% para el consumo homogéneo.

#### II.4 CONSUMO INDUSTRIAL :

Este consumo es importante y el más difícil de proyectar.

Para efectos de analizar en forma detenida el consumo industrial debe disponer de la información relativa a la producción anual y posibles ampliaciones y creaciones de las industrias.

Las industrias de la área de Santo Domingo están básicamente - ubicadas en el trayecto de las vías Quevedo, Chone, Quinindé y Quito y en menos escala en la ciudad. Entre los principales consumidores de energía que genera la Cooperativa esta la Fábrica Estrella Polar de Hielo ubicada en las orillas del río Toachi, su potencial permite un volumen de producción que está logrando cubrir gran parte de la demanda del mercado de casi toda la zona de Manabí y parte de las provincias de Esmeraldas y los Ríos.

La capacidad de producción de la planta es de 420 bloques de hielo de 150 libras por día, más en la actualidad funciona únicamente con el 60% de capacidad debido a la insuficiencia del mercado.

La embotelladora Orangine es una planta seccional que cubre el mercado de Santo Domingo, Manabí, Esmeraldas y los Ríos y tiene capacidad para producir 9.000 botellas por hora.

Foresa instalada en Santo Domingo para procesar la producción - maderera y elabora contrachapados, esta fábrica entrará en funcionamiento a partir de este año.

La Palma Africana nueva promesa para el área de Santo Domingo de los Colorados, se han incrementado las plantaciones a razón de 1200 hectáreas por año por lo que al presente, el país cuenta con unas 11.000 hectáreas sembradas y cuya producción en 1975 alcanzará a unas 25.000 Ton. de aceite (sin refinar).

El Gobierno Nacional dentro de su plan quinquenal ha contemplado la formación de otras 15.000 hectáreas de palma africana, se esti

ma en consecuencia que para 1978 se cubrirán las necesidades del mercado interno.

A pesar de no existir una planificación para el adecuado desarrollo industrial, la iniciativa individual y la disponibilidad de energía eléctrica han marcado un notorio impulso en este campo en los últimos años.

El programa de ampliación de redes y equipamientos para generación de energía, prevee la gran demanda de los consumidores de este sector y permitirá el establecimiento de más industrias.

Las tasas de crecimiento resultantes dan un promedio de 16% anual.

## II.5 ALUMBRADO PUBLICO :

El consumo de alumbrado público es bajo en ésta zona como lo es en todo el país, como consecuencias de que los municipios quienes tienen la obligación de financiar este servicio no tienen los medios suficientes para hacerlo. El pronóstico de consumo de alumbrado público se basa especialmente en los programas de ampliación de redes de distribución que se harán en Santo Domingo y pueblos que entran en esta área. Programas que están de acuerdo a las necesidades de la población y con fines de mejoramiento de los niveles de iluminación de alumbrado público.

La tasa de crecimiento para este tipo de consumo es de 16% aproximadamente igual a la tasa de crecimiento del consumo homogéneo.

## II.6 DEMANDA FUTURA :

Cualquier metodología de proyección deberá estar basada en supuestos de tres tipos:

- a) Físicos
- b) Socioeconómicos, y
- c) Técnicos

En los del primer tipo se supone una estabilidad en el desarrollo futuro de las condiciones antropogeográficas y la elasticidad relativa en lo que se refiere a la oferta adicional de nuevos recursos energéticos.

En el segundo se supone que no habrá cambios en la estructura social y económica que determinen desviaciones sensibles del patrón actual, como pudiera ser el uso de una nueva política impositiva – que afectará el ingreso disponible de la población.

El supuesto técnico incluye varios fenómenos que pudieran subdividirse en dos grupos generales: los derivados del avance técnico que propugnan no solo la aplicación a nuevos usos sino que también procura el aprovechamiento más racional de los recursos, y aquellos que resultan de la sustitución de combustible por razones no sólo de economía sino de eficiencia y que deben ser objeto de un minucioso estudio de sustituciones y complementasidad de factores.

El objeto de analizar la demanda de años anteriores es el de determinar el grado de desarrollo eléctrico de la zona en estudio, mediante la obtención de índices de consumo.

Este análisis de la demanda es de vital importancia en razón de que nos permitirá diagnosticar el estado de la electrificación, y nos permitirá así mismo imponernos metas de desarrollo eléctrico.

Para la proyección de la Demanda se ha tomado como base de partida los datos estadísticos del año 1971, 72 y 73 referente a:

- 1) Población total
- 2) Porcentaje de la población con servicio eléctrico
- 3) Población servida Urbana y Rural
- 4) Abonados residenciales
- 5) Abonados comerciales
- 6) Abonados industriales
- 7) Habitantes / abonado
- 8) Consumos: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y entidades oficiales
- 9) Generación:

Energía generada

porcentaje de pérdidas

factor de carga

demanda máxima

capacidad instalada.

Se prevee la instalación de algunas industrias y ampliaciones de otras entre las principales podemos mencionar: procesadora de bananos, empacadoras, acerraderos y la palma africana que para su explotación se necesita instalaciones modernas de plantas extractoras de aceite.

Los resultados de la proyección de la Demanda se encuentran en el Anexo N° 1.

La energía facturada se determina de la suma de las proyecciones de todos los consumos (homogéneo + industrial + alumbrado público).

La tasa de crecimiento de la energía facturada esta en el orden - del 16%.

Las pérdidas de energía son como consecuencia de las producidas en las subestaciones, en las líneas de transmisión, en las redes de distribución.

Pérdidas aceptables en nuestro medio están alrededor del 15% que se descomponen:

Transformación	0.5	-	1%
Transmisión	5.0	-	7%
Distribución	5.0	-	7%

Se ha estimado que a partir del año 1975 con el cambio de voltaje en ciertas líneas y el cambio de conductor en otras, las pérdidas lleguen a un 15% .

La energía generada será igual a la tasa de crecimiento de la energía facturada, siempre que permanezca constante el % de pérdidas.

La tasa de crecimiento de la energía generada es de 16%.

El factor de carga es característica del tipo de mercado. En los mercados típicamente residenciales los factores de carga diarios son del orden de 0.3 a 0.4.

En los mercados en donde se ha desarrollado en algún grado la industria, los factores de carga diarios son mayores y oscilan entre 0.4 a 0.6.

En esta zona de estudio se prevee un gran desarrollo industrial y se espera alcanzar factores de carga mayores de los proyectados que están en el orden de hasta 0.5.

En la curva de demanda máxima y equipamiento se ha previsto el programa hasta 1979 año en que entrará ésta área a formar parte del Sistema Nacional Interconectado a través de la línea de transmisión Quito - Santo Domingo - Quevedo.

PROYECCION DE LA DEMANDA

AREA DE SANTO DOMINGO

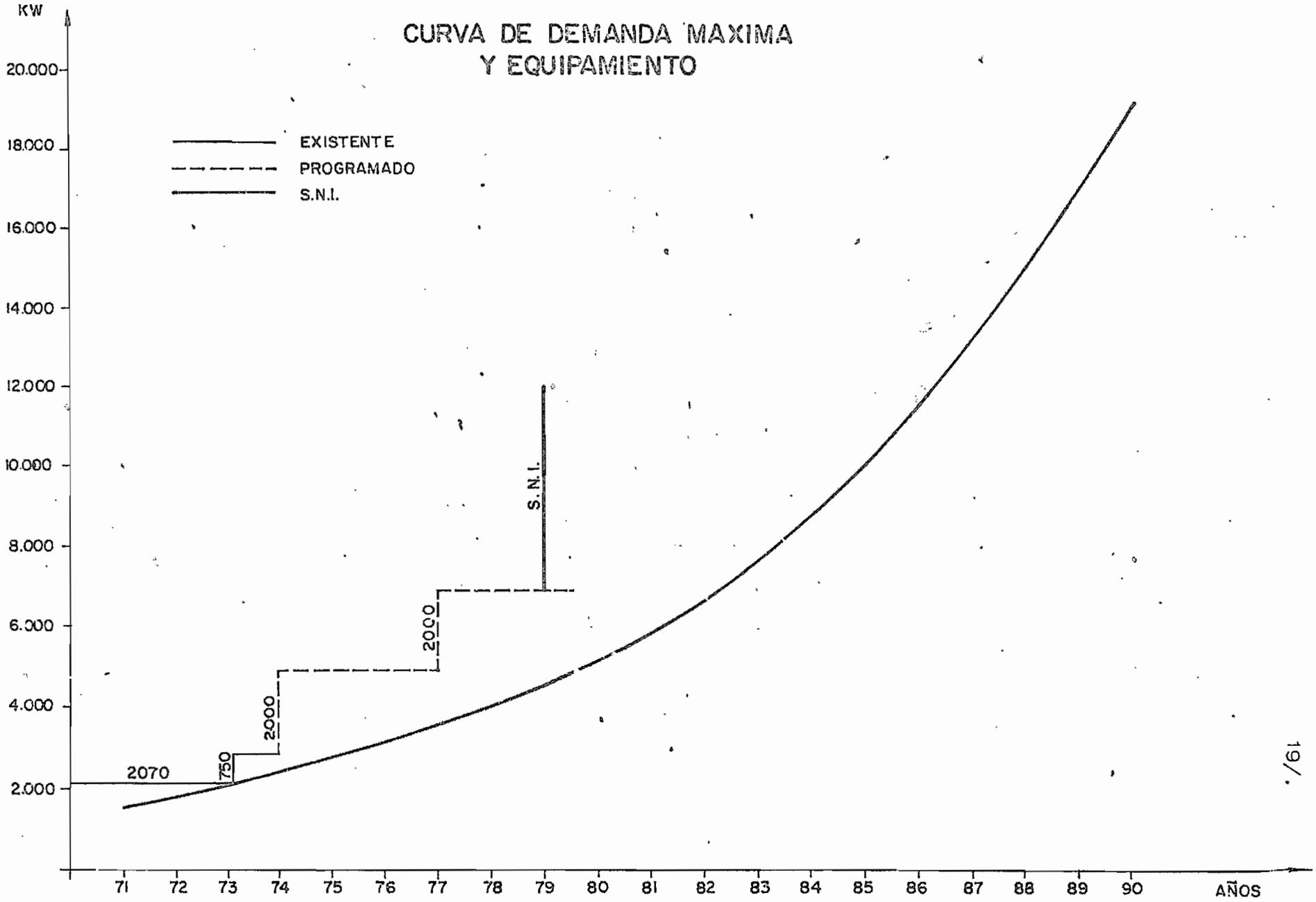
ANEXO N° 1

N°	N° de Habit.	N° de Abonad.	Habit. por Abonado	Kwh/Año Consumo por Abond.	CONSUMO MWH / AÑO			Energía Facturad. Total	Périd. de Energ. %	MWH Energ. Generad.	Factor % de Carg. Dema Máxi.	Año
					Alumbrado	Industrial	Homogeneo					

1971	30100	2520	12	1260	3180	1140	410	4730	17	5710	0.47	1400
1972	34200	3070	11.2	1260	3270	1160	460	5280	19	6520	0.45	1710
1973	39000	3530	11.2	1210	4660	1340	520	6110	18	7450	0.42	2020
1974	44400	4060	11	1220	4940	2200*	580	7720	15	9410	0.45	2330
1975	50700	4670	10.9	1230	5730	2490	650	8860	15	10420	0.46	2610
1976	57800	5370	10.8	1240	6640	2810	730	10200	15	11970	0.46	2950
1977	65900	6170	10.7	1250	7710	3180	810	11690	15	13750	0.46	3390
1978	75100	7030	10.6	1260	8440	3590	910	13430	15	15800	0.47	3820
1979	85600	8160	10.5	1270	10370	4050	1020	15440	15	18160	0.47	4410
1980	97700	9390	10.4	1280	12030	4580	1140	17750	15	20880	0.48	5050
1981	111300	10800	10.3	1290	13950	5180	1280	20400	15	24000	0.48	5710
1982	126900	12400	10.2	1300	16180	5850	1430	23460	15	27600	0.48	6560
1983	144600	14280	10.1	1320	18770	6610	1600	26980	15	31750	0.49	7550
1984	164900	16420	10	1330	21770	7470	1790	31030	15	36510	0.49	8510
1985	188000	18880	9.9	1340	25260	8440	2010	35700	15	42010	0.50	9790
1986	214300	21710	9.8	1350	29300	9540	2250	41090	15	48340	0.50	11010
1987	244300	24970	9.7	1370	33990	10770	2520	47280	15	55620	0.51	12690
1988	278500	28720	9.6	1380	39420	12180	2830	54430	15	64030	0.51	14360
1989	317400	32020	9.5	1390	45730	13750	3170	62650	15	73700	0.52	16500
1990	36200	37980	9.4	1400	53050	15540	3550	72140	15	84860	0.52	19000

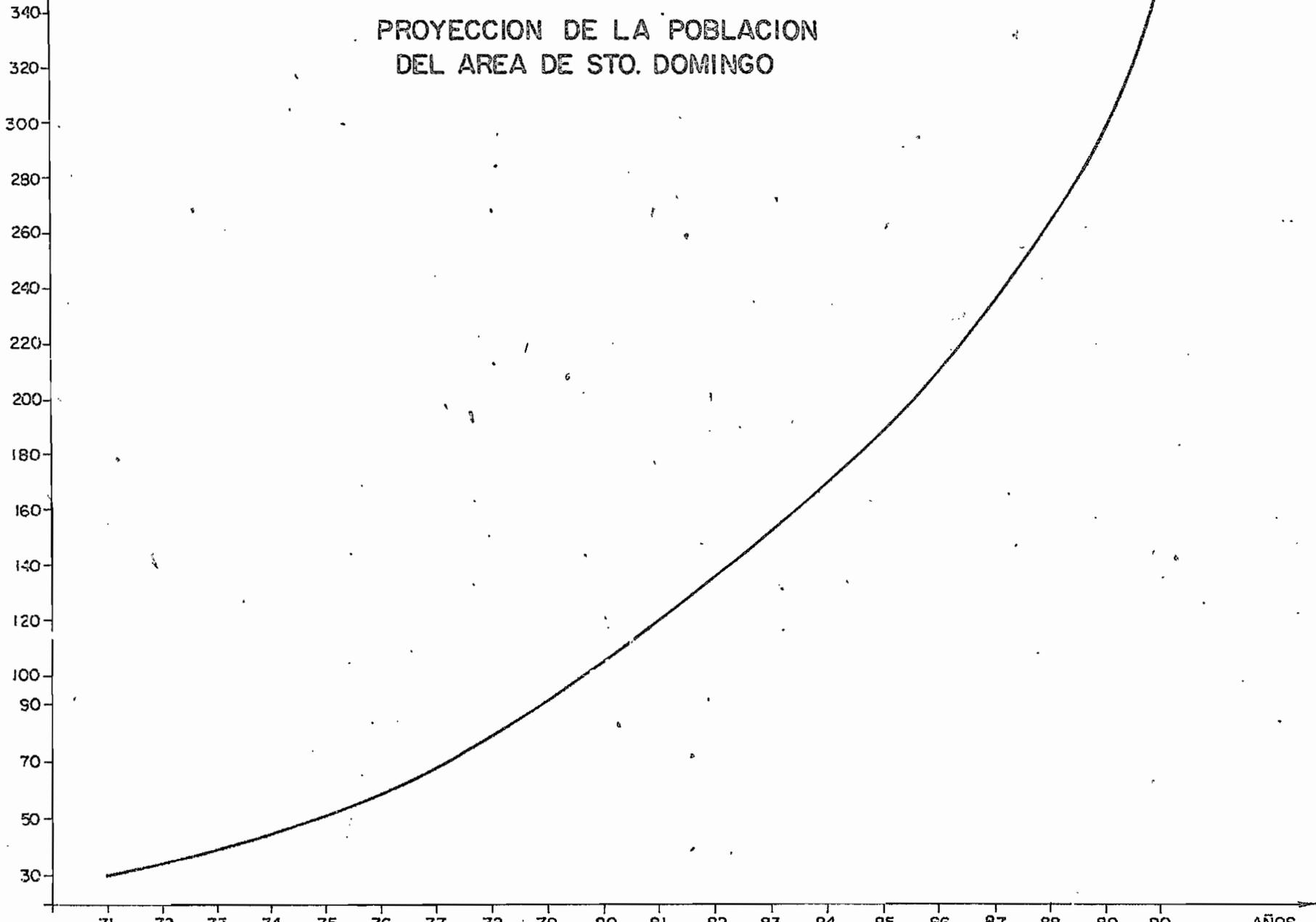
\* Se anexan al servicio varios acerraderos e industrias.

# CURVA DE DEMANDA MAXIMA Y EQUIPAMIENTO



POBLACION  
x 10<sup>5</sup>

### PROYECCION DE LA POBLACION DEL AREA DE STO. DOMINGO



### III. DISPONIBILIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA

#### III.1 ANALISIS DE LA CAPACIDAD DE GENERACION DE - ENERGIA Y POTENCIA DE CENTRALES EXISTENTES

La Cooperativa de Electrificación Rural "Santo Domingo Ltda" que tiene a su cargo la electrificación en Sto. Domingo de los Colorados y alrededores, tiene actualmente 2.070 Kw. instalados y 775 Kw. actualmente en montaje que entrará en servicio a partir de 1974.

Para el estudio de generación de potencia y energía de esta central, previamente realizó las siguientes consideraciones: que se deben tomar en cuenta en toda central termoeléctrica.

1. La vida de un motor diesel es de poca duración, algunos ejemplos nos darán una idea:

<u>Velocidad</u>	<u>Vida estimada promedio</u>		
	En horas	En años 5.000 h/año	En años 2.500 h/año
514	72.000	14.3	30
720	50.000	10.0	21
1.200	24.000	4.8	10

Estos datos proponen mantenimiento perfecto, sin sobrecargas de la máquina.

Para la zona de estudio y dadas las circunstancias es imposible tener mantenimiento perfecto por falta de personal - especializado, la falta de potencia de reserva obliga a que se trabaje con sobrecarga, razón por la cual debemos calcular con el 75% de los datos de esta tabla.

La columna de 5.000 h/año representa aproximadamente - el tipo de funcionamiento que se da en esta zona servida exclusivamente por motores diesel.

2. El combustible no es siempre de la misma calidad, el porcentaje de agua puede ser más alto de lo previsto, las cañerías se obstruyen y se oxidan con el tiempo, etc. Todo esto hace que no podamos esperar más que el 90% de la potencia de placa como potencia disponible.
3. Debe considerarse que para mantenimiento de los motores - se cuenta con 1 mes de parada por año.

Luego de estas consideraciones la potencia disponible promedio mensual será:

Durante 8 meses	2535 Kw.
Durante 2 meses	2125 Kw.
Durante 1 mes	1855 Kw.
Durante 1 mes	1500 Kw.
Promedio mensual	2290 Kw./mes.

POTENCIA MENSUAL PROMEDIO DISPONIBLE PARA 1974

(Kw.)

Grupos Potenc.Kw.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1035	1035	1035	1035	1035	1035	1035		1035	1035	1035	1035	1035
680	680	680	680	680		680	680	680	680	680	680	680
410	410		410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
410		410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
TOTAL	2125	2125	2535	2535	1855	2535	1500	2535	2535	2535	2535	2535

CARACTERISTICAS DE LOS GRUPOS

	Motor	Velocidad R.P.M.	Nº ciclos	Potencia BHP
1)	English Electric	720	4	1560
2)	Worthington	360	4	
3)	Worthington	360	4	
4)	Mº Blackston	900	4	1200

GENERADOR

	Marca	Capacidad	Vol/fases	Cic/sg.	R.P.M.
1)	AEI LTDA.	1150 Kw.	2400/3	60	720
2)	General Electric	460 Kw.	2400/3	60	360
3)	General Electric	460 Kw.	2400/3	60	360
4)	BRUSH	775 Kw.	4160/3	60	900

## ENERGIA DISPONIBLE

En general las plantas pueden funcionar entre límites bien señalados.

Para las plantas a vapor generalmente se utiliza 12 horas por día de trabajo a 100% de la potencia nominal con algunos picos en sobrecarga y lo demás del tiempo al mínimo técnico que es alrededor de 50%.

Para cálculos aproximados de energía suministrada se puede tomar:

5 días al 100% de la carga durante 12 horas

5 días al 50% de la carga durante 12 horas

2 días al 50% de la carga durante 24 horas

que nos dá un factor de utilización semanal de:

$$\frac{5 \times 12}{7 \times 24} \times 1.0 + \frac{5 \times 12}{7 \times 24} \times 0.5 + \frac{2}{7} \times 0.5 = \frac{9}{14} \times 0.5 + \frac{5}{14} \times 1.0 = 0.679$$

Para las turbinas a gas su funcionamiento está previsto durante pocas horas por día.

Estas plantas trabajan en nuestro medio 2 horas por día y sólo 5 días por semana.

$$f \text{ de ut. semanal } = \frac{2 \times 5}{24 \times 7} = 0.06$$

La determinación del factor de utilización de los motores diesel es complicada.

Para el caso específico de este estudio y de acuerdo a los datos obtenidos de la central se tiene que los motores trabajan aproximadamente - 5.000 h/año, que se pueden descomponer de la siguiente manera:

5 días al 100% de la carga durante 8 horas

5 días al 50% de la carga durante 16 horas

2 días al 50% de la carga durante 24 horas

$$\text{f.u.} \quad \frac{5}{7} \times \frac{8}{24} \times 1 + \frac{5}{7} \times \frac{16}{24} \times 0.5 + \frac{2}{7} \times \frac{24}{24} \times 0.5 = 0.62$$

f.u. que se puede considerar una aproximación con fines de cálculo de energía.

Debe aclararse que cuando se trabaja con el 50% de la carga hay la posibilidad de que una de las unidades este fuera de servicio.

ENERGIA MENSUAL DISPONIBLE SERA :

Durante 8 meses	1'131.524 Kwh.
Durante 1 mes	948.600
Durante 1 mes	827.972
Durante 1 mes	669.400
Durante 1 mes	853.736

001652

ENERGIA MENSUAL PROMEDIO DISPONIBLE PARA 1974

KWH.

Grupos Potencia Kw.	Enero	Febrer.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octub.	Novi.	Dici.
1035	462024	415820	462024	462024	462024	462024		462024	462024	462024	462024	462024
680	303552	273196	303552	303552		303552	303552	303552	303552	303552	303552	303552
410	182924		182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924
410		164720	182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924	182924
TOTAL	948500	853736	1131524	1131524	827972	1131524	669400	1131524	1131524	1131524	1131524	1131524

### III.2 ANALISIS DE LA CAPACIDAD DE GENERACION DE ENERGIA Y POTENCIA QUE ENTRARAN EN OPERACION :

INECEL tiene programada para abastecer la demanda de energía eléctrica de esta zona con grupos diesel hasta 1979 año en el cual este sector entrará al Sistema Nacional Interconectado a través de la línea Quito-Quevedo-Bolicho (Interconexión Nacional).

La Central Térmica que para ese año se considera en 7.500 KVA. será una reserva de emergencia para Santo Domingo.

Para 1974 se instalarán 2 grupos de 1150 Kw. que sumados a los anteriores dará una potencia instalada de 5.100 Kw. capaz de abastecer las necesidades hasta 1977 año en el cual se instalará un nuevo grupo de 2.200 Kw. que cubrirá la demanda hasta su entrada al S.N.I.

Realizando las mismas consideraciones que en III.1 la potencia anual promedio disponible será:

#### DISPONIBILIDADES ANUALES PROMEDIOS DE POTENCIA

Kw.

Grupos Nuevos Kw.	1975	1976	1977	1978	1979	1980
1035	950	950	950	950	950	
1035	950	950	950	950	950	
2000				1850	1850	
TOTAL	1900	1900	1900	3750	3750	* S.N.I.

\* Año que entrará a formar parte del Sistema Nacional Interconectado a través de la línea Quito - Quevedo.

DISPONIBILIDADES ANUALES PROMEDIOS DE ENERGIAMWH.

Grupos Nuevos Kw.	1975	1976	1977	1978	1979	1980
1035	5083	5083	5083	5083	5083	
1035	5083	5083	5083	5083	5083	
2000				9083	9083	
						* S.N.I.
TOTAL	10166	10166	10166	19249	19249	

III.3 DISPONIBILIDADES TOTALES DE ENERGIA y POTENCIADISPONIBILIDADES ANUALES PROMEDIO DE POTENCIAKw.

Grupos	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Existente	2290	2290	2290	2290	2290	2290	
Programado	-	1900	1900	1900	3750	3750	
							* S.N.I.
TOTAL	2290	4190	4190	4190	6040	6040	

1980 Entra al Sistema Nacional Interconectado

DISPONIBILIDADES ANUALES PROMEDIOS DE ENERGIAMWH

Grupos	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Existente	12350	12350	12350	12350	12350	12350	
Programado		10166	10166	10166	19249	19249	
							*
							S.N.I.
TOTAL	12350	22.516	22516	11516	31599	31599	

BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA

Potencia (Kw)	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Proyectada	2386	2614	2950	3400	3950	4450	*
Disponible	2300	4200	4200	4200	6040	6040	*
Balance	-086	+1586	+1250	+800	+2090	+1590	*

Energía MWH.	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Proyectada	9450	10450	12000	13800	15900	18200	*
Disponible	12350	22500	22500	22500	31600	31600	*
Balance	2900	12050	10500	8700	16700	13400	*

\* SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

#### IV. LINEAS DE TRANSMISION

Uno de los aspectos preponderantes dentro de la planificación, lo constituye el diseño del sistema de líneas y dentro de éste la selección de las tensiones eléctricas que de acuerdo a las circunstancias locales de cada región conlleven a la optimización económica en armonía con el estado de avance con la técnica.

Las circunstancias del área en estudio pueden resumirse en la existencia total de un sistema de Electrificación Rural formada - por amplias líneas de subtransmisión a 13.8 Kv . que alimentan en su trayecto a abonados a través de transformadores de 13.800 y/7.900 - 120/240 voltios, líneas que por su capacidad y longitud sobre pasan al momento los límites de regulación admitida.

En este trabajo se analizan los aspectos técnicos sobre la utilización del voltaje de 34.5 Kv . en líneas que por su capacidad y longitud requieren de éste, que es el más recomendable por permitir la utilización de transformadores de distribución 34.000 y/19.920 120/240 vol. que se requieren en ésta zona.

El sistema a 34.5Kv . reduce el número de transformaciones a:

1. Subestaciones A.T. / 34.5 Kv.
2. Líneas de transmisión a 34.5 Kv.
3. Transformadores de distribución 34.500/19.920 - 120/240 vol.

La capacidad de carga del sistema a 34.5 Kv., para un mismo conductor es de 2 1/2 veces la del sistema a 13.8 Kv. para un alimen-

tador limitado por corriente y  $6 \frac{1}{4}$  veces para un alimentador - limitado por caída de tensión.

Al ser el sistema a 34.5 Kv. de mayor tensión que el de 13.8 Kv. se reduce la necesidad de usar equipos reguladores de tensión y las pérdidas del sistema se reducen a  $6 \frac{1}{4}$  veces para circuitos con igual conductor e igual carga.

Distribución con sistema 20/34.5 Kv. 4 hilos en donde el cuarto-hilo es un conductor que actúa como neutro que se pone a tierra en la subestación y en cada transformador o en barra de los transformadores de distribución es un sistema muy confiable y seguro.

Se ha previsto para la utilización de este sistema a 34.5 Kv.

Las líneas de mayor capacidad y longitud de circuito:

1. Santo Domingo - (Vía) Quevedo
2. Santo Domingo - (Vía) Chone
3. Santo Domingo - (Vía) Quinindé

#### IV.1 CALCULO DE LA SECCION ECONOMICA DEL CONDUCTOR :

El enfoque para el estudio económico se basará en averiguar el ca libre apropiado para encontrar el mínimo costo anual.

Los conductores a utilizar serán de aluminio reforzados con núcleo de acero (ACSR) o sus equivalente en aleación de aluminio.

La regulación máxima de tensión admitida es del 12% en el terminal de la línea, límite con el cual es posible asegurar buenas condiciones de servicio.

Desde el punto de vista de asegurar la estabilidad mecánica de las estructuras la sección máxima de los conductores se limita a la correspondiente al calibre 4/0 AWG que tiene una resistencia a la rotura de 3819 Kgr.

La composición de los conductores en cuanto al cableado se considera conveniente el de 7 hilos aluminio-acero 6/1.

Se ha realizado el cálculo de tensiones y flechas para encontrar el vano máximo y la correspondiente estructura. En el ejemplo se ha escogido la condición más extrema el de una línea de  $3 \times 4/0 + 1 \times 2/0$ .

#### CONDUCTORES A UTILIZARSE :

Designación Formación	ACSR Penguin 4/0 6/1	ACSR Quail 2/0 6/1
Sección total	125,1 mm <sup>2</sup>	78,64 mm <sup>2</sup>
Diámetro total	14,31 mm	11,34 mm
Resistencia a la rotura	30,52 kg/mm <sup>2</sup>	30.82 kg/mm <sup>2</sup>
Peso Unitario	0.4325 kg/m	0.2721 kg/m
Módulo de elasticidad final	8.000 kg/mm <sup>2</sup>	8.000 kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	$18.9 \times 10^{-3} / ^\circ\text{C}$	$18.9 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$
Carga de rotura	3819 kg.	2424 kg.

ESTADOS CLIMATOLOGICOS BASICOS PARA EL CALCULO  
MECANICO :

Estado	Temperatura	Viento	Tens. MAK.
1	5	45Km/h	33%
2	15	90 "	33%
3	25	-	20%
4	55	-	15%

CALCULO DE LA PRESION DEL VIENTO :

La presión del viento sobre conductores, hilos de guardia y soportes se calcula de acuerdo a las siguientes fórmulas.

$$P \text{ (Kgr/m}^2\text{ )} = c k \frac{V^2}{16}$$

c = coeficiente de desuniformidad del viento en el vano

c = 0.75 para cables con  $V \geq 30.5$  m/sg.

c = 0.85 para cables con  $V < 30.5$  m/sg.

c = 1.00 para soportes accesorios y aisladores

K : coeficiente aereodinámico que vale:

- cables de hasta 12.5 mm de diámetro K = 1.2
- cables de diámetro mayor de 12.5 mm hasta 15.8 mm. K = 1.1
- Cables de diámetro mayores de 15.8mm K = 1.0
- Elementos planos de estructuras K = 1.4
- Elementos tabulares de estructuras K = 1.1
- Postes de madera, de tubo de acero y de hormigón de sección circular K = 0.7

V = Velocidad del viento en m/sg.

PARA CONDUCTORES :

$$P = 0.85 \times 1.1 \frac{25^2}{16} = 36.52 \text{ kg/m}^2$$

PARA POSTES Y ACCESORIOS:

$$P = 1 \times 0.7 \frac{25^2}{16} = 27.34 \text{ kg/m}^2$$

PARA CARGAS ESPECIFICAS PARA LOS ESTADOS 3 y 4:

$$g_3 = g_4 = \frac{0.432 \text{ kg/m}}{125.1 \text{ mm}^2} = 3.456 \times 10^{-3} \text{ kg/m mm}^2$$

CARGAS ESPECIFICAS DEL VIENTO :

Fuerza del viento por metro de conductor

$$F_v = 36.52 \text{ kg/m}^2 \times 14.3 \times 10^{-3} \text{ m} = 0.521 \text{ kg/m}$$

$$g_v = \frac{0.521 \text{ kg/m}}{125 \text{ mm}^2} = 4.16 \times 10^{-3} \text{ kg/m mm}^2$$

CARGAS ESPECIFICAS COMBINADAS PARA EL ESTADO 2:

$$g_2 = (g_4^2 + g_v^2)^{1/2}$$

$$g_2 = (11.94 + 17.37)^{1/2} \times 10^{-3} = 5.41 \text{ kg/m mm}^2$$

PARA CONDUCTORES :

$$P = 0.85 \times 1.1 \frac{12.5^2}{16} = 9.13 \text{ kg/m}^2$$

PARA POSTES Y ACCESORIOS:

$$P = 1 \times 0.7 \times \frac{12.5^2}{16} = 6.82 \text{ kg/m}^2$$

FUERZA DEL VIENTO POR METRO DE CONDUCTOR:

$$F_v = 9.13 \text{ kg/m}^2 \times 14.3 \times 10^{-3} \text{ m} = 0.13 \text{ kg/m.}$$

$$g_v = \frac{0.13 \text{ kg/m}}{125.1 \text{ mm}^2} = 1.04 \times 10^{-3} \text{ kg/m mm}^2$$

GARGA ESPECIFICA COMBINADA PARA EL ESTADO 1:

$$g_1 = (g_v^2 + g_4^2)^{1/2}$$

$$g_1 = (1.04^2 + 3,456^2)^{1/2} \times 10^{-3} = 3,592 \times 10^{-3} \text{ kg/m mm}^2$$

$g_1 = 3,592 \times 10^{-3} \text{ kg/m mm}^2$	$P_1 = P_2 = 10.16 \text{ kg/mm}^2$
$g_2 = 5,41 \times 10^{-3} \quad "$	$P_3 = 6,1 \quad "$
$g_3 = g_4 = 3,456 \times 10^{-3} \text{ kg/m mm}^2$	$P_4 = 4.58 \quad "$

VANO CRITICO

$$a = \sqrt{\frac{\alpha E (t_1 - t_2) + P_1 - P_2}{\frac{E}{24} \left( \frac{g_1^2}{P_1^2} - \frac{g_2^2}{P_2^2} \right)}}$$

RESULTADOS DE CALCULOS

	a			Resultados
Estado crítico		$g_1/\rho_1$	$- g_2/\rho_2$	
1-2	169	$(0.3535-0.532) \times 10^{-3}$	$= -0.1785 \times 10^{-3}$	$a < 169$ e.b (1), $a > 169$ e.b. (2)
1-3	Imagi.	$(0.3535-0.566) \times 10^{-3}$	$= -0.2125 \times 10^{-3}$	estado básico (3) para todas las a.
1-4	143	$(0.3535-0.7545) \times 10^{-3}$	$= 0.401 \times 10^{-3}$	$a < 143$ e.b (1), $a > 143$ e.b. (1)
2-3	Imagi.	$(0.532-0.566) \times 10^{-3}$	$= -0.039 \times 10^{-3}$	estado básico (3) para todas las a.
2-4	146	$(0.532-0.7545) \times 10^{-3}$	$= -0.0222 \times 10^{-3}$	$a < 146$ e.b(2), $a > 146$ e.b. 4
3-4	195	$(0.566-0.7545) \times 10^{-3}$	$= -0.188 \times 10^{-3}$	$a < 195$ e.b (3), $a > 195$ e.b.

CONCLUSION:

El estado básico resultante es el estado 3.

CALCULO DE TENSIONES Y FLECHAS

	Estado	Temp.	Viento	C. esp. <sup>-3</sup>	T. Máx.
Estado básico	3	25	-	$3.456 \times 10^{-3}$	6.10
Estados A - considerarse	1	5	45	$3.59 \times 10^{-3}$	10.16
	2	15	90	$5.41 \times 10^{-3}$	10.16
	4	55	-	$3.456 \times 10^{-3}$	4.58

ECUACION DEL ESTADO DEL CONDUCTOR :

$$p^3 - \left[ \frac{a^2 g^2 E}{24 p^2} - \alpha E (t_1 - t_2) \right] p^2 = \frac{a^2 g^2 E}{24}$$

$$p^3 - \left[ 6.1 - \frac{a^2 \times 11.9 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3}{24 \times 37.2} - 18.9 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3 (f - 25) \right] p^2 = a^2 g^2 \times 333.3$$

$$p^3 - \left[ 6.1 - a^2 \cdot 1.06 \times 10^{-4} - 0.151 (t - 25) \right] p^2 = 333.3 a^2 g^2$$

VANO DE 120 Mts.

$$p^3 - \left[ 6.1 - 1.44 \times 10^4 \times 1.06 \times 10^{-4} - 0.151 (t - 25) \right] p^2 = 1.44 \times 10^4 \times 333.3 \times g^2$$

$$p^3 - \left[ 6.1 - 1.52 - 0.151 (t - 25) \right] p^2 = 479.9 \times 10^4 g^2$$

$$p^3 - \left[ 4.58 - 0.151 (t - 25) \right] p^2 = 479.9 \times 10^4 g^2$$

ESTADO 1 :

$$p^3 - \left[ 4.58 - 0.151 (5 - 25) \right] p^2 = 479.9 \times 10^4 \times 12.88 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 7.6 p^2 = 61.84$$

$$p = 8.4 \text{ kgr/mm}^2$$

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

$$f = \frac{1.44 \times 10^4 \times 3.59 \times 10^{-3}}{8 \times 8.46} = \frac{51.69}{67.20} = 0.77 \text{ m}$$

ESTADO 2:

$$p^3 - [4,58 - 0,151 (t-25)] p^2 = 479,9 \times 10^4 \times g^2$$

$$p^3 - [4,58 - 0,151 (15-25)] p^2 = 479,9 \times 10^4 \times 29,26 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 6,09 p^2 = 140,4$$

$$p = 8,2 \text{ kgr/mm}^2$$

$$f = \frac{1,44 \times 10^4 \times 5,4 \times 10^{-3}}{8 \times 8,2} = 1,18 \text{ mts.}$$

ESTADO 3:

$$p^3 - [4,58 - 0,151 (t-25)] p^2 = 479,9 \times 10^4 \times g^2$$

$$p^3 - [4,58 - 0,151 (0)] p^2 = 479,9 \times 10^4 \times 11,9 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 4,58 p^2 = 57,3$$

$$p = 6,1 \text{ kgr/mm}^2$$

$$f = \frac{1,44 \times 10^4 \times 3,456 \times 10^{-3}}{8 \times 6,1} = 1,02 \text{ mts.}$$

ESTADO 4:

$$p^3 - [4,58 - 0,151 (t-25)] p^2 = 479,9 \times 10^4 \times g^2$$

ESTADO 4:

(continuación)

$$p^3 - [4.58 - 0.151 (55-25)] p^2 = 479.9 \times 10^4 \times 11.9 \times 10^{-6}$$

$$p^3 - 0.05 p^2 = 57.3$$

$$p = 3.88 \text{ kgr/mm}^2$$

$$f = \frac{1.44 \times 10^4 \times 3.456 \times 10^{-6}}{8 \times 3.88} = 1.6 \text{ mts.}$$

VANO DE 150 mts :

$$p^3 - [6.1 - 2.25 \times 10^4 \times 1.06 \times 10^{-4} - 0.151 (t-25)] p^2 = 2.25 \times 10^4 \times 333.3 \text{ g}^2$$

$$p^3 - [6.1 - 2.388 - 0.151 (t-25)] p^3 = 749.9 \times \text{g}^2 \times 10^4$$

$$p^3 - [3.71 - 0.151 (t-25)] p^2 = 749.9 \times \text{g}^2 \times 10^4$$

ESTADO 1:

$$p^3 - [3.71 - 0.151 (t-25)] p^3 = 749.9 \times \text{g}^2 \times 10^4$$

$$p^3 - [3.71 - 0.15 (5-25)] p^2 = 749.9 \times 12.88 \times 10^{-2}$$

$$p^3 - 6.73 p^2 = 95.9$$

$$p = 8.17 \text{ kgr/mm}^2 \quad f = \frac{2.25 \times 10^4 \times 3.58 \times 10^{-3}}{8 \times 8.17} = 1.24 \text{ mts.}$$

ESTADO 2:

$$p_3 - [3.71 - 0.151 (15-25)] p^2 = 749.9 \times 10^4 \times 29.26 \times 10^{-6}$$

$$p_3 - 5.22 p^2 = 219.4$$

$$p = 8.35 \text{ kgr/mm}^2$$

$$f = \frac{2.25 \times 10^4 \times 5.4 \times 10^{-3}}{8 \times 8.35} = \frac{121.7}{66.8} = 1.82 \text{ mts.}$$

ESTADO 3:

$$p_3 - [3.71 - 0.151 (0)] p^2 = 749.9 \times 10^4 \times 11.9 \times 10^{-6}$$

$$p_3 - 3.71 p^2 = 89.2$$

$$p = 6.1 \text{ kgr/mm}^2$$

$$f = \frac{2.25 \times 10^4 \times 1.45 \times 10^{-3}}{8 \times 6.1} = 1.59 \text{ mts.}$$

ESTADO 4:

$$p_3 - [3.71 - 0.151 (55-25)] p^2 = 749.9 \times 10^4 \times 11.9 \times 10^{-6}$$

$$p_3 - 0.82 p^2 = 89.2$$

$$p = 4.21 \text{ kgr/mm}^2$$

$$f = \frac{2.25 \times 10^4 \times 3.45 \times 10^{-3}}{8 \times 4.21} = 2.3 \text{ mts.}$$

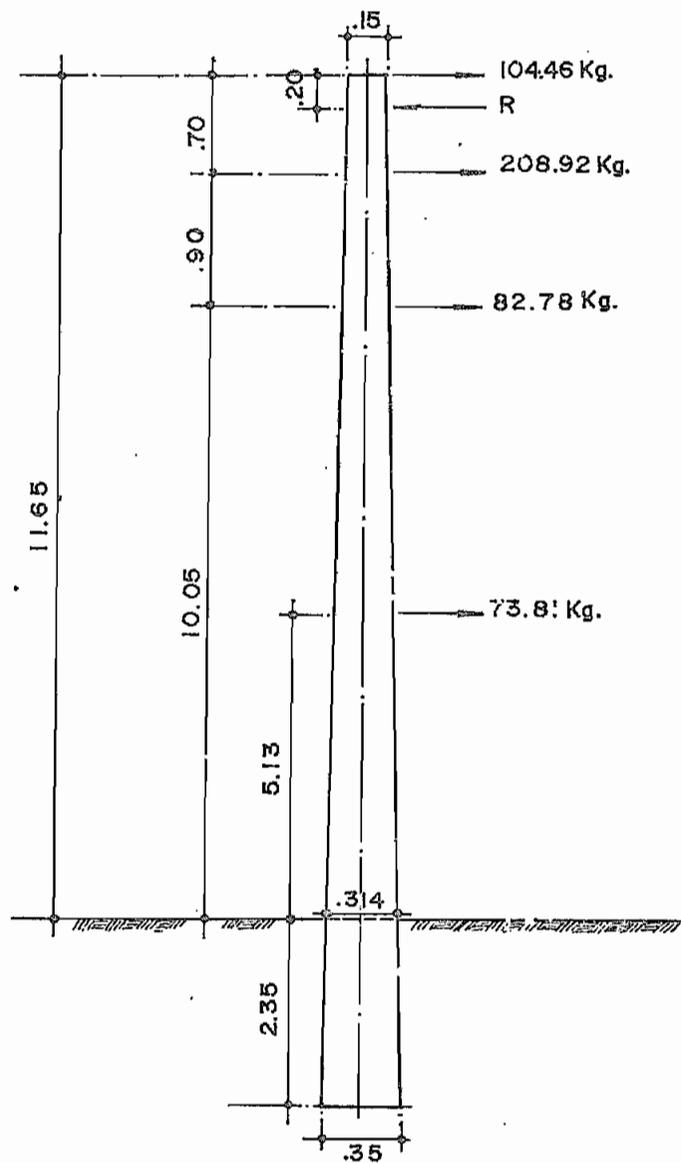
RESULTADOS DE TENSIONES Y FLECHAS

Conductor	Vano mts.	Flecha mts.	Tensión Kg/mm <sup>2</sup>	Tensión admisible Kg/mm <sup>2</sup>	Altura libre mts.
4/0	129	1.60	3.88	4.58	8.45
	150	2.30	4.21	"	7.75
	180	3.10	4.5	"	6.95
	200	3.70	4.66	"	6.35
2/0	120	1.58	3.91	4.62	8.47
	150	2.28	4.25	"	7.77
	180	3.07	4.55	"	6.98
	200	3.68	4.69	"	6.37
1/0	120	1.56	3.95	4.66	8.49
	150	2.26	4.26	"	7.79
	180	3.06	4.55	"	6.99
	200	3.65	4.68	"	6.40
2	120	1.54	4.02	4.83	8.51
	150	2.21	4.38	"	7.84
	180	2.97	4.68	"	7.08
	200	3.56	4.83	"	6.49

Tabla IV - 1

CALCULO DE LCS ESFUERZOS EN POSTES 14 mts.

POSTES DE HORMIGON 14 mts. DE LONGITUD :



DATOS DE DISEÑO :

Vano máximo = 200 mts.

Conductor 3x 4/0 + 1 x2/0 ACSR

Prof. de empotramiento 1/6 H = 2,35 mts.

DIMENSIONES DEL POSTE CIRCULAR :

Cima = 15 cm.

Base = 35 cms.

Conductores 4/0 ACSR 2/0 ACSR

$\emptyset = 14.31$  mm                       $\emptyset = 11.34$  mm

Sección = 125.1 mm<sup>2</sup>      Sección = 78.64 mm<sup>2</sup>

Peso = 0.432 kgr/m      peso = 0.272 kgr/m

PRESIÓN DEL VIENTO :

sobre conductores  $p = 36.5$  kgr/m<sup>2</sup>

sobre poste y accesorios  $p = 27.34$  kgr/m<sup>2</sup>

Pvc = 36.5 kgr/m<sup>2</sup> x 200 m x 0.01431 m = 104.46 kgr para 4/0

Pvc = 36.5 kgr/m<sup>2</sup> x 200 m x 0.01134 m = 82.78 kgr para 2/0

Z = punto donde actúa la presión sobre poste

$$Z = \frac{h}{3} \frac{b+2a}{b+a} = \frac{11.65}{3} \times \frac{0.314+2 \times 0.15}{0.314 + 0.15} = 5,134 \text{ mts.}$$

$$\text{Area poste} = 11.65 \frac{0.314 + 0.15}{2} = 2.7 \text{ mts.}^2$$

$$\text{Presión sobre poste} = 27.39 \text{ kgr/m}^2 \times 2.7 \text{ m}^2 = 73.81/\text{kgr}.$$

$$\text{Presión del viento sobre aisladores: } 27.3 \text{ kgr/m}^2 \times 0.062 \text{ m}^2 = 1.72 \text{ kgr}.$$

MOMENTO DE EMPOTRAMIENTO :

$$R \ 11.45 = 11.65 \times 106.18 + 10.95 \times 212.36 + 10.05 \times 84.48 + 5.13 \times 73.81$$

$$R \ 11.45 = 1236.99 + 2325 + 849 + 378.64$$

$$R \ 11.45 = 4789$$

$$R = 480$$

CARGA TRANSVERSAL ROTURA DISEÑO 1000 kgr.

$$\text{Coeficiente de seguridad} = 2.08$$

Esfuerzo longitudinal 50% carga transversal

$$0.5 \times 480 = 240 \text{ kgr}.$$

Esfuerzo longitudinal diseño 500 kgr.

CARGAS VERTICALES :

Poste normal

$$\text{Peso conductor } 200 \times 0.432 = 86.4 \text{ kgr}$$

aislador y accesorios

	12,00	
total/cond.	98.4 kgr.	

$$\text{Peso neutro } 200 \times 0.272 = 54.4$$

$$\text{Conductores } 3 \times 98.4 = 295.5 \text{ kgr}.$$

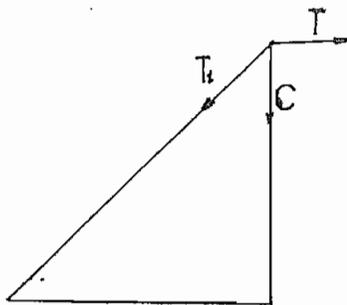
Neutro	=	54.4 kgr.
Cruceta	=	25.0 "
hombre sobre cruceta	=	75
peso transformador	=	100
<b>Total</b>	=	<b>549.6 kgr.</b>

verticales 549.6 kgr. + peso poste

### POSTE REFORZADO (ANGULOS, RETENSION Y TERMINALES)

Conductor 4/0 ACSR	Carga Rotura	3820 kgr.
" 2/0 "	" "	2424 "
Carga máxima de Diseño 33.3%		1.270 " 4/0
		807 " 2/0

Estructura terminal (dos postes)



$$3 \times 1270 + 1 \times 807$$

$$T = 4617$$

$$c = \frac{4617}{0.707} = 2308,5 \text{ kgr.}$$

$$T_i = 3265$$

cable de acero 1/2  $\emptyset$  7 hilos carga de rotura

8.528 Kgr f. de S. = 2,6

Carga vertical total 2.308,5+549,6=2858 kgr

Carga vertical diseño 7.300 Kgr

(f de S = 2,55 )

Para realizar el cálculo económico de los conductores a fin de determinar la sección de los mismos para la cual se obtiene el costo mínimo de operación resultantes de las cargas financieras sobre la inversión inicial y las pérdidas de energía, se adoptan los siguientes criterios.

- Distancia equivalente entre conductores
- Vano
- Factor de potencia 0.8 inductivo
- Costo de conductores
- Curva de carga diaria 100% durante 3 horas, 50% durante 7 horas y 30% durante 14 horas.
- Costo de estructuras
- Costo de herrajes, accesorios y cable galvanizado
- Costo de conductores
- Costo de aisladores
- Costo de Energía \$/ 0.35 por Kwh.

Potencia de diseño (carga equivalente a la punta) método de los KVA-metros, .

Los resultados de cálculos se muestran en las tablas, 1,2 y 3 para cada línea.

Las líneas se consideran trifásicas y las derivaciones monofásicas.

La información que sobre carga o potencia de diseño para cada línea se la hizo en base a la actual y la proyección hasta 1990.

UBICACION DE CARGAS Y PROYECCIONVIA QUININDE :

Kilometraje desde 1ª Subestación	1973 Kw.	1990 Kw.	
9.7	30.3	256	
14.4	14.9	127	
19.7	18.7	159	
25.1	23.9	208	
29.7	60.2	512	
31.4	85.8	688	
34.3	42.5	362	
38.4	98	638	
41.6	47.3	564	
41.8	30	255	
45.1	10	575	
46.6	11.5	98	
49.9	-	136	
54.6	-	141	
59.6	-	142	
60.2	-	265	LA UNION

DERIVACIONES .- ( MONOFASICAS )

1.a A Libertad del Toachi desde 0.4 Km. de la vía

12 - 83

12 - 75 Libertad del Toachi

1.b En el kilómetro 13.6 a V. Ibarra

4.5 - 60 V. Ibarra

1.c En el kilómetro 21.5 a Valle Hermoso y Asunción

3 - 50 Valle Hermoso

4 - 60 Asunción

1.d En el kilómetro 31.3

4.8 - 63.2

8.8 - 180

9.1 - 170 Plan Piloto

15 - 242

16.4 - 255 La Villegas

20 - 36

25.1 - 48.6

26.3 - 214 Monterrey

VIA CHONE :

Kilometraje desde las Subestaciones	1973	1990	
9.83	77.6	864	
15.00	44.1	488	
20.1	14.6	162	
25.00	25.3	280	
30.1	14.5	151	
36.1	24	234	
36.30	97.6	1080	El Carmen
42.10	20.5	200	

DERIVACION DE LA VIA CHONE EN EL KILOMETRO 13.3

5	-	68	
10.7	-	148	
14.8	-	140	
20	-	92	
26.1	-	88	
26.5	-	388	San Jacinto

En el kilómetro 23.2 :

10	-	70	Libertad Lojana
----	---	----	-----------------

VIA QUEVEDO :

---

Kilom:traje desde la Subestación	1973	1990
10.1	-	600
12.6	82	905
17.6	18.9	210
17.7	50	554
22.2	35	366
27.2	64	905
32.2	26	285
35.8	130	717
37.2	28	302
40.2	70	770
40.5	67	740
41.7	98	1080
42.2	39	420
42.3	27	290

---

DERIVACIONES :

	Kilometraje desde la Subestación	1973	1990
1.a	<u>En el kilómetro 10.1 :</u>		
	5.1	-	60 San Miguel
	9.8	-	120
	14.8	-	60
	25.9	-	50
	26.6	-	150 Pto. Limón
1.b	<u>En el kilómetro 17.1 :</u>		
	7	-	80 Congoma
1.c	<u>En el kilómetro 22 :</u>		
	7	-	60 El Esfuerzo
1.d	<u>En el kilómetro 3.07 :</u>		
	5	-	140 S.G. Baba
	9.1	-	40
	10.4	-	130 J. Moreno
	26	-	180 Aguepí

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUININDE (60 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14h (KW)	7h (KW)	3h (KW)											
	4/0	171	22								1.860	324	1.680	544	4.408		363141	4'771.141
975				504	0.5	1.2	4.7	1.8	10700	1.52						3745	3745	
976				602	0.7	1.7	6.7	2.1	15100	1.85						5285	4783	
977				725	1.0	2.5	9.7	2.5	21816	2.2						7635	6253	
978				870	1.3	3.5	14	3.0	30500	2.6						10675	7912	
979				1045	1.8	5.0	20.2	3.5	43600	3.1						15260	10235	
980				1254	2.7	7.3	29	4.2	63400	3.7						22190	13469	
981				1504	3.8	10.3	42	4.9	90720	4.5						31751	17442	
982				1805	5.5	15.1	61	5.6	131600	5.4						46060	22897	

Tabla IV - 2

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUININDE ( 60 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
983				1985	6.6	18.2	74	6.3	157900	5.9						55265	24862	
984				2184	8.0	22	88	6.9	190800	6.5						66780	27188	
985				2402	9.6	26.7	107	7.4	231200	7.1						80920	29814	
986				2642	11.7	32.3	129	8.2	279700	7.9						97895	32642	
987				2906	14	39	157	9.3	338400	8.7						118400	35728	
988				3139	16.5	45.6	183	10.2	393700	9.3						138495	37820	
989				3478	20.2	56	224	11.3	484800	10.2						169680	41933	
990				3840	24	69	274	12.8	593000	11.2						207550	46418	

Tabla IV - 2

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUININDE ( 60 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
	3/0	136	27								1,450	324	1,680	544	3,998		441 140	4'439 140	
1975				504	055	1.5	5.8	2.1	12816	1.72						4486	4486		
1976				602	076	2.1	8.3	2.5	18086	2.1						6330	5728		
1977				725	1.2	3	12	3.1	26568	2.5						9298	7614		
1978				870	1.6	4.3	17.2	3.6	37476	2.9						13116	9721		
1979				1045	2.3	6.2	24.9	4.3	54108	3.5						18937	12701		
1980				1254	3.2	9	36	5.2	76688	4.2						27190	16504		
1981				1504	4.7	12.9	55	6.5	91908	5.1						32167	17670		
1982				1805	6.7	18.5	75	7.4	160560	6.1						56196	27936		

Tabla IV - 2

55/.

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUININDE ( 60 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 KWH	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%   50%   100%														
					14h (KW)	7h (KW)	3h (KW)												
1983				1985	8.1	22.4	90		8.14	194472	6.7					68065	30621		
1984				2184	9.2	27	108		8.9	233568	7.3					81748	33282		
1985				2402	11.7	32.8	131		9.8	283104	8.1					99086	36508		
1986				2642	14.3	39.6	159		10.8	343584	8.9					120254	40097		
1987				2906	17.3	48	192		11.9	415512	9.7					145929	43884		
1988				3139	20.2	56	224		12.3	484848	10.5					169696	46340		
1989				3478	24.7	68	275		14.2	592848	11.7					207514	51283		
1990				3840	30.1	84	335		15.7	725184	12.9					253814	56765		

Tabla IV - 2

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUININDE ( 60 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>2</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>5</sup>	TOTAL x 10 <sup>4</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 KWH	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30% 14 h	50% 7 h	100% 3 h												
					(KW)	(KW)	(KW)												
	2/0	108	33								1.174	324	1.680	544	3.722		543578	4'265.578	
1975					0.65	1.8	7.1	2.6	15480	1.96							5418	5418	
1976					0.92	2.6	10.2	3.1	22204	2.31							7771	7032	
1977					1.4	3.7	14.7	3.7	32256	2.8							11289	9245	
1978					1.9	5.3	21	4.4	45612	3.4							15964	11832	
1979					2.8	7.6	30.5	5.3	66204	4							23171	15541	
1980					3.9	11	44	6.3	94896	4.8							33213	19553	
1981					5.7	15.8	63	7.6	136584	5.8							47804	26259	
1982					8.2	22.7	91	9.1	196812	6.7							68884	34243	

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUININDE ( 60 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
1983					9.9	27.4	109	9.9	236664	7.6						82852	37264	
1984					12	33	133	10.9	287280	8.8						100548	40936	
1985					14.4	40	160	12	346176	9.2						121161	44641	
1986					17.4	48.5	194	13.2	419436	10.1						146802	48949	
1987					21.1	58.7	235	14.5	508068	11.1						177823	53659	
1988					24.6	58.4	274	15.7	592272	12						207295	56608	
1989					30.2	84	336	17.48	726768	13.3						254368	62862	
1990					36.9	103	410	19.2	888336	14.7						310918	69536	

Tabla IV - 2

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO - VIA CHONE ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kw/h	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
	1/0	64	31								702	243	1,260	408	2,613		235160	2'848.160
1975				504	0.6	1.7	6.6	2.37	14436	1.7						5052	5052	
1976				580	0.79	2.2	8.8	2.72	19029	1.9						6660	5972	
1977				670	1.1	2.9	11.7	3.2	25488	2.2						8920	7305	
1978				760	1.4	3.8	15.1	3.6	32940	2.5						11530	8545	
1979				840	1.7	4.6	18.4	4	40320	2.8						14112	9465	
1980				970	2.2	6.1	24.6	4.6	53028	3.2						18559	11265	
1981				1110	2.9	8	32.2	5.2	69552	3.7						24343	13372	
1982				1220	3.5	9.7	38.8	5.7	83988	4.1						29399	14614	

Tabla IV - 3

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO - VIA CHONE ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACIÓN %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					DE LA POTENCIA														
					30%	50%	100%												
14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)																	
1983				1340	4.2	11.7	46.8		6.3	101196	4.5					35418	15934		
1984				1470	5.1	14.1	56.4		6.8	122148	4.9					42751	17405		
1985				1585	5.9	16.4	65.6		7.5	141912	5.3					49669	18300		
1986				1711	6.8	19.1	76.4		8	164916	5.7					57720	19246		
1987				1848	8.1	22.3	89.2		8.7	193356	6.2					67674	20421		
1988				1990	9.3	25.8	103		9.3	223128	6.6					78094	21325		
1989				2150	10.9	30.1	121		10.1	261468	7.1					91514	22615		
1990				2350	12.2	36	144		11	310752	7.8					108763	24324		

Tabla IV - 3

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO - VIA CHONE ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AVG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
	2	40	47								438	233	1.080	367	2.118		356614	2'474.814
1975				504	0.9	2.6	10	3.6	21886	2.2						7660	7650	
1976				580	1.2	3.3	13.4	4.1	28850	2.5						10095	9135	
1977				670	1.7	4.4	17.4	4.8	38642	2.9						13524	11075	
1978				760	2.1	5.7	22.9	5.5	49949	3.3						17479	12954	
1979				840	2.6	6.9	27.9	6.1	61129	3.7						21395	14343	
1980				970	3.3	9.3	37.3	7	80395	4.2						28138	17079	
1981				1110	4.4	12.1	48.8	7.9	105447	4.9						36906	20273	
1982				1220	5.3	14.7	58.8	8.6	127349	4.7						44572	22157	

Tabla IV - 3

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO - VIA CHONE ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AVG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 kWh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%   50%   100%														
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
1983				1340	6.7	17.7	71	9.6	153423	5.9						53698	24157		
1984				1470	7.7	21.4	85	10.3	185188	6.5						69815	26388		
1985				1585	8.9	24.8	99	11.3	215152	7						75300	27744		
1986				1711	10.3	28.9	115	12.1	250029	7.5						87580	29202		
1987				1848	12.2	33.8	135	13.2	293147	8.1						102601	30960		
1988				1990	14	39	156	14	338294	8.7						118399	32332		
1989				2150	16.5	45	183	15	396411	9.4						138745	34287		
1990				2350	19.4	54	218	17	471130	10.3						164895	36878		

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO - VIA CHONE ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA Ω	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
	4	26	72								286	233	1.080	367	1.966		546300	2'512.500
975				504	1.4	3.9	15	5.5	33528	3						11734	11734	
976				580	1.8	5.1	20	6.3	44196	3.5						15468	13998	
977				670	2.5	6.7	27	7.4	59197	4.1						20718	16967	
978				760	3.2	8.8	35	8.4	76505	4.6						26176	19845	
979				840	3.9	10.6	43	9.2	93646	5.1						32776	21984	
980				970	5.1	14.1	57	10.7	123161	5.9						43106	26165	
981				1110	6.7	18.5	75	12	161540	6.7						56539	31049	
982				1220	8.1	22.5	90	13.2	195068	7.5						68273	33940	

Tabla IV - 3

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO - VIA CHONE ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
1983				1340	9.7	27	108	14.6	235035	8.1					82262	37008		
1984				1470	11.8	32	131	15.7	283698	8.9					92294	40426		
1985				1585	13.7	38	152	17.4	329602	9.6					115360	42504		
1986				1711	15.7	44.3	177	18.6	383030	10.6					134060	44700		
1987				1848	18.8	52	207	20.2	449084	11.2					157579	47429		
1988				1990	21.6	60	239	21.6	518232	12.0					181381	49531		
1989				2150	25.3	70	281	23.4	607280	13.0					212548	52527		
1990				2350	29.7	84	334	26	721746	14.2					252611	56496		

Tabla IV - 3

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUEVEDO ( 45 Km. )

AÑO	CALIGRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA Ω	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
	3/0	101	20								1.076	243	1.260	408	2.987		694515	3'682.3000	
1975				900	1.2	3.44	14		2.6	29404	2.3					10291	10291		
1976				1100	1.84	5.1	20		3.3	43574	2.7					15250	12802		
1977				1320	2.64	7.3	29		3.9	62755	3.3					21964	17988		
1978				1580	3.76	10.4	42		4.7	90086	3.9					31530	23368		
1979				1780	4.8	13.3	53		5.4	114681	4.5					40138	26922		
1980				2010	6.1	18.4	68		6	150451	5.1					52657	31963		
1981				2250	7.7	21.3	85		6.7	183916	5.6					64370	35360		
1982				2500	9.5	26.3	105		7.5	226886	6.2					79410	39471		

Tabla IV - 4

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUEVEDO ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA Ω	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					DE LA POTENCIA													
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
983				2760	11.5	32	128	8.2	276940	6.9					96929	43602		
984				3030	13.8	38.6	154	9.1	333878	7.6					116857	47576		
985				3340	16.9	47	187	10.1	405590	8.4					141956	52303		
986				3700	20.7	57.6	230	11	498412	9.2					17444	58166		
987				4074	25.1	69.6	279	12.2	603532	10.2					211236	63741		
988				4480	30.5	84	337	13.4	730310	11.2					25560	69801		
989				4930	36.8	101	408	14.8	883411	12.3					20919	76411		
990				5425	44.5	123	495	16.2	1069862	13.5					37445	83745		

Tabla IV - 4

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUEVEDO ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
	2/0	81	25								880	243	1.260	408	2.791		868 147	3'659.600	
1975				900	1.5	4.3	17		3.3	36756	2.6					12864	12864		
1976				1100	2.3	6.3	25		4.1	54468	3.15					19063	17251		
1977				1320	3.3	9.1	36		4.9	78444	3.8					27455	22485		
1978				1580	4.7	1.3	52		5.9	112608	4.5					39412	29210		
1979				1780	6	16.6	66		6.7	143352	5.1					50173	33652		
1980				2010	7.6	23	85		7.5	188064	5.7					65822	39953		
1981				2250	9.6	26.6	106		8.4	229886	6.5					80463	44200		
1982				2500	11.8	32.8	131		9.3	283608	7.2					99262	49345		

Tabla IV - 4

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUEVEDO ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
1983				2760	14.4	40	160		10.2	346176	7.9						12116	54508	
1984				3030	17.3	48.3	193		11.3	417348	8.7						146071	59470	
1985				3340	21.1	58.7	234		12.6	506988	9.6						177445	65379	
1986				3700	25.9	72	288		13.8	623016	10.6						218055	72707	
1987				4074	31.4	87	349		15.2	754416	11.7						264045	79677	
1988				4480	38.2	105	422		16.8	912888	12.8						319510	87251	
1989				4930	46.1	127	511		18.5	1104264	14.1						386492	95514	
1990				5425	55.7	154	619		20.4	1337328	15.5						468064	10468	

Tabla IV - 4

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUEVEDO ( 45 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
	1/0	64	31								702	243	1,260	408	2.613		1076473	3'689.500	
975				900	1.86	5.33	21	4.1	45486	3						15920	15920		
976				1100	2.85	7.8	31	5.1	67540	3.7						23639	21392		
977				1320	4.1	11.2	44	6	97270	4.4						34044	27881		
978				1580	5.8	16	64	7.3	139366	5.3						48872	36222		
979				1700	7.4	20.5	81	8.3	177756	5.9						62214	41729		
980				2010	9.4	28.5	105	9.3	233199	6.7						81619	49542		
981				2250	11.9	32.9	131	10.4	285971	7.5						99774	54807		
982				2500	14.6	40.6	162	11.5	351673	8.3						123085	61188		

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUEVEDO ( 45 Km. )

CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
				30%	50%	100%											
				14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
			2760	17.8	49.6	198	12.6	429258	9.2					150240	67590		
			3030	21.4	59.8	239	14	517511	10.1					181128	73743		
			3340	26.1	72.7	290	15.6	628665	11.1					220032	81070		
			3700	32	89.2	357	17.1	772539	12.2					270388	90157		
			4074	38.9	107	432	18.8	935476	13.5					327416	98799		
			4480	47.3	130	523	20.8	113198	14.8					396190	108191		
			4930	57	157	633	22.9	1369287	16.4					479250	118437		
			5425	69	190	767	25.3	1658285	18					580400	129805		

702

RESULTADOS DE CALCULOS DE LA SECCION ECONOMICA  
DEL CONDUCTOR EN FUNCION DE LA REGULACION DE TEN-  
SION Y LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA .

1. VIA QUININDE : (Tabla IV-2 )

Se ha realizado el cálculo para conductores 4/0, 3/0 y 2/0 ACSR resultando el más económico el 2/0, no se realizó el cálculo para conductores de menor sección puesto que sobre pasan los límites de regulación exigidas.

2. VIA CHONE : ( Tabla IV - 3 )

Se ha realizado el cálculo para conductores 1/0, 2 y 4 ACSR, resultando el más económico el conductor 2 ACSR.

3. VIA QUEVEDO : ( Tabla IV - 4 )

A igual que los anteriores se tomaron los conductores 3/0, 2/0 y 1/0 ACSR, siendo el más económico del conductor 2/0 ACSR.

IV.2 ADOPCION DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE TIPO :

Se han adoptado los diseños de estructuras utilizadas para las líneas existentes construídas por INECEL a 34.5 Kv., en las provincias de El Oro, Manabí e Imbabura que han demostrado un comportamiento bueno desde el punto de vista mecánico.

Las estructuras mencionadas están constituídas por postes de hormigón y perfiles metálicos para soportes de los aisladores.- Los esfuerzos transversales en las estructuras de ángulos y los longitudinales en las estructuras de retención y terminales son absorbidos por tensiones ancladas al terreno.

Las siguientes son las estructuras tipos adoptadas.

TIPO "S"	Soporte de Suspensión Normal
TIPO "A.-20"	Soporte Angular de $\neq$ de $20^{\circ}$
TIPO "R-RA"	Soporte para retención en Recta o Retención en Angulo.

Las láminas correspondientes a las estructuras se encuentran anexas.

La altura y cargas de los postes serán: de 14 mts,  $H = 800$  Kgr. de carga de rotura y  $V = 7.300$  Kgr, para el cual se han realizado los cálculos de los esfuerzos.

#### IV.3 VANO MEDIO :

El factor que tiene influencia sobre la inversión es el vano de la línea.

La longitud de los vanos en muchos casos está determinado por la topografía del terreno, pero en el caso del presente estudio en que la línea sigue un terreno plano se puede realizar en toda la extensión de las líneas vanos aproximadamente iguales.

Como vano máximo en función de la carga transversal y la flecha se obtiene un vano de 200 mts. (Tabla IV-1). Para propósito de un análisis económico se adoptó un vano medio de 180 mts.

#### IV.4 SOPORTES POR KILOMETRO:

Con el valor adoptado para el vano medio de 180 mts. se determina una cantidad de 6 soportes por kilómetro.

Las líneas contempladas en este estudio tienen un recorrido en zona de perfil regular se puede adoptar los siguientes porcentajes con fines de estimación de materiales y costo total que son:

75%	estructuras tangentes	S
25%	estructuras angulares	"A-20" "R" y "RA"

#### IV.5 ANALISIS DE COSTO :

En general un análisis de costo de un proyecto de una línea de transmisión o subtransmisión debe hacerse las siguientes consideraciones:

##### 1. Costos Directos. -

Como costos directos se considera los siguientes:

Mano de obra directa hasta nivel de capataz, materiales, equipo, herramientas y transporte de bodegas a sitio, además los costos de supervisión directos, bodegaje y manejo de material en obra.

Los costos de supervisión directos estimados para cumplir un programa de construcción son los siguientes ( a 1974 ).

a) Costos Mensuales .-

1	Ingeniero representante técnico incluido vehículo	₡	25.000
1	Ingeniero ayudante		12.000
1	Oficinista - contador		4.000
1	Bodeguero		3.500
2	Estibadores		4.000
	Total Sueldos		48.500
	arrendamiento de locales para bodegas y varios	₡	<u>2.500</u>
	TOTAL	₡.	51.000/mes.

b) Gastos Generales .-

	Estudios	₡	45.000
	Elaboración de Propuesta		15.000
	Otros		<u>10.000</u>
	TOTAL	₡.	70.000

c)	Imprevistos y utilidad 15%		10.500
	SUMAN	₡.	80.500

## 2. Cargas Sociales .-

Para el cálculo del costo de la mano de obra hemos considerado el salario mínimo vigente de \$/ 30,00 día así como las cargas sociales y beneficios.

Días no laborables por año

0.5 sábados y domingos	78
Vacaciones anuales	15
Otros (fiestas nacionales, enfermedad, etc. )	<u>12</u>

TOTAL 105

Días de trabajo efectivos por año  $365 - 105 = 260$

Días efectivos de trabajo por mes	22
jornales pagados por año	
día calendario	365
10% aporte patronal al S.S.	36.5
13 y 14 sueldos	<u>60.0</u>
	462.00

Coeficiente para jornaleros diarios hasta nivel de

capataz  $462/260 = 1.8$

### 2.1 Levantamiento topográfico .-

Mano de obra por día

Campo:

1	topógrafo	300
1	Ayudante	120
4	Cadeneros	320

	Vienen	740
2 peones		110
		<hr/>
	\$.	850

Oficina		
1 Topógrafo		300
1 Dibujante		150
		<hr/>
	SUMAN	\$. 450

Rendimiento Campo 2 Km/día

Oficina 1 Km/día

Costo de mano de obra por kilómetro

$$850/2 = \$.425$$

$$450/1 = 450$$

$$\text{Suman} = \$.875$$

Transporte y materiales por día

Vehículo \$. 400

Equipo 200

---

Suman \$. 600

Rendimiento 2 Km/día

Costo por kilómetro

Transporte y equipos 600/2 \$. 300

Gastos y materiales de ofic. 

---

200

SUMAN \$. 500

## Costo directo unitario

Mano de obra	₡	875
Transporte		500
Supervisión		435
		<hr/>
SUMAN	₡	1.810

## Costo total unitario

Costo directo		1.810
Gastos generales, impuestos y utilid.		1.190
		<hr/>
	₡	3.000

2.2 Ubicación de Estructuras .-

## Mano de obra por día

1	topógrafo	₡	300
4	cadeneros		320
			<hr/>
	SUMAN	₡	620

## Rendimiento 1,5 Km.

Costo de mano de obra por Km.	₡	415
-------------------------------	---	-----

## Transporte y materiales

Vehículo		400
Equipo		200
		<hr/>
SUMAN	₡	600

Rendimiento 1.5 Km. por día

Costo de transporte y materiales por Km.	₡	400
Transporte y equipo		400
Útiles de oficina		200
		<hr/>
SUMAN	₡	600

Costo directo unitario

Mano de obra	₡	415
Transporte y materiales		400
Supervisión		285
		<hr/>
SUMAN	₡	1.100

Costo total unitario

Costo directo	₡	1.100
Gastos generales, imprevistos utilidades		440
		<hr/>
SUMAN	₡	1.540

### 2.3 Tendido de Conductores .-

Mano de obra por día

## Para tendido

1	capataz	₡.	350
2	linieros		400
30	peones		1.650
			<hr/>
	SUMAN	₡.	2.400

## Para regulación y amarres

3	linieros		600
	Rendimiento 4 Km cable/día		
	Regulación y amarre 4Km cable/día		
	Costo unitario de mano de obra		
	Tendido	₡.	600
	Regulación y amarre		150
			<hr/>
	SUMAN	₡.	750

## Costo unitario de transporte, equipo y herramientas por Km. de cable.

	Transporte	₡.	400
	Equipo y herramienta		150
			<hr/>
	SUMAN	₡.	550

## Costo directo total por Km. de cable

	Mano de obra	₡.	750
	Transporte y materiales		550
	Supervisión 35%		400
			<hr/>
	SUMAN	₡.	1.700

Costo total unitario .-

Costo directo	₡	1.700
Gastos generales, imprevistos, utilidades		700
		<hr/>
TOTAL	₡	2.400

2.4 Puesta a tierra y colocación de amortiguadores .-

Mano de obra por día

2 linieros	₡	400
2 peones		110
		<hr/>
SUMAN	₡	510

Rendimiento 25 por día

Costo unitario de mano de obra	₡	20
Transporte ₡. 200/día		
₡.8 por unidad.		

Costo directo total

Mano de obra	₡	20
Transporte		8
Supervisión		12
		<hr/>
SUMAN	₡	40

Costo unitario total

Costo directo		40
Gastos generales, imprevistos y utilidades		16
		<hr/>
TOTAL	₡	56

2.5 Limpieza de vía .-

Mano de obra por día		
20 peones	₡	1.100
rendimiento 2 Km. por día		
Costo de mano de obra por Km.		550
Transporte ₡.250 por día		
Transporte por Km.		125
Costo directo total		
Mano de obra		550
Transporte		125
Herramientas		50
Supervisión		215
	₡	940
Gastos y utilidades		360
	₡	1.300

2.6 Montaje de estructuras .-

Mano de obra por día		
1 capataz	₡	250
8 peones		440
SUMAN	₡	690

Rendimiento 3 estructuras por día

Transporte y herramientas

1 camión a medio tiempo por día S/. 250

Rendimiento 3 estructuras por día

Costo de transporte y herramientas

por estructuras

Transporte 250

Herramientas 50

SUMAN S/. 300

Costo director por estructuras

Mano de obra S/. 230

Transporte y herramientas 150

Supervisión 35% 120

SUMAN S/. 500

Costo total unitario

Costo directo S/. 500

Gastos generales, imprevistos y

utilidades 200

S/. 700

De acuerdo a este análisis un costo estimativo de las líneas a construirse para el área de Santo Domingo será:

VIA QUININDE : 60 Km. a lo largo de la vía  
Derivaciones que serán monofásicas.

1x2+1x4 ( Monofásicas)

Conductores	3x2/0 + 1x2 (Línea trifásica	\$/	1'900.000
Aisladores			390.000
Herrajes accesorios y cable galv.			654.000
Estructuras			1'800.000
Costos Directos			900.000
Ubicación de estructuras			110.000
Tendido de conductores			800.000
Puesta a tierra y colocación de amortiguadores			3.000
Limpieza de vía			86.000
Montaje de estructuras			236.000
			<hr/>
		\$/	6'879.000

VIA CHONE : 45 Km. a lo largo de la vía  
Derivaciones monofásicas

Conductores	3x2+1x4 línea trifásica		640.000
	1x2+1x4 monofásicas		
Aisladores			280.000
Herrajes accesorios y cable galv.			470.000
Estructuras			1'400.000
Costos Directos			675.000
Ubicación de estructuras			82.000
Tendido de conductores			600.000
			<hr/>

sigue:

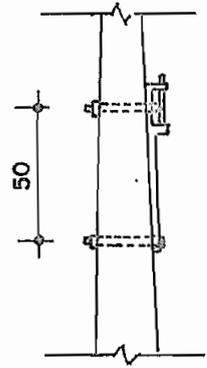
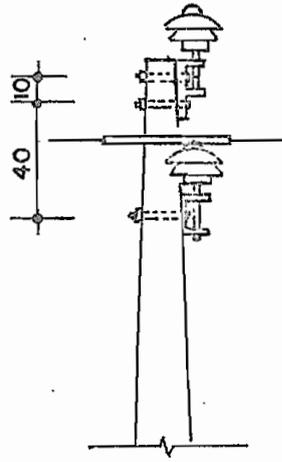
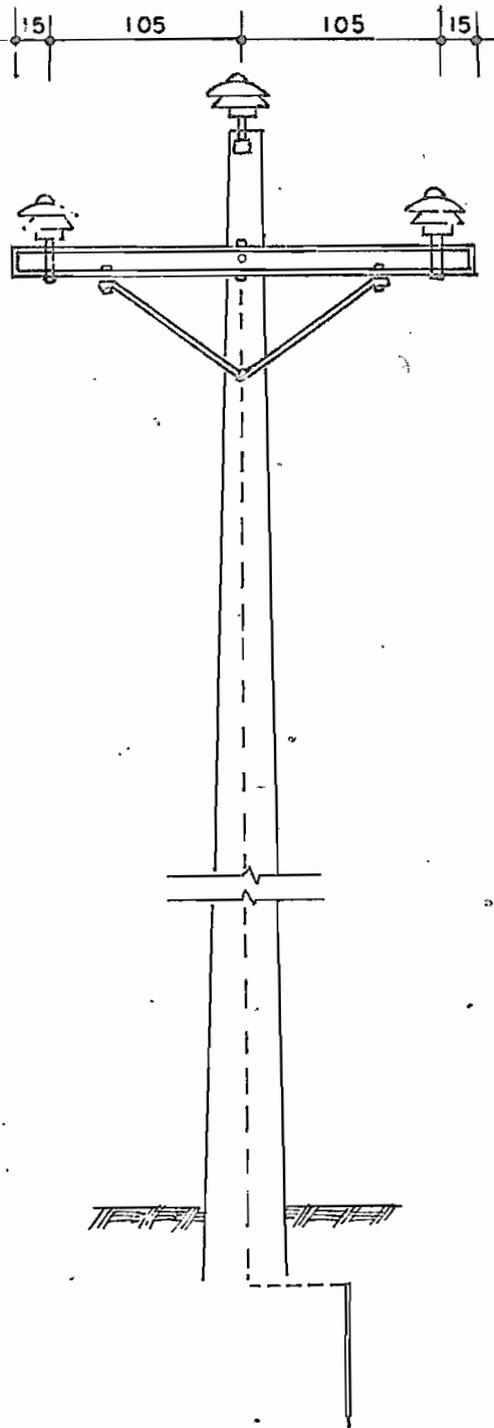
..//..

84/.

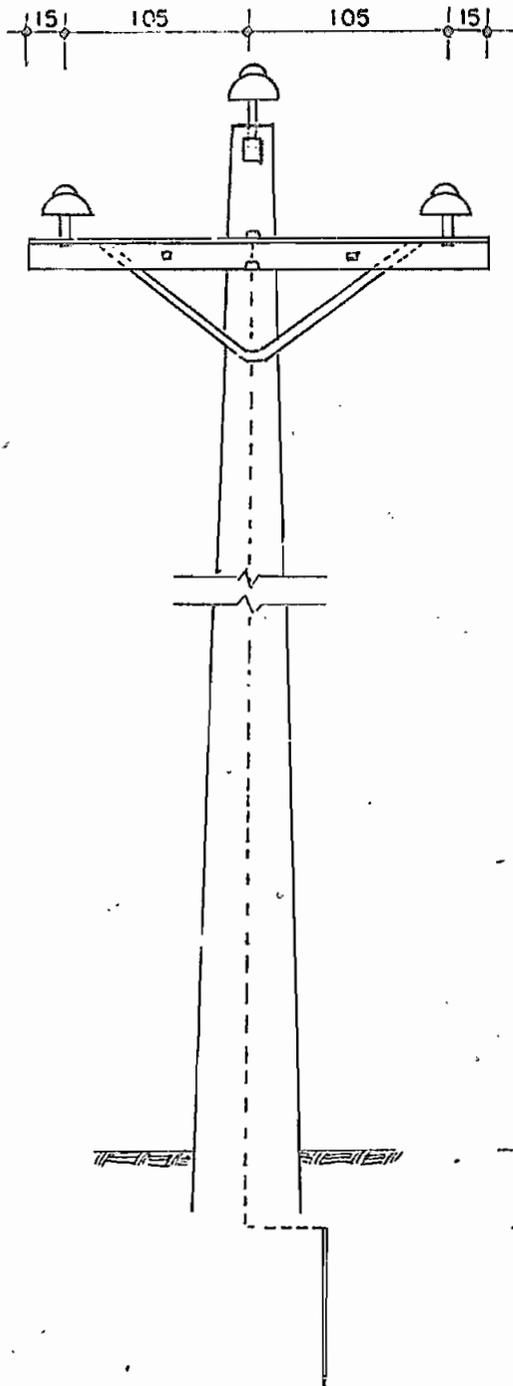
Puesta a tierra y colocación de amortiguadores	₡	2.200
Limpieza de vía		64.500
Montaje de estructuras		<u>160.000</u>
	₡	4'374.000

VIA QUEVEDO : 45 Km. a lo largo de la vía  
Derivaciones monofásicas

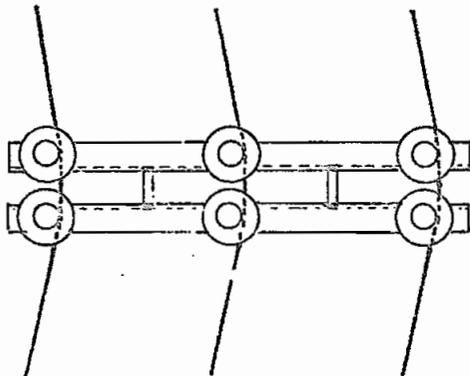
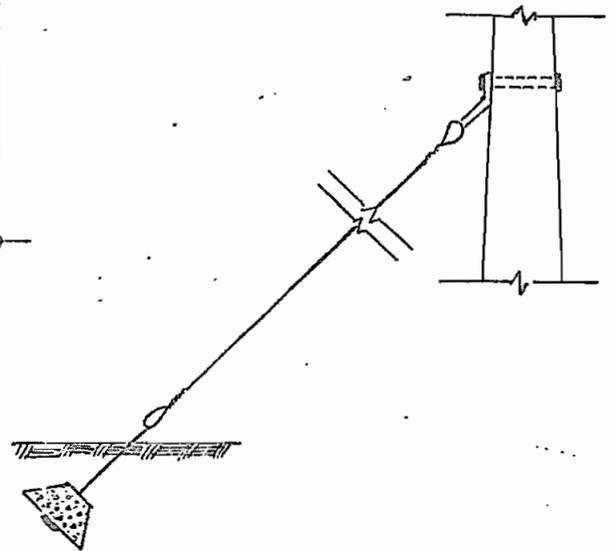
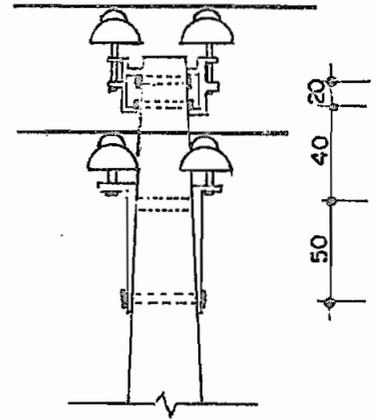
Conductores 3x2/0+1x2 línea trifásica	₡	1'150.000
1x2+1x4 monofásica		
Aisladores		300.000
Herrajes accesorios y cable galva.		520.000
Estructuras		1'500.000
Costos Directos		750.000
Ubicación de estructuras		85.000
Tendido de conductores		700.000
Puesta a tierra y colocación de amortiguadores		2.500
Limpieza de vía		64.500
Montaje de estructuras		<u>180.000</u>
	₡	5'252.000



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
LINEAS DE TRANSMISION	
SOPORTE TIPO "S" 34.5 KV.	
DISPOSICION GENERAL	
EJECUTADO	REFERENCIA
DISEÑADO	FOLIO



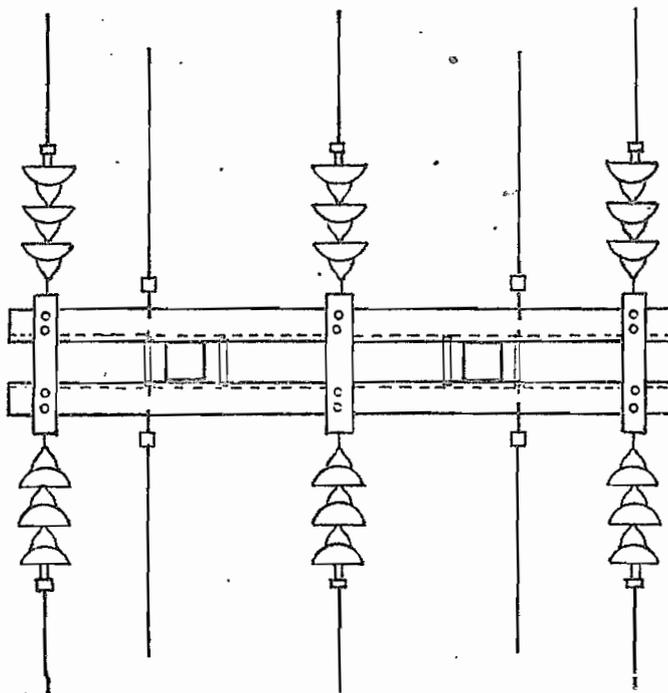
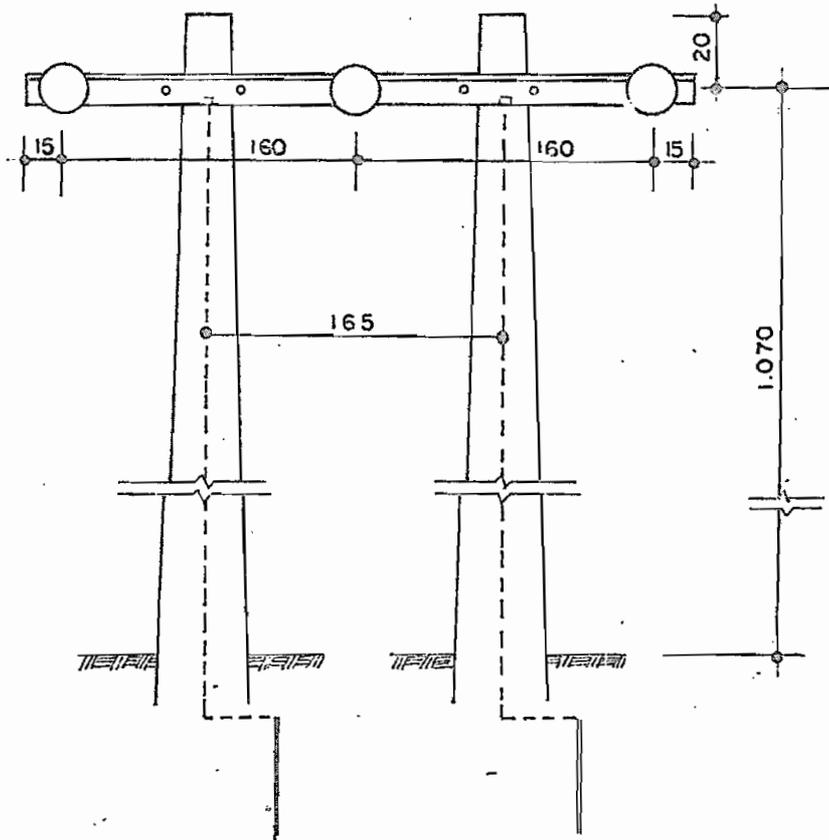
86/.



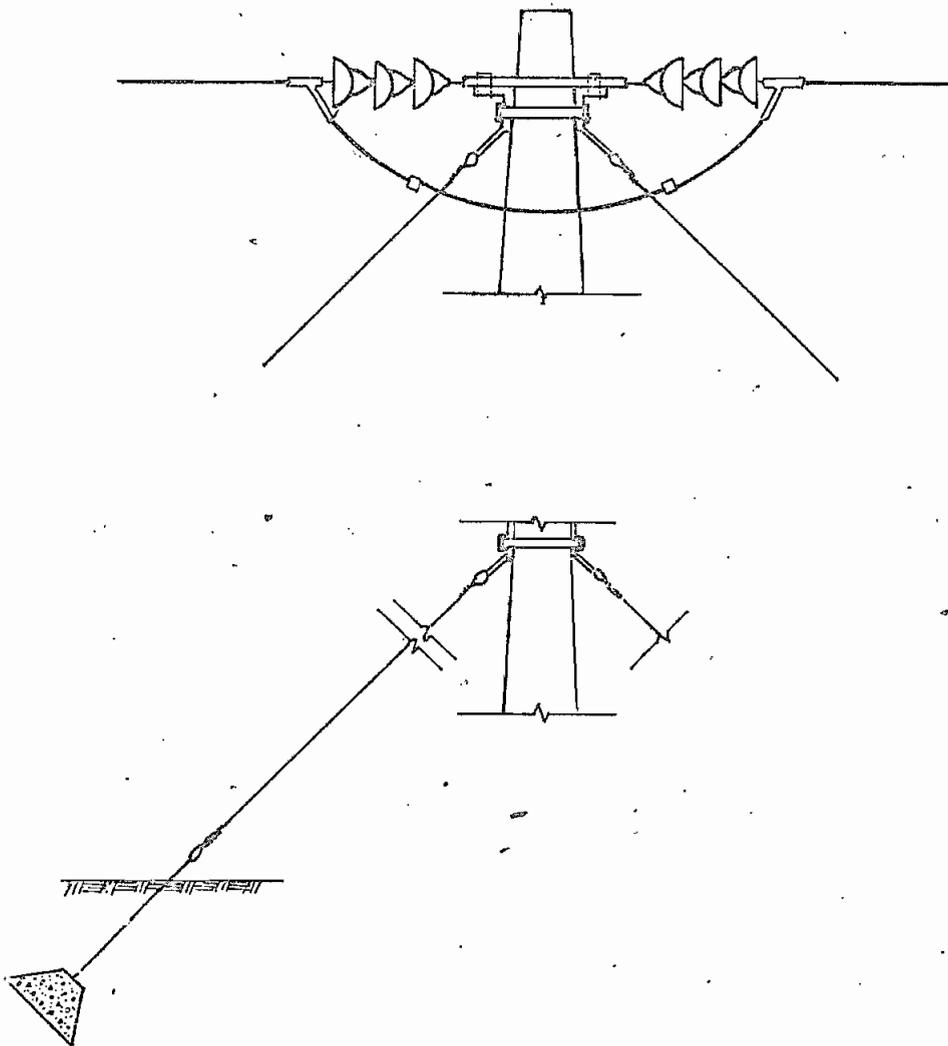
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

LINEAS DE TRANSMISION  
 SOPORTE TIPO "A-20" 34,5 KV.  
 DISPOSICION GENERAL

EJECUTADO	REFERENCIA
DISEÑADO	P.A.I.A.



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
LINEAS DE TRANSMISION	
SOPORTE TIPO "R y RA" 31,5 KV.	
DISPOSICION GENERAL	
ELABORADO	REVISADO
DIBUJADO	FECHA



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

LINEAS DE TRANSMISION  
SOPORTE TIPO "R y RA" - 34,5 KV.  
DISPOSICION GENERALEJECUTADO  
SIBUNDOREFERENCIA  
LUNA

## V. LINEAS DE SUBTRANSMISION: (PRIMARIOS)

De manera general como voltaje de subtransmisión se ha considerado 13.8 Kv., estas líneas parten de las barras de las subestaciones de transformación, sean estas elevadoras de voltaje de centrales existentes, sean reductoras de voltaje de líneas de 69 ó 34,5 Kv. que alcanzan dentro del plan general de electrificación.

Técnicamente estas líneas establecen un enlace entre las fuentes de suministro y transformadores y redes de distribución en el área respectiva y deben ser previstas de modo que cubran las necesidades estimadas con capacidad de reserva para cargas imprevistas.

Distribución con sistema 13.800/7.960 voltios 4 hilos.

Este sistema a 4 hilos, en donde el cuarto hilo es el conductor neutro que se pone a tierra en la subestación y en cada transformador o en barra de los transformadores de distribución, es más confiable y seguro que el sistema a 3 hilos con retorno por tierra.

Se ha previsto dentro de este estudio mantener el voltaje de 13.800 Grd y/7.960 voltios para la línea Santo Domingo-Vía Quito ya que su capacidad y longitud son pequeños y su regulación de acuerdo a su proyección se encuentra dentro del límite aceptable.

Para servicio de la ciudad de Santo Domingo se ha considerado dos circuitos primarios que alimentarán por medio de transformadores de distribución a la red secundarios de la ciudad.

V.1 CALCULO DE LA SECCION ECONOMICA DEL CONDUCTOR EN FUNCION DE LA REGULACION DE TENSION Y DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA.

Aplicando el mismo criterio que en el capítulo anterior (IV-1) - se ha realizado el estudio económico del conductor para la línea de subtransmisión Vía Santo Domingo - Quito y los primarios para servicio de la ciudad de Santo Domingo.

VIA QUITO :

Ubicación de cargas y proyección de cargas hasta	1990
Kilometraje desde	Kw.
la Subestación	1973
	1990
4.9	79
10.1	13
14.8	13.8
16.2	5.5
18.6	23
20.5	4.5
26.5	115
Extensión a Tandapi (20 Km)	
Línea monofásica	
46	200

Primarios para Santo Domingo .--

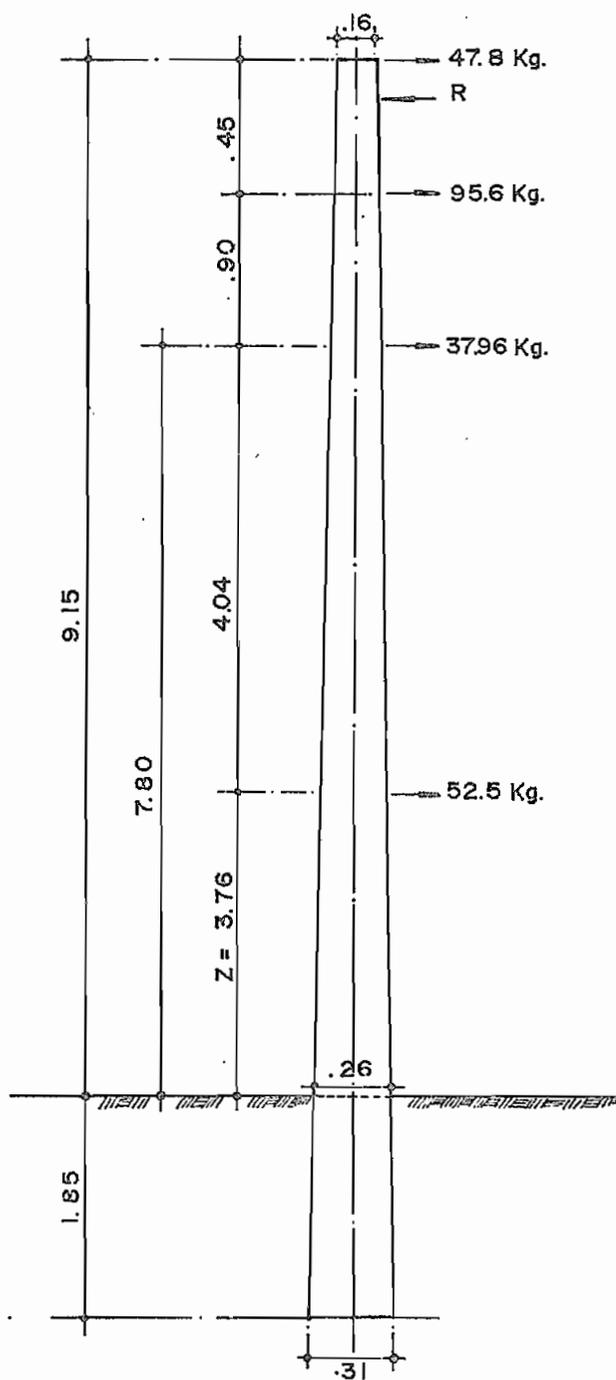
Se ha previsto dos circuitos primarios radiales a una tensión de 13.800 Grd Y/7.960 voltios que alimentará por medio de transformadores de distribución a la red secundaria para servir al centro comercial y al área poblada de Santo Domingo.

Estos primarios tendrán una capacidad aproximada de 1750 Kw.

RESULTADOS DE TENSIONES Y FLECHAS

Conductor	Vano (mts)	Flecha (mts)	Tensión (Kgr/mm <sup>2</sup> )	Tensión Admis. (Kgr/mm <sup>2</sup> )	Altura libre (mts)
2/0	80	0.84	3.3	4.62	6.96
	100	1.20	3.6	4.62	6.6
	120	1.58	3.91	4.62	6.22
	150	2.28	4.25	4.62	5.22
1/0	80	0.82	3.34	4.66	6.98
	100	1.17	3.65	"	6.63
	120	1.56	3.95	"	6.24
	150	2.26	4.26	"	5.54
2	80	0.80	3.45	4.83	7.0
	100	1.14	3.8	"	6.66
	120	1.54	4.02	"	6.26
	150	2.21	4.38	"	5.59
4	80	0.77	3.6	5.03	7.03
	100	1.06	3.9	"	6.74
	120	1.48	4.2	"	6.32
	150	2.15	4.55	"	5.65

Tabla V - 1.

POSTES DE HORMIGON 11 MTS. DE LONG.SISTEMA 13.8 Kv. SUBTRANSMISION

DATOS DE DISEÑO :

Vano máximo = 150 mts.

Conductor 3x2+1x4

Profundidad empotramiento 1/6 = 1830 cmts.

DIMENSIONES DEL POSTE CIRCULAR :

Cima 16 cmts.

Base 31 cmts.

Conductor 2 ACSR 4 ACSR

$\emptyset$  = 8.01 mm 6.36 mm.

Sección = 39.22 mm<sup>2</sup> 24.71 mm<sup>2</sup>

Peso = 0.135 Kgr/m 0.085 Kgr/m.

Presión del viento

sobre conductores  $P = 39.9 \text{ Kgr/m}^2$

sobre accesorios  $P = 27.34 \text{ Kgr/m}^2$

Pvc = 39.8x150x0.00801 = 47.8 Kgr. 2 ACSR

39.8x150x0.00636 = 37.96 Kgr 4 ACSR

$$Z = \frac{h}{3} \frac{b+2a}{b+a} = \frac{0.26+2 \times 0.16}{0.47} = 3.76 \text{ mts}$$

$$\text{Area del poste } 9.15 \frac{0.26 + 0.15}{2} = 1.92 \text{ mts.}^2$$

Presión sobre poste:  $27.34 \times 1.92 = 52.5 \text{ Kgr.}$

Presión sobre aislad.  $27.35 \times 0.0625 = 1.7 \text{ Kgr.}$

Momento de Empotramiento :

$$8.95 \text{ R} = 49.5 \times 9.15 + 99 \times 8.7 + 7.8 \times 39.5 + 52.5 \times 3.76$$

$$8.95 \text{ R} = 452.9 + 861.3 + 308.1 + 197.4$$

$$8.95 \text{ R} = 1819.7$$

$$\text{R} = 203,4 \text{ Kgr.}$$

Carga Transversal rotura diseño 600 Kgr.

Coef. de seg. 2.9

Esfuerzo longitudinal 50% carga transversal

$$0.5 \times 203.9 = 101,7 \text{ Kgr.}$$

Esfuerzo longitudinal diseño 300 Kgr.

CARGAS VERTICALES .-POSTE NORMAL :PESO CONDUCTORES :

$$3 \times 150 \times 0.135 + 150 \times 0.085 = 73.5 \text{ Kgr.}$$

Peso crucetas 12.0

Peso transformadores 100.00

Peso hombre sobre cruceta 75.00

$$\text{Suman} = 260.5 \text{ Kgr.}$$

Verticales 260.5 Kgr + Peso Poste

POSTE REFORZADO (ángulo y terminales)

Conductores 2 ACSR Carga rotura 1265 Kgr.

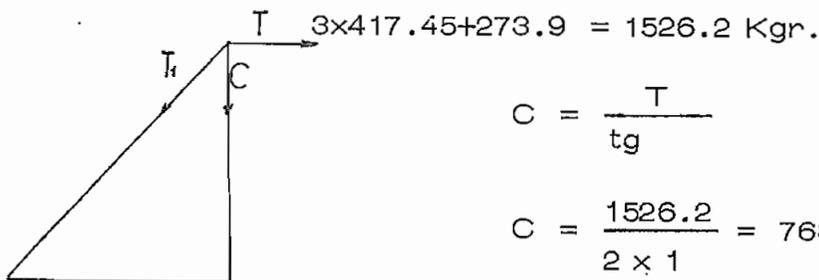
4 ACSR " " 830 "

Carga máxima de diseño 33.3%

para 2 ACSR 417.45

Estruc. Termi para 4 ACSR 273.90

nal. 2 postes



$$C = \frac{T}{\text{tg}}$$

$$C = \frac{1526.2}{2 \times 1} = 763.1 \text{ Kgr.}$$

$$T_1 = \frac{763.1}{0.707} = 1079.4 \text{ Kgr.}$$

Cable de acero  $3/8'' \text{ } \emptyset$  7 hilos, carga de rotura 4.910 Kgr.

f. de seg. 4.5

CARGA VERTICAL TOTAL :

$$763.1 + 260.5 = 1023.6 \text{ Kgr.}$$

CARGA VERTICAL DISEÑO:

4.500 Kgr.

f. de seg. = 4.4

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUITO ( 26 Km. / 13.8 Kv )

AÑO	CALIBRE AVG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA $\Omega$	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100 %												
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
	2	24	27								268	98	780	200	1.046		53842	1'399.842	
1975				76	0.075	0.21	0.83		1.94	1804	1.3					632	632		
1976				91	0.11	0.3	1.18		2.3	2585	1.5					905	819		
1977				109	0.151	0.43	1.7		2.8	3640	1.8					1288	1055		
1978				131	0.22	0.61	2.4		3.3	5230	2.1					1831	1357		
1979				150	0.29	0.8	3.2		3.8	6940	2.4					2430	1630		
1980				172	0.38	1.1	4.2		4.4	9220	2.8					3227	1959		
1981				196	0.5	1.4	5.5		5.1	11980	3.2					4193	2303		
1982				224	0.65	1.8	7.1		5.7	15480	3.6					5418	2693		

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUITO ( 26 Km. / 13.8 Kv. )

AÑO	CALIBRE AVG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA 	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>5</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					DE LA POTENCIA													
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
1983				254	0.82	2.3	9.2	6.5	19860	4.1					6950	3126		
1984				288	1.1	3	11.8	7.4	25840	4.6					9044	3682		
1985				324	1.3	3.7	15	8.3	32070	5.2					11224	4135		
1986				368	1.7	4.8	19.2	9.4	41400	5.9					14490	4832		
1987				414	2.2	6.1	24.3	10.6	52700	6.6					18445	5565		
1988				456	2.6	7.4	29.6	11.7	63720	7.3					22300	6090		
1989				501	3.2	8.9	35.6	12.8	77000	8.0					26950	6660		
1990				550	3.9	10.8	43	14	93300	8.8					32655	7304		

./66

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - VIA QUITO ( 26 Km. / 13.8 Kv.)

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA Ω	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14h (KW)	7h (KW)	3h (KW)												
	4	16	42								180	98	780	200	1,258		84760	1'342.760	
1975				76	0.12	0.33	1.3	3.1	2810	1.8						985	985		
1976				91	0.18	0.5	1.9	3.6	4025	2.1						1410	1274		
1977				109	0.24	0.67	2.7	4.4	5730	2.5						2005	1641		
1978				131	0.34	0.94	3.7	5.2	8140	3.0						2850	2110		
1979				150	0.45	1.3	4.9	5.9	10800	3.4						3780	2536		
1980				172	0.6	1.72	6.5	6.8	14350	3.9						5020	3048		
1981				196	0.78	2.18	8.6	7.9	24100	4.4						6525	3582		
1982				224	1.1	2.8	11	8.9	24079	5.0						8430	4183		

100/

Tabla V - 2

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR - V'A QUITO (26 Km. 13.8 Kv.)

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
1983				254	1.27	3.6	14.3	10.1	30892	5.7					10810	4862		
1984				288	1.7	4.7	18.4	11.5	40194	6.5					14070	5730		
1985				324	2.1	5.8	23	13	49884	7.3					17460	6430		
1986				368	2.64	7.5	29.8	14.6	64397	8.3					22540	7520		
1987				414	3.42	9.5	37.8	16.5	81980	9.3					28690	8650		
1988				456	4.1	11.5	46	18.2	99200	10.3					34690	9472		
1989				501	5	13.9	55	19.9	119770	11.3					41920	10360		
1990				550	6.1	16.8	67	21.8	145130	12.4					50780	11360		

101/

Tabla V - 2

u.

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO PRIMARIO - STO. DOMINGO ( 6 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
	2/0	11	32								119	23	220	55	417		140522	557522
1975				550	0.46	1.28	5.2	1.6	11325	1.2						3963	3963	
1976				660	0.67	1.88	7.5	1.9	16260	1.5						5690	5149	
1977				792	0.98	2.7	10.7	2.4	19986	1.8						6995	5728	
1978				870	1.17	3.28	13.1	2.6	28363	2.0						9926	7756	
1979				958	1.37	3.9	15.6	2.9	34159	2.2						11955	8019	
1980				1054	1.68	4.6	19.2	3.3	41276	2.4						14486	8768	
1981				1160	2.08	5.6	22.6	3.5	49145	2.6						17200	9448	
1982				1230	2.24	6.32	25.6	3.7	55065	2.8						19272	9580	

Tabla V - 3

ESTUDIO DEL CONDUCTOR ECONOMICO PRIMARIO - STO. DOMINGO ( 6 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
1983				1303	2.56	7.12	28.4	3.9	61724	3.0					21604	9719		
1984				1382	2.88	8.0	32	4.2	69420	3.2					24296	9891		
1985				1464	3.28	8.9	36	4.4	77892	3.4					27262	10044		
1986				1552	3.68	10.1	41	4.7	87516	3.6					30630	10212		
1987				1646	4.08	11.3	45	4.9	98044	3.8					34315	10354		
1988				1744	4.64	12.8	51	5.3	110875	4.0					38805	10596		
1989				1849	5.2	14.3	57	5.6	124486	4.2					43569	10767		
1990				1960	5.8	16.1	64	5.8	139622	4.4					48867	10928		

Tabla V - 3

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR ALIMENTADOR - STO. DOMINGO ( 6 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA $\Omega$	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 kWh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)												
	1/0	9	4.0								98	23	200	55	396		175660	571.660	
1975				550	0.58	1.6	6.5		2.1	14157	1.4					4954			
1976				660	0.84	2.35	9.4		2.4	20326	1.7					7113			
1977				792	1.22	3.4	13.4		3.0	24983	2.1					8744			
1978				870	1.47	4.1	16.3		3.3	35454	2.3					12408			
1979				958	1.72	4.9	19.6		3.7	42699	2.5					14944			
1980				1054	2.1	5.3	24		4.1	51596	2.8					18058			
1981				1160	2.6	7.1	28.3		4.4	61432	3.0					21500			
1982				1230	2.8	7.9	32		4.6	68832	3.2					24091			

Tabla V - 3

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR ALIMENTADOR STO. DOMINGO ( 6 Km.)

AÑO	CALIBRE AWG	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA $\Omega$	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH /AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 KWH	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%												
					14 h (KW)	7 h (KW)	5 h (KW)												
1983				1303	3.2	8.9	35.6		4.9	77156	3.4					27006	12149		
1984				1382	3.6	10	40		5.2	86776	3.6					30372	12364		
1985				1464	4.1	11.2	45		5.5	97366	3.9					34078	12555		
1986				1552	4.6	12.6	51		5.9	109395	4.1					38288	12766		
1987				1646	5.1	14.2	57		6.2	122555	4.3					42894	12943		
1988				1744	5.8	16	64		6.6	138594	4.6					48507	13246		
1989				1849	6.5	17.9	72		7.0	155608	4.9					54462	13459		
1990				1960	7.3	20.2	80		7.3	174528	5.2					61084	13660		

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR ALIMENTADOR STO. DOMINGO ( 6 Km.)

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA Ω	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA				PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH/AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>4</sup>	AISLADORES 10 <sup>4</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.33 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%   50%   100%   %														
					14h (KW)	7h (KW)	3h (KW)												
	2	5.4	6.5								62	23	220	46	351		285459	636.459	
1975				550	0.95	2.66	10.6		3.5	23005	2.0					8051	8051		
1976				660	1.36	3.83	15.2		4.0	33030	2.4					11560	10461		
1977				792	1.98	5.5	21.8		4.9	40598	2.9					14209	11636		
1978				870	2.39	6.6	26.6		5.4	57613	3.2					20164	14944		
1979				958	2.8	8	32		6.0	69387	3.5					24285	16289		
1980				1054	3.4	9.5	39		6.7	83845	3.9					29345	17812		
1981				1160	4.2	11.5	46		7.3	99828	4.3					34939	19192		
1982				1230	4.6	12.9	52		7.5	11852	4.5					39148	19461		

ESTUDIO ECONOMICO DEL CONDUCTOR ALIMENTADOR STO. DOMINGO ( 6 Km. )

AÑO	CALIBRE AWG.	PESO TOTAL Lbs. 10 <sup>3</sup>	RESISTENCIA	POTENCIA KVA	PERDIDAS TOTALES DE LA POTENCIA			PERDIDAS %	PERDIDAS TOTALES KWH / AÑO	REGULACION %	CONDUCTORES 10 <sup>3</sup>	AISLADORES 10 <sup>3</sup>	ESTRUCTURAS 10 <sup>3</sup>	HERRAJES Y ACCESORIOS 10 <sup>3</sup>	TOTAL x 10 <sup>3</sup>	PERDIDAS DE ENERGIA 0.35 Kwh	VALOR PRESENTE	TOTAL
					30%	50%	100%											
					14 h (KW)	7 h (KW)	3h (KW)											
1983				1303	5.2	14.5	58	8.0	125380	4.8						43885	19743	
1984				1382	5.9	16.3	65	8.5	141012	5.1						49354	20093	
1985				1464	6.6	18.3	73	8.9	158220	5.4						55377	20403	
1986				1552	7.4	20.6	82	9.6	177768	5.7						62218	20746	
1987				1646	8.3	23	92	10.1	199152	6.0						69703	21033	
1988				1744	9.4	26	104	10.7	225216	6.4						78825	21525	
1989				1849	10.5	29.2	117	11.4	252864	6.7						88502	21871	
1990				1960	11.8	32.8	131	12	283608	7.2						99262	22199	

Tabla V - 3

## RESULTADOS DE CALCULO DEL CONDUCTOR ECONOMICO

### a) Vía Santo Domingo - Quito (Tabla V-2 )

Se ha realizado el cálculo para conductores 4 y 2 AWG resultando el más conveniente el 2 AWG por regulación de tensión.

### b) Primarios para Santo Domingo (Tabla V-3 )

El conductor económico resultante es el 2/0 AWG con una regulación que cumple con la exigida por las normas de INECEL.

## V.2 ADOPCION DE LAS ESTRUCTURAS DE SOPORTE TIPO

De las estructuras consideradas en líneas de 13.8 Kv. y normalizadas por INECEL se han adoptado las siguientes:

TIPO C1, para alineación recta y hasta 5° de deflexión

TIPO C2, para ángulos de deflexión de la línea de 5° a 30°

TIPO C3, para ángulos de deflexión de la línea de 30° a 60°

TIPO C7, para terminal de línea

TIPO C8, para terminal intermedio de (anclaje)

Las láminas correspondientes a las estructuras se encuentran anexas.

De acuerdo a los cálculos de los esfuerzos en los postes, realizados, la altura y carga de éstos serán de 11 rnts. y 500 Kgr de carga de rotura.

### V.3 VANO MEDIO

Una vez realizados los cálculos de los esfuerzos en los postes, tensiones y flechas de los conductores el factor que tiene influencia sobre la inversión es el vano de la línea.

De acuerdo a los resultados de los cálculos tabla de tensiones y flechas Tabla V-1, el vano máximo que se alcanza es de 150 mts. Para fines de estimación de materiales se considera un vano medio de 120 mts. , puesto que en muchos casos es preciso usar vanos menores que el máximo.

Se verificó con la flecha máxima si la longitud adoptada de 11 mts. para los postes, con 1/6 de la altura de empotramiento, deja la altura libre sobre el suelo en vano máximo que exige las normas - VDE.

### V.4 SOPORTES POR KILOMETRO

Con el valor adoptado para el vano medio de 120 mts. se determina la cantidad de 8,5 soportes por kilómetro con fines de estimación de materiales y costo total se han adoptado las siguientes cifras por tipo de estructura de soporte por kilómetro.

C1 : 6.7 x Km.  
 C2 : 1.0 x Km.  
 C3 : 0.4 x Km.  
 C8 : 0.4 x Km.

La estructura terminal C7 se considera 2 por línea.

## V.5 ANALISIS DE COSTOS

Siguiendo las mismas consideraciones que en el capítulo anterior 4.5, un costo estimativo de las líneas de subtransmisión y primarios a construirse en el área de Santo Domingo será:

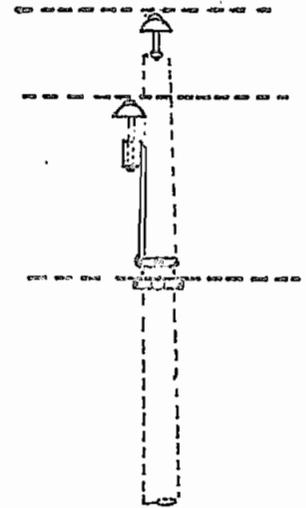
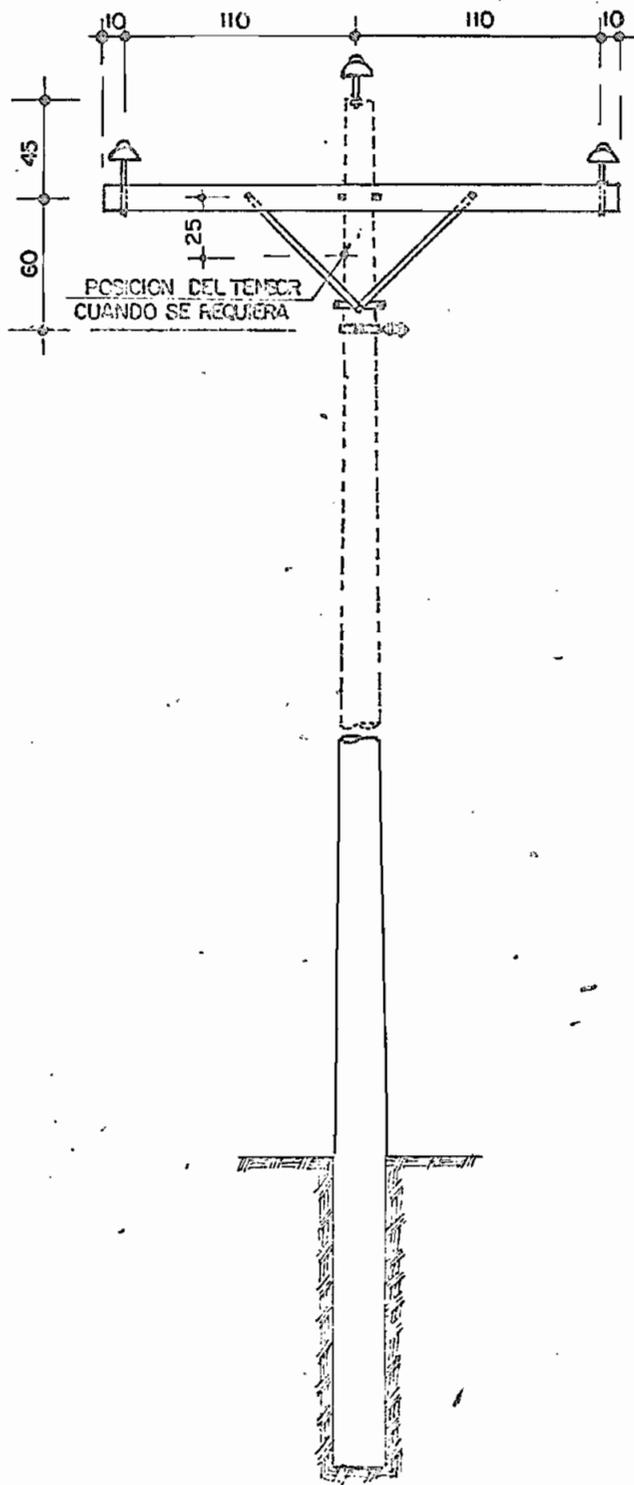
1) VIA QUITO - 26 Km. a lo largo de la vía

Derivaciones que serán monofásicas

Conductores	3x4+1x2	línea trifásica	₡	300.000
	1x4+1x2	Línea monofásica		
Aisladores				110.000
Herrajes y accesorios, cable galv.				215.000
Estructuras				780.000
Costos Directos				320.000
Ubicación de estructuras				48.000
Tendido de conductores				380.000
Limpieza de vía				58.000
Montaje de estructura				110.000
				<hr/>
			₡	2'321.000

Primarios      dos   6 Km.

Conductores	3 x 2/0 + 1 x 2	₡	120.000
Aisladores			24.000
Herrajes y accesorios y cable galv.			55.000
Estructuras			220.000
Costos Directos			90.000
Ubicación de estructuras			10.000
Tendido de conductores			58.000
Montaje de estructura			30.000
			607.000
			<hr/>
	Dos Primarios	₡	1'214.000
			<hr/> <hr/>

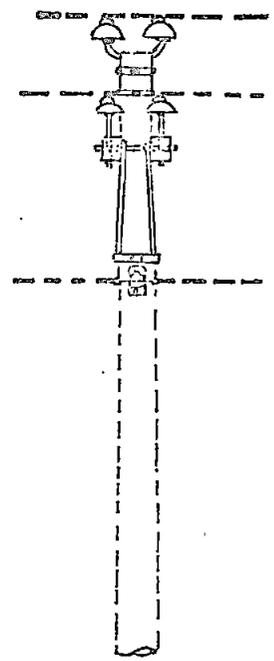
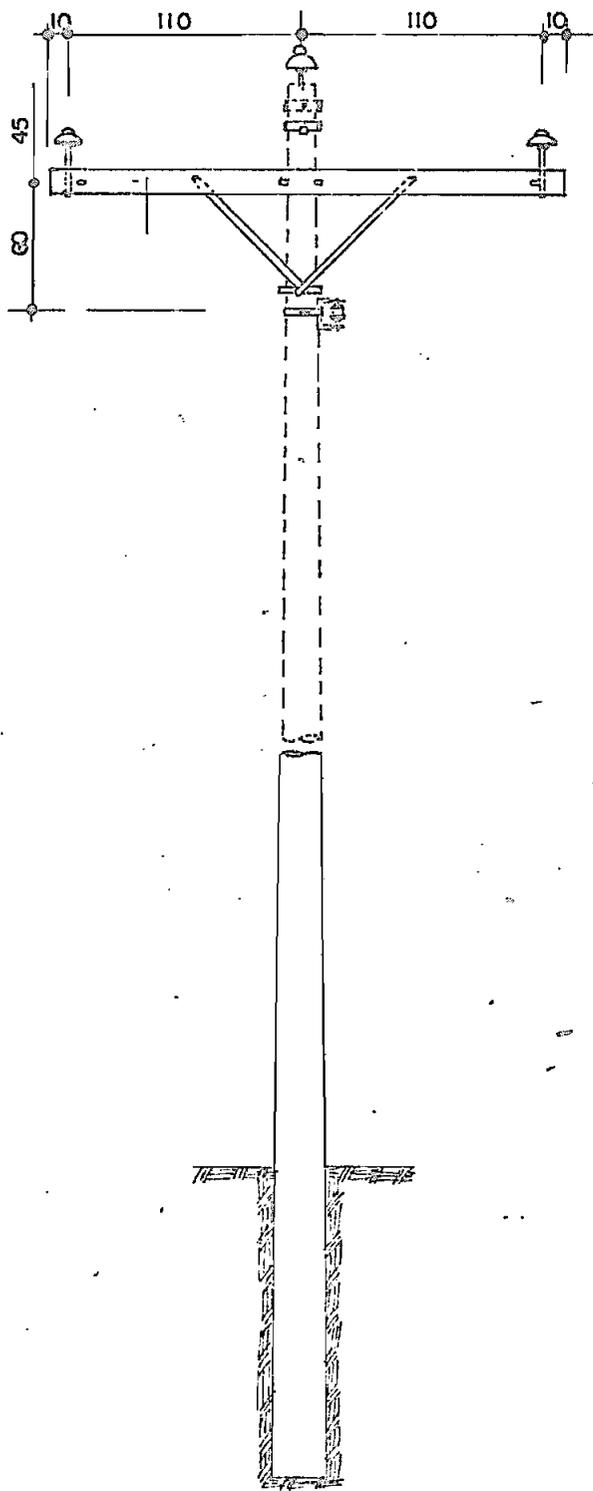


CI

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

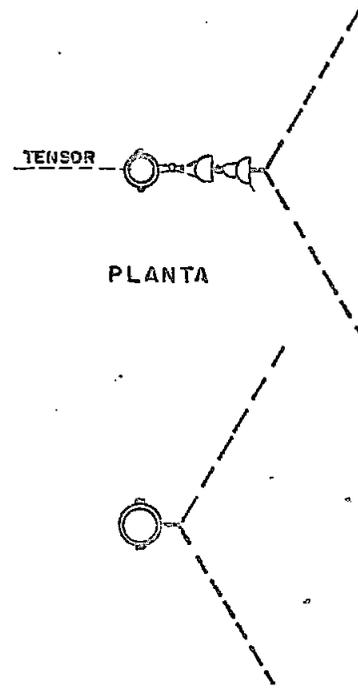
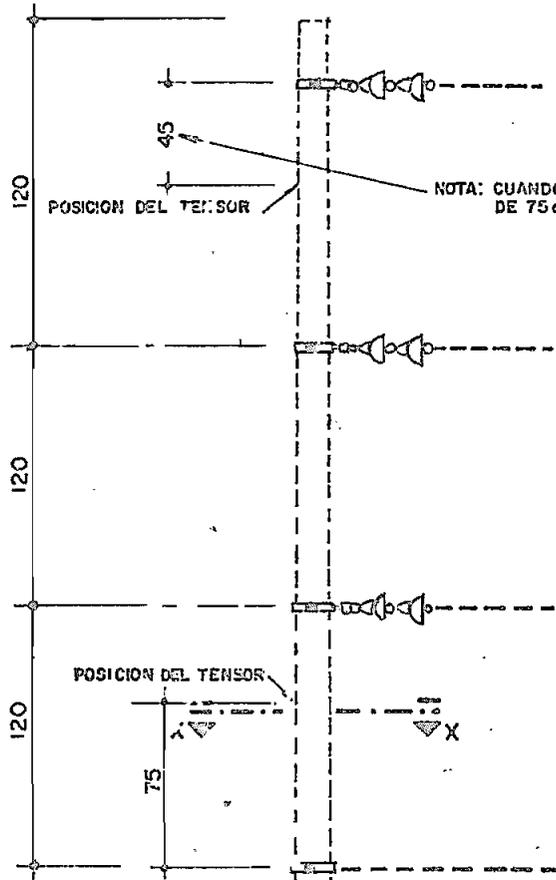
72/12.5 KV. TRES FASES  
CONSTRUCCION EN CRUCETA  
ANGULO 0° a 5°

ELABORADO	REFERENCIA
PROYECTO	FIGURA

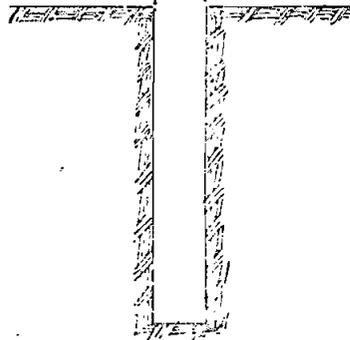


C2

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL	
7.2/12.5 KV-TRES FASES	
CONSTRUCCION EN CRUCETAS	
ANGULO 5° a 30°	
CARGA TRANSVERSAL MAXIMA 230Kg/m	
EJECUTADO	REFERENCIA
11/50	11/50



NOTA CUANDO LOS VANOS SON MENORES DE 50 m SE PUEDE REDUCIR ESTA DIMENSION A 70 cm.



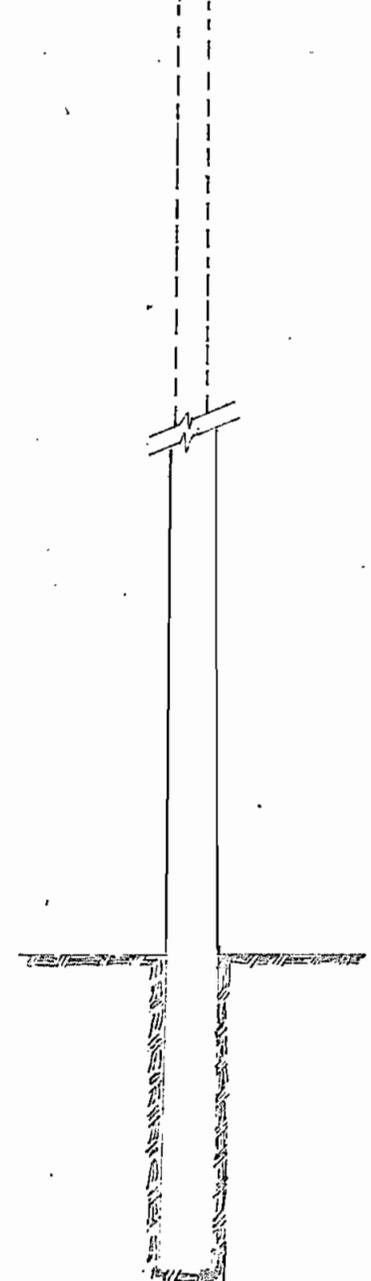
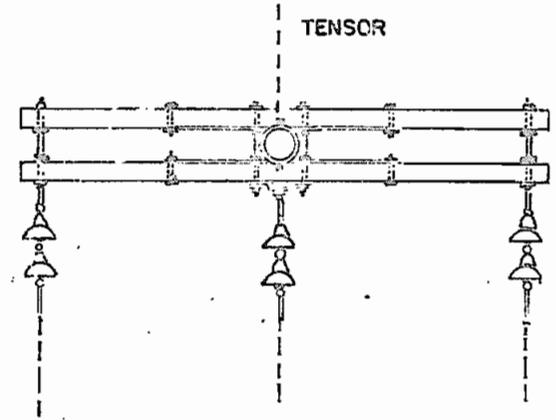
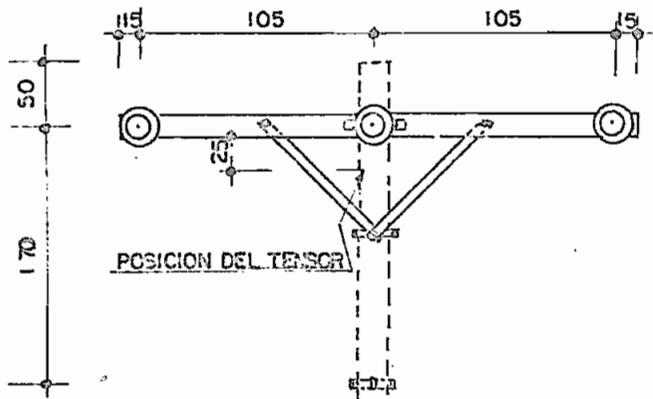
CORTE X - X

C3

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

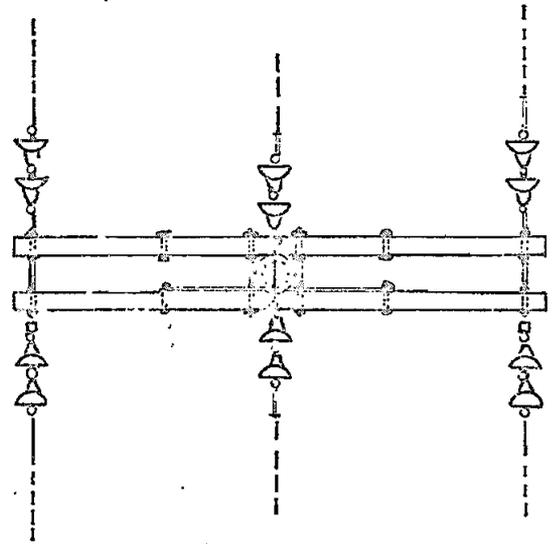
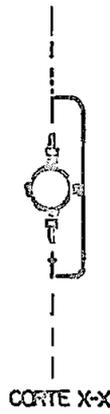
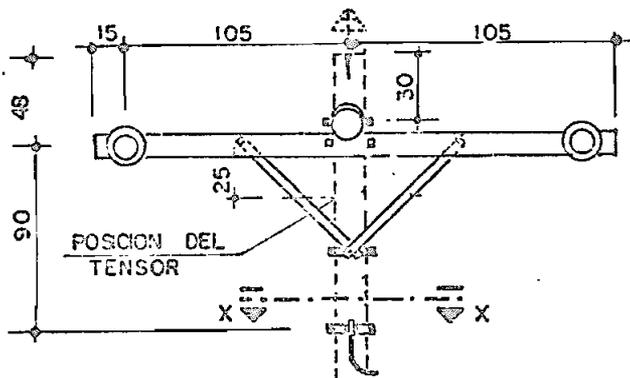
7.2/12.5 KV. - TRES FASES  
 CONSTRUCCION VERTICAL  
 ANGULO 30° a 60°

EJECUTIVO	REFERENCIA
PROYECTO	FECHA

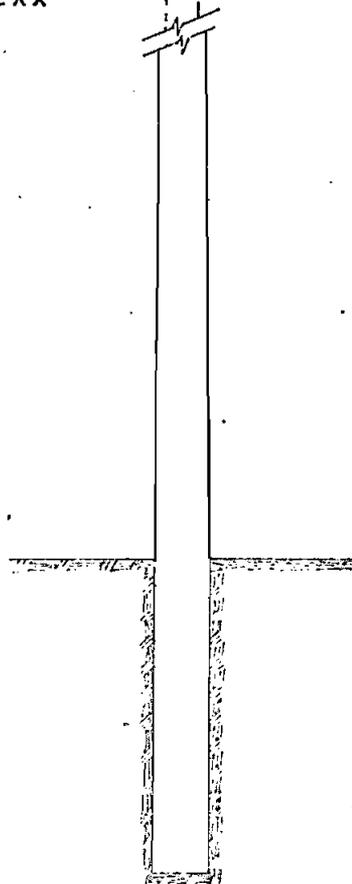


C7

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
7.2/12.5 KV - TRES FASES	
CONSTRUCCION EN CRUCETAS	
TERMINAL SIMPLE	
ELABORADO	REVISADO
DISEÑADO	PROYECTADO



PLANTA



C8

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
78/12.5 KV - TRES FASES	
CONSTRUCCION EN CRUCETAS	
TERMINAL DOBLE	
EJECUTIVO	DISEÑADOR
CONTADOR	FECHA

## VI SUBESTACIONES

Dentro de la labor de diseño de un Sistema de Subtransmisión o Distribución, juega un papel decisivo la elección de la subestación adecuada.

Un criterio básico para el correcto dimensionamiento de la instalación, sigue siendo el de la determinación acertada de la carga.

En los trabajos de Diseño de Subestaciones, deben tenerse en cuenta los siguientes factores:

1. Bajos costos de instalación,
2. Gastos de material reducidos,
3. Demanda mínima de espacio (de acuerdo a la zona)
4. Tiempos cortos de construcción,
5. Construcción sencilla,
6. Posibilidades de ensanche,
7. Satisfacción de todas las exigencias impuestas por la red en ese punto del sistema, respecto a carga, confiabilidad en el servicio y posibilidad de conexión,
8. Seguridad del personal de servicio,
9. Limitación al mínimo de las posibilidades de falla,
10. Posibilidad de realización de trabajos de mantenimiento y reparación, sin interrupciones en el servicio o con interrupciones de duración limitada,
11. Costos bajos de operación y mantenimiento.

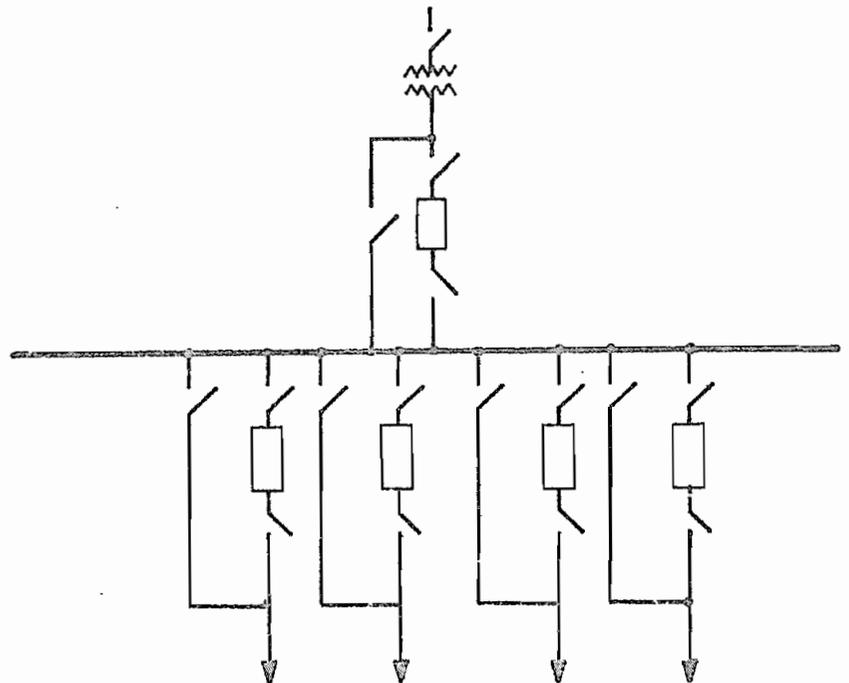
## VI.1 TIPOS :

De acuerdo a las exigencias del Sistema, en cuanto a confiabilidad de servicio, el barraje puede ser:

- a) Barra simple
- b) Barra principal y transferencia
- c) Doble
- d) Anillo

Las barras sirven para recibir la potencia de fuentes de Energía Eléctrica y la distribuyen entre las líneas de salida, constituyen un elemento fundamental en la mayoría de instalaciones de Potencia Eléctrica. La manera que están eléctricamente dispuestas juegan un papel importante en la segura e interrumpida entrega de energía al consumidor.

- a) BARRA SIMPLE :



Una instalación de barra simple, enseña el método de conexión de los circuitos entrantes y salientes, como es, ilustrado en la figura. La fuente de abastecimiento y las líneas de salida están conectadas por medio de breakers y de seccionadores.

La utilización del bypassing a través del cual la línea puede ser energizada durante el período en el cual el breaker está fuera de servicio en el caso de falla o mantenimiento de éste.

Este tipo de sistema no tiene seguridad en contra de fallas sobre la barra colectora o aisladores de la barra y dará como resultado desconexión de todos los circuitos conectados.

El número de circuitos que se desconecten puede ser disminuido añadiendo uno o más breakers seccionales en la barra y la máxima reducción se la puede obtener, cuando se pone cuantos breakers como circuitos existan.

Esto en la práctica no ha sido posible debido a los elevados costos de los equipos.

La principal ventaja entregada por un sistema de barra simple, es la simplicidad, el bajo costo y ocupa el menor espacio.

b) BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA:

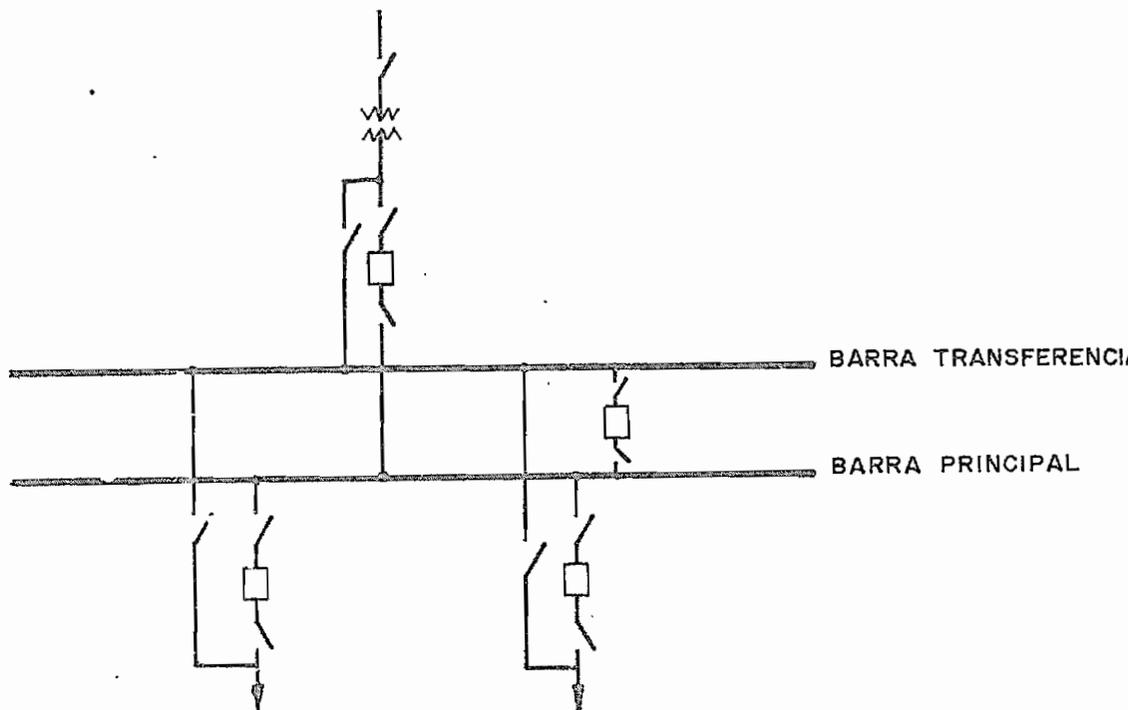
Una instalación de este tipo tiene dos barras colectoras usualmente llamadas, barra principal y barra de transferencia, con equipo arreglado de tal manera que:

Los circuitos entrantes y salientes puedan ser conectados a la barra principal por medio de un breaker o a la barra de transferencia por medio de suiches.

Este tipo de sistema tiene seguridad en caso de falla en la barra principal, con la desconexión de los breakers y la inmediata reconexión a través de suiches, a la barra de transferencia.

Un breaker de transferencia es previsto, por medio del cual las barras principal y de transferencia pueden ser conectadas juntas.

Esta clase de instalación tiene mayor flexibilidad, pero el costo del equipo es caro.

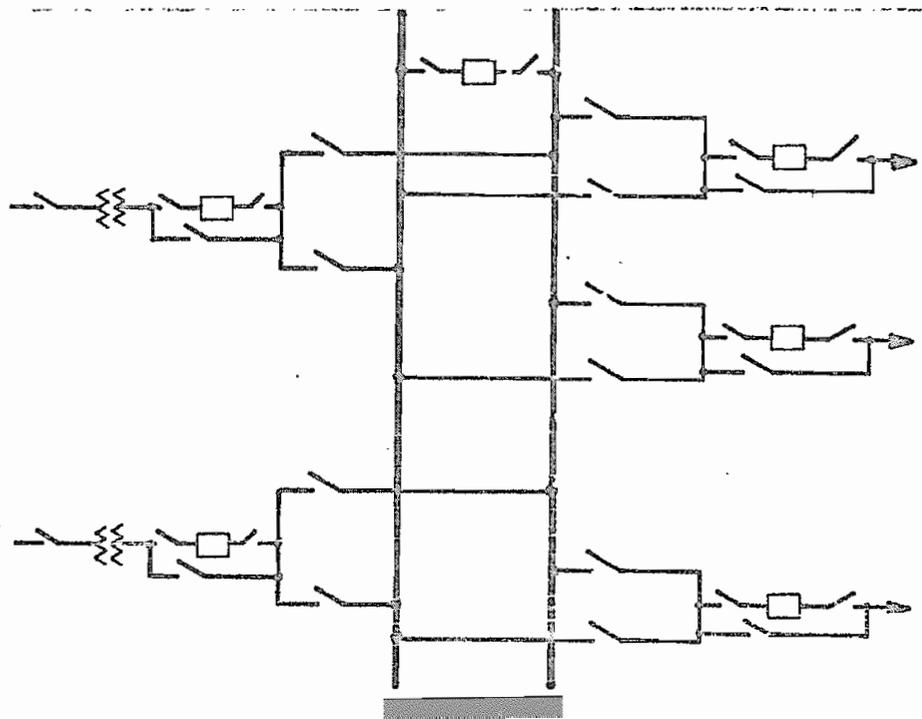


c) DOBLE :

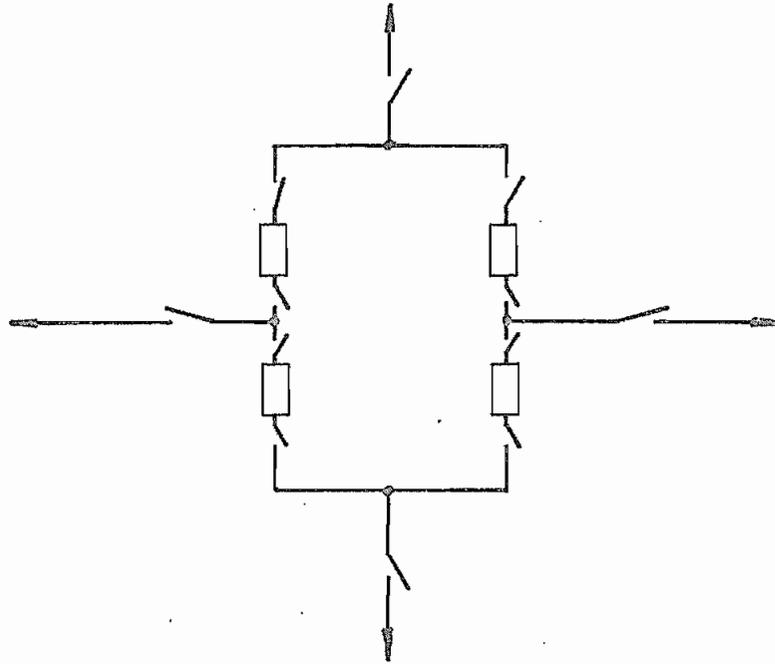
Una instalación de barra doble tiene dos barras principales con equipo arreglado, de tal manera que los circuitos entrantes y salientes, pueden ser conectados a cualquiera de las - barras por medio de suiches desconectores.

Este tipo de barra doble es adecuado para un sistema grande interconectado de potencia, en el cual la facilidad de agrupar los circuitos en una variedad de combinaciones es de mucha importancia, y brinda gran seguridad y flexibilidad. Esto se hace posible por el hecho de que cada circuito entrante o saliente tiene la posibilidad de ser conectado a cualquiera de las dos barras.

El efecto de una falla en una barra es el mismo que en el caso de barra simple, la pérdida de los circuitos conectados a la sección fallosa. La ventaja de la barra doble es que habilita a los circuitos al ser trasladados a la barra sin falla. Este sistema es muy costoso y ocupa mayor espacio, que el de barra simple.



d) ANILLO :



El sistema de barra en anillo dá mayor seguridad que el sistema de barra simple, debido a que hay disponible varias rutas alternativas para los circuitos salientes.

Una falla en cualquier sección del anillo interrumpe el servicio solamente al circuito conectado a la sección de la falla, la falla es aislada por medio de la abertura de los breakers de la barra.

El sistema de barra en anillo requiere más espacio que un sistema equivalente de barra simple y su costo es mayor.

Además de estas cuatro disposiciones básicas y de acuerdo al número y ubicación de interruptores y seccionadores, pueden plantearse numerosas posibilidades de conexión.

Con el fin de dar seguridad y flexibilidad se ha previsto para subestación de Santo Domingo, para 34,5 Kv. el tipo de barra principal y transferencia y para 13.6 barra tipo simple.

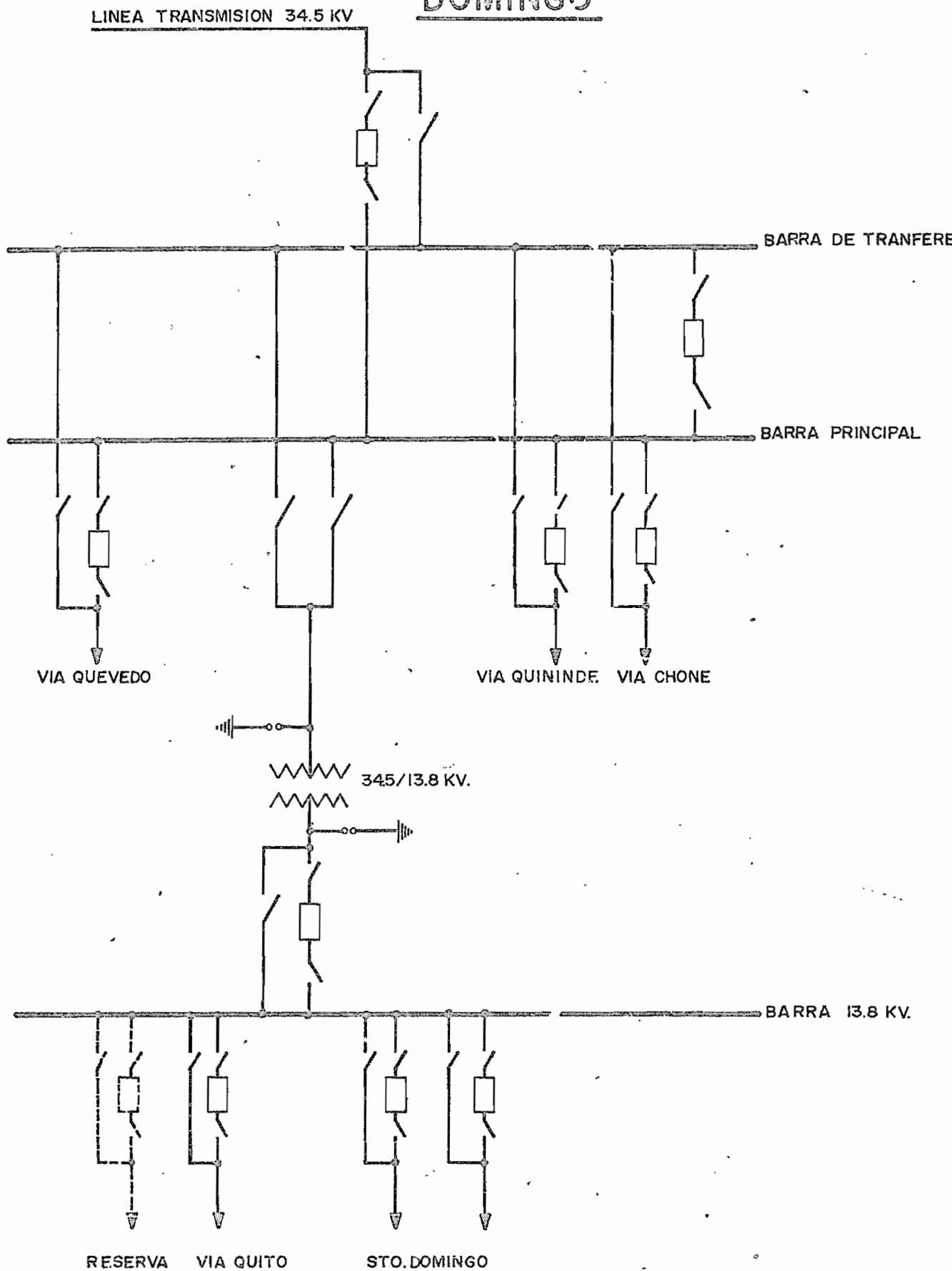
La Subestación de Santo Domingo, recibirá alimentación de alta tensión desde la correspondiente línea de transmisión a 34.5 Kv.

La línea de alimentación llegará a la barra principal y de transferencia como se muestra en la figura, dispondrá de salidas a 34.5 Kv. para alimentar a las vías de Quevedo, Chone y Quinindé.

Las barras colectoras de 13.8 Kv. estarán formadas de barras pesadas, los cuales dispondrán de 4 alimentadores primarios. Dos de ellos previstos para servir a Santo Domingo, uno para la vía Quito y otro de reserva.

# DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION SANTO

## DOMINGO



## VI.2 CAPACIDAD :

Las investigaciones establecidas en capítulos anteriores sobre carga de la zona, sobre sus características y sobre las tendencias de la demanda en el período establecido han determinado la configuración del sistema y con ello la ubicación y potencia de la Subestación, que debe cumplir la carga en cuestión.

La capacidad que se ha determinado para toda la Subestación del Sistema Eléctrico Santo Domingo es de 20.000 Kva. en 34.5 Kv. y dispondrá de un transformador de reducción 34.5/13.8 Kv. de 7500 Kva. para el Sistema de 13.8 Kv.

## VI.3 VOLTAJE :

De acuerdo a las necesidades de servicio se ha establecido el voltaje 34.5 y 13.8 Kv. para la Subestación.

Voltaje de 34.5 Kv. que servirá para Distribución Rural para las vías Quevedo, Chone y Quinindé.

Voltaje de 13.8 Kv. servirá para distribución a través de la vía Quito y para la ciudad de Santo Domingo a través de 2 primarios.

#### VI.4 ANALISIS DE COSTOS :

Se han analizado las siguientes consideraciones para la estimación de costos.

Proyecto y diseño de la subestación	₡	25.000
Adquisición de terreno		60.000
Construcción de la curva de comando		90.000
Construcción de fundaciones de hormigón armado para transformador e interruptores.		8.000
Construcción de fundación de H. Simple para estructuras y equipo liviano.		6.000
Construcción de canales para cables de control		8.000
Construcción de canales para circuitos trifásicos		7.000
Construcción de cerramiento de mampostería		20.000
Construcción de cerramiento de malla de alambre		10.000
Construcción de puerta y portón de cerramiento		20.000
Tratamiento del terreno		10.000
Montaje electromecánico completo de subestación		80.000
Supervisión		40.000
	₡	384.000

EQUIPOS Y MATERIALES :

Transformador 34.5 - 13.8 Kv. (7500 Kva)	₡	1'000.000
Equipo para medición e iluminación		100.000
Reconectores automáticos trifásicos		800.000
Equipo de Seccionamiento		195.000
Aisladores barras colectoras y accesorios		45.000
Material de instalación		10.000
Cables de fuerza aislados y accesorios		180.000
Conductores desnudos, conectores, varillas para puesta a tierra y accesorios		20.000
Material de cerramiento		10.000
Perfiles de hierro		.100.000
		<hr/>
	₡	2'460.000
Proyecto y construcción	₡	384.000
Equipos y materiales		2'460.000
		<hr/>
	₡	2'844.000

VII. ANÁLISIS DE COSTOS TOTALES :

De acuerdo al estudio de estimación realizado para líneas de 34.5, 13.8 Kv. y subestación a construirse en el área de Santo Domingo, un costo aproximado será:

Línea a 34.5 Kv.

Vía Quinindé	6'879.000
Vía Chone	4'374.000
Vía Quevedo	5'252.000

Línea a 13.8 Kv.

Primarios Santo Domingo	1'214.000
Vía Quito	2'321.000

Subestación Santo Domingo.                      2'844.000

TOTAL    \$/    22'884.000

### VIII. CONCLUSIONES .

De acuerdo al resultado del estudio realizado para las vías Chone, Quinindé y Quevedo, la factibilidad de subtransmitir y distribuir al voltaje 20/34.5 Kv es completamente justificable por las siguientes razones:

1. La longitud y capacidad actual de las líneas requieren del voltaje a 34.5 Kv en lugar del voltaje a 13.8 Kv. que no cubre los límites de regulación admitidas.
2. La capacidad de carga del sistema a 34.5 Kv, para un mismo conductor es de 2 1/2 veces la del sistema a 13.8 Kv para un alimentador limitado por corriente y 6 1/4 veces para un alimentador limitado por caída de tensión.
3. Al igual que tensiones cada vez mayores en línea de transmisión ha sido una necesidad económica, así mismo también lo es en las tensiones de distribución.
4. A igualdad de disponibilidad de tensiones la utilización del sistema 20/34.5 Kv para alimentar cargas monofásicas y trifásicas son más económicas que el sistema a 13.8 Kv.
5. Un abonado conectado al sistema 20/34.5 Kv goza de mayor confiabilidad de servicio que un abonado conectado al sistema 13.8 Kv.

BIBLIOGRAFIA

- BUCHHOLD - HAPPC'LDT      Centrales y Redes Eléctricas  
(Barcelona Editorial Labor S.A. 1970)
- MARCELIC P.                      Líneas y Redes Eléctricas  
(Buenos Aires: Ediar Soc. Ano.  
Editores, 1967)
- JACINTO VIQUEIRA LANDA      Redes Eléctricas  
(México, DF. 1969)
- ZOPPETTI GAUDENCIO          Redes Eléctricas - Tercera Edición  
(Barcelona: Editorial Gustavo Gili. S.A.  
1965)
- ZOPPETTI GAUDENCIO          Estaciones Transformadoras y de Distri-  
bución  
(Barcelona: Editorial Gustavo Gili. S.A.  
1966)
- LUIS MARIA CHECA              Líneas de Transporte de Energía  
(Barcelona, Boixareu Editores, 1973)
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, ELECTRICAL AND  
DISTRIBUCION, REFERENCE BOOK (Central Station Engineers of  
the Westinghouse, 1950).
- A.E. KNOWLTON                  Manual Standar del Ingeniero Electricis-  
ta Tomos I y II  
(Barcelona, Editorial Labor S.A. 1967)

BIBLIOGRAFIA

- TECNO CONSULT CARACAS      Factibilidad 34.5 Kv. Distribución  
en zonas Rurales  
(Venezuela 1973)
- NACIONES UNIDAS              Estudio sobre la Electricidad en  
América Latina Volumen I  
(México 1962)
- INGS. PLACENCIA, JURADO, y RECALDE      Plan de Electrificación  
Rural.- Informe Técnico (1973)