

-I-

CABLE DE POTENCIA PARA LA INTERCO-
NEXION ENTRE GUAYAQUIL Y DURAN

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION DE ELEC-
TRICA DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

LUIS. A. MANCERO GALLEGOS

QUITO, Diciembre de 1971.

CERTIFICO, QUE EL PRESENTE TRABAJO HA SIDO REALIZADO INTEGRAMENTE POR EL SEÑOR LUIS MANCERO GALLEGOS.



ING. ALFREDO MENA P.

Director de Tesis

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi agradecimiento al señor Ing. Alfredo Mena P, Director de Tesis, quien con sus consejos, sugerencias y críticas ha hecho posible la mejor realización de este trabajo.

PROLOGO

El propósito de este estudio, es analizar la posibilidad de transmitir la energía eléctrica mediante cables aislados, desde la ciudad de Durán hasta Guayaquil una vez - que el Proyecto Hidroeléctrico de la Cola de San Pablo, programado por INECEL, se haya hecho realidad.

Las dos ciudades están separadas por el Río Guayas y sobre éste se halla el puente de la UNIDAD NACIONAL. Esta circunstancia hace que se estudie dos alternativas de instalación.

ALTERNATIVA I, "Instalación por el Puente", en la que se selecciona el tipo de cable apropiado, capaz de soportar la temperatura, la humedad, los esfuerzos mecánicos, las vibraciones etc., a que estarán sometidos los cables en este tipo de instalación.

ALTERNATIVA II, "Instalación Subfluvial", en la que se escoge un cable de características submarinas para que sea tendido directamente sobre el lecho del Río.

Luego se realiza un balance técnico - económico de las dos alternativas, con el fin de determinar la más adecuada.

Cabe señalar, que la primera etapa del Proyecto Paute (200 Mw.) debe entrar en servicio, en el mes de Octubre de 1977, según la programación del Sistema Nacional Interconectado hecha por INECEL. Es natural esperar que durante este período 1971 - 1977, se logren considerables progresos en la fabricación de cables aislados, progresos que deben ser tomados en cuenta para la instalación definitiva.

INDICE GENERAL

	Pág.
I. PROLOGO	1
II. GENERALIDADES DEL PROYECTO	6
Proyección de la demanda máxima.- Capacidad instalada del Sistema.- Potencia a transmitirse por los cables.	
III. LOCALIZACION DE LOS CABLES	11
Ubicación de los terminales.- Longitud y profundidad de la ruta escogida.- Variación de las mareas.- Acidez y salinidad del agua.- Otros agentes destructivos.- Sedimentación.- Dirección y ancho de las corrientes.- Forma de instalación por el Puente.- Dimensiones del ducto.- Temperatura y humedad.	
IV NIVEL DE AISLAMIENTO	20
tensión y tipo del sistema de transmisión.- BIL.	
V ESTUDIO DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS CABLES	25
Dieléctrico.- Estabilidad del dieléctrico .- Rigidez dieléctrica.- Permitividad y factor de potencia del dieléctrico.- Efecto corona interno.- Dimensionamiento de los cables.- Protección contra la humedad.- Protección contra la corrosión.- Corriente nominal de los cables.- Calentamiento debido a la co -	

Corriente nominal.- Calentamiento debido a la corriente de cortocircuito.- Corriente de carga del cable.- Esfuerzos mecánicos producidos por la corriente de cortocircuito.- Resistencia a la torsión, al doblamiento, a la presión externa, flexibilidad.-

VI.	SELECCION DE LOS CABLES	74
	Introducción.- Cable sólido.- Cable de aceite de baja presión.- Cable de aceite de alta presión.- Cables de gas de presión externa e interna.-	
VII.	EL CALENTAMIENTO DEL CABLE EN DUCTO	79
	Disipación de calor.- Reducción de la capacidad nominal del cable.- Enfriamiento.	
VIII.	ESTUDIO ECONOMICO	84
	Consideraciones.- Costo anual de la Alternativa I.- Costo anual de la Alternativa II.	
IX.	SELECCION DE LA ALTERNATIVA	87
X	CONCLUSIONES	89

CAPITULO II

GENERALIDADES DEL PROYECTO

2.1 PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA. El servicio de energía eléctrica en el Ecuador, actualmente está en manos de empresas eléctricas y municipios, que sirven a pequeños sistemas aislados; para el futuro, se ha programado la interconexión de estos sistemas de modo que estén servidos por grandes centrales hidroeléctricas y talvez térmicas.

En el caso presente por ejemplo, el sistema Salinas - Santa Elena, se anexará al sistema Guayaquil en 1980; por tal motivo los cables aislados, tendidos entre Durán y Guayaquil, deben ser capaces de transmitir la energía que necesite el sistema integrado Guayaquil - Salinas - Santa Elena.

La proyección de la demanda máxima de los dos sistemas, para el período 1975 - 1995 (L1) está detallada en Anexo II-1.

El resumen de esta proyección se tabula a continuación:

Año	Demanda Máxima (Mw.)		Total
	<u>Guayaquil</u>	<u>Salinas-Sta.Elena</u>	
1975	113.8		113.8
1980	172.4	3.69	176.09
1985	255.8	5.19	260.99
1990	376.8	7.36	384.16
1995	520.0	10.50	530.50

Tac
Salinas
1975
1995
1975
1995

2.2 CAPACIDAD INSTALADA DEL SISTEMA GUAYAQUIL-SALINAS-SANTA ELENA. La ciudad de Guayaquil está servida desde 1925 por la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC).

Esta Empresa tiene en la actualidad una capacidad instalada neta de 98.5 Mw., proporcionada por centrales diesel, vapor, y gas; para 1973 EMELEC ha previsto la instalación de una central de vapor de 50 Mw. En el Anexo II-2, se muestra de un modo detallado la capacidad de las distintas centrales eléctricas que posee EMELEC.

El sistema Salinas - Santa Elena, cuenta con una capacidad instalada de 3.6 Mw.

2.3 POTENCIA A TRANSMITIRSE POR LOS CABLES. Es importante recalcar, que este estudio se limita al período 1975-1995, período en el cual, tres etapas del Proyecto Paute deben entrar en servicio. La decisión de construir las etapas restantes del proyecto, estará supeditada a las necesidades del mercado.

La potencia que deben transmitir los cables aislados a partir de 1977, crece anualmente en forma gradual y alcanza un valor de 403 Mw., en 1995.

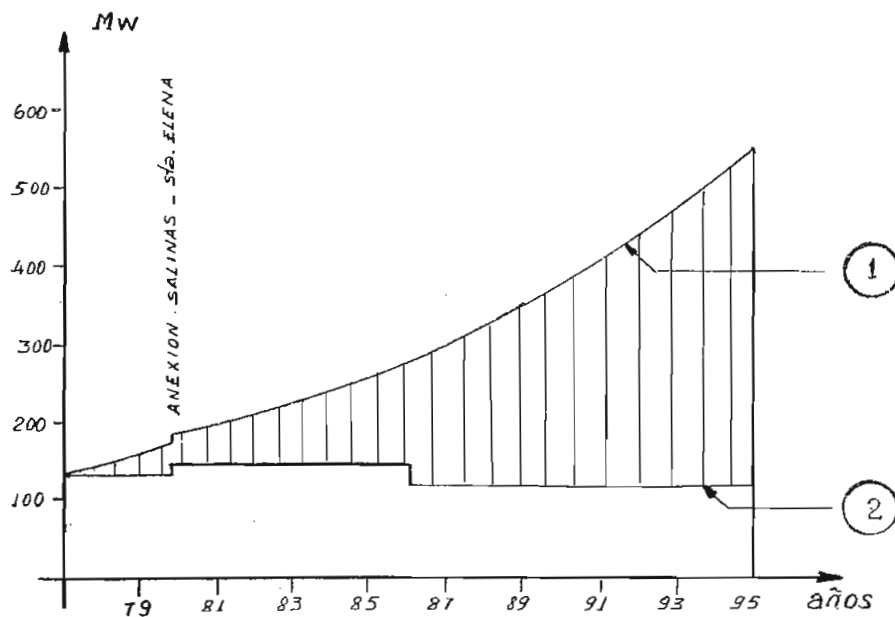


Figura 1

- ① Curva de demanda máxima del sistema.
- ② Capacidad instalada del sistema.

Esta potencia, (fig. 1) es la diferencia entre la demanda máxima y la capacidad instalada del sistema.

-9-
(MEGAVATIOS)

AÑO	DEMANDA MAXIMA		TOTAL
	Guayaquil	Salinas - Sta. Elena	
1975	113,8		113,8
1976	123,7		123,7
1977	134,4		134,4
1978	146,4		146,4
1979	158,7		158,7
1980	172,4	3,69	176,09
1981	187,0	3,96	190,96
1982	202,7	4,21	206,91
1983	219,0	4,52	223,52
1984	236,7	4,87	241,57
1985	255,8	4,19	260,99
1986	276,4	5,58	281,98
1987	298,6	5,94	304,54
1988	322,7	6,42	329,02
1989	348,7	6,83	355,53
1990	376,8	7,36	384,16
1991	402,1	7,96	410,06
1992	430,0	8,60	438,60
1993	458,2	9,20	467,40
1994	489,0	9,85	498,85
1995	520,0	10,50	530,50

DEMANDA MAXIMA DEL SISTEMA TOTAL Anexo II-1

centro de información

(Megavatios)

Centrales	1969	1970	1971-1972	1973-1976	1977
<u>Generación:</u>					
Diesel	13.6	13.6	13.3	13.5	-
<u>Vapor:</u>					
2 x 5 MW (1)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
2 x 10 MW	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
1 x 4.5 MW - APD	4.5	4.5	4.5	4.5	-
Salinas I	-	33.0	33.0	33.0	33.0
Salinas II	-	-	-	33.0	33.0
<u>Turbina de vapor:</u>					
	13.5	13.5	13.3	13.3	13.5
TOTAL	61.5	94.5	94.3	144.5	126.5
Sobrecarga del sistema vapor: 14.5%	4.3	3.5	3.5	14.7	14.1
Capacidad bruta	65.8	108.0	108.0	159.2	140.6
Uso en la Central: 5.5%	2.6	4.5	4.5	7.2	7.0
CAPACIDAD NETA	63.2	93.5	93.5	152.0	133.6
<u>Salinas-Santa Elena:</u>					
Diesel	-	-	-	-	3.6
TOTAL	-	-	-	-	137.2
Nota (1): Retiro en 1986 de 5 MW Retiro en 1992 de 5 MW					

Capacidad instalada del sistema total

CAPITULO III

LOCALIZACION DE LOS CABLES

3.1 UBICACION DE LOS TERMINALES. Los terminales de los cables están localizados en el mapa topográfico de la zona (Anexo III-1), compilado por el Instituto Geográfico Militar.

3.2 LONGITUD Y PROFUNDIDAD DE LA RUTA ESCOGIDA. La longitud de los cables para cada tipo de instalación es :

Alternativa I, por el puente 4.500 m.

Alternativa II, subfluvial 2.300 m.

En el caso de la instalación subfluvial, es importante conocer el perfil del río, en el sitio escogido para el cruce de los cables. El perfil que aquí se dispone (Anexo III-2) fue proporcionado por el extinguido Comité de Vialidad del Guayas y corresponde al sitio por el cual, se hace el servicio regular de navegación entre Durán y Guayaquil y que en el mapa topográfico se señala como Embarcadero a Durán.

Este perfil que se ha tomado como referencia, por pertenecer a un sitio muy próximo a la ruta escogida para la

instalación, es bastante regular y tiene una profundidad media de 6 m. medida desde el nivel medio del mar.

3.3 VARIACION DE LAS MAREAS. El río Guayas tiene una gran influencia marina, por estar a pocos kilómetros de su desembocadura en el Océano Pacífico. La variación del espacio horizontal en las riveras del río entre pleamar y bajamar es de aproximadamente 20 m.

3.4 ACIDEZ Y SALINIDAD DEL AGUA. El análisis químico del agua del río, arrojó los siguientes resultados :

0.35%	Materia sólida disuelta
0.27%	Compuestos sodíacos (0.25% de NaCl)
0.007%	Sales potásicas
0.014%	Compuestos de calcio
0.059%	Compuestos de magnesio

Este análisis servirá en capítulos posteriores para escoger la protección adecuada del cable.

3.5 OTROS AGENTES DESTRUCTIVOS. Debido a la poca profundidad del río, la navegación es relativamente escasa, de modo que el peligro debido al tráfico marítimo es casi nulo; por otro lado, tampoco existe peligro subfluvial alguno por rocas sumergidas o barcos fondeados etc., es de-

cir, no hay agentes destructivos, que obliguen a tomar precauciones especiales en la instalación subfluvial.

3.6 SEDIMENTACION. Informes dados por la Cia. MENA-ATLAS encargada del dragado en el sitio de la Puntilla, indican que la arena en suspensión, se deposita formando bancos en tres lugares: La Puntilla, La Harinera, y la isla Santay, estos bancos de arena se los puede apreciar en el Anexo - III-1. En la ruta escogida para la instalación de los cables, tanto la sedimentación por suspensión como la de arrastre son bastante pequeñas.

3.7 DIRECCION Y ANCHO DE LAS CORRIENTES. Aunque esto es más importante para el caso de instalaciones submarinas, vale la pena indicar el valor de la velocidad media del río Guayas.

La mayor velocidad media registrada en la estación Meteorológica e Hidrológica del Muelle Fiscal de Guayaquil, durante el período 1963 - 1970 es de 1.18 m/seg. (L2)

3.8 FORMA DE INSTALACION POR EL PUENTE. Originalmente se creyó que los ductos existentes bajo las aceras del puente de la UNIDAD NACIONAL, podrían servir para alojar cables de potencia de voltajes elevados, pero debido a sus reducidas dimensiones (fig. 2), en estos ductos tan

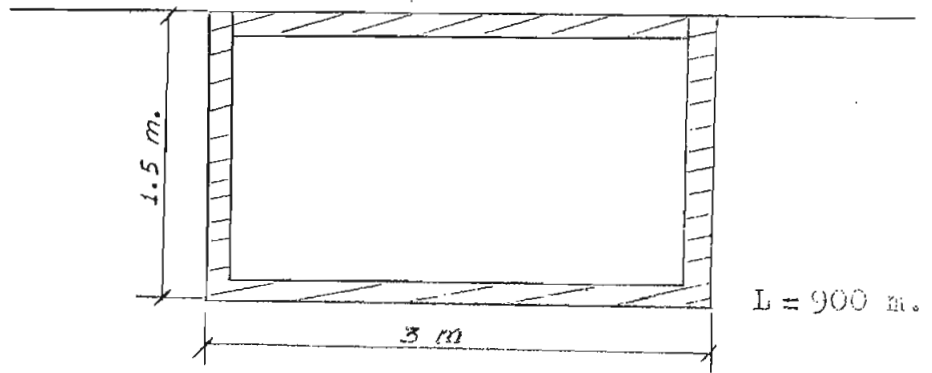


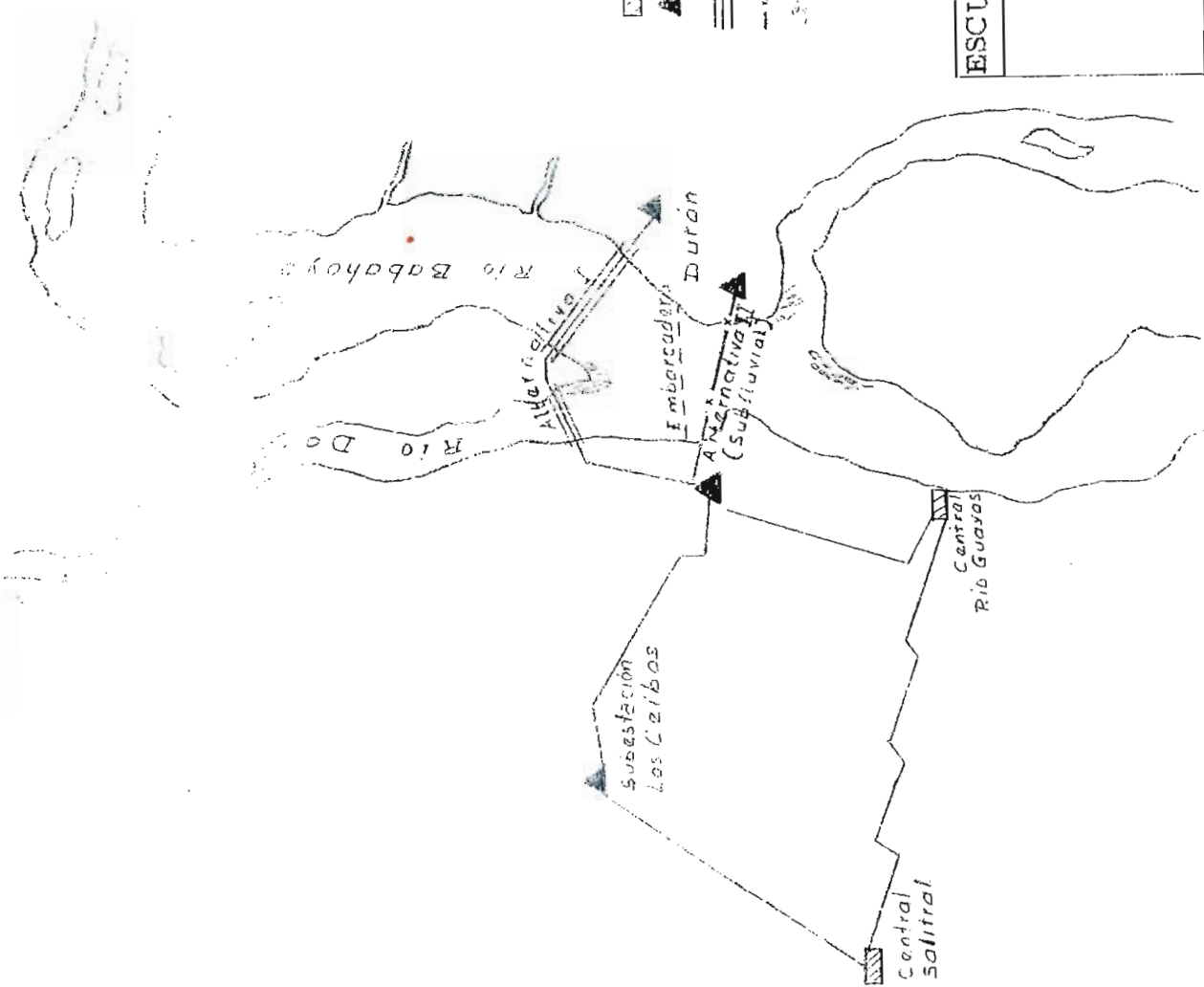
Figura 3

Las normas seguidas para el cálculo de las dimensiones del ducto, se estudian más detalladamente en el capítulo VII.






3.10 TEMPERATURA Y HUMEDAD. En el Anexo III-4, se encuentran tabulados los datos de temperatura y humedad, - los mismos que fueron proporcionados por la Dirección de Aviación Civil, y corresponden a la estación meteorológica "Aeropuerto Guayaquil".

Estos datos servirán posteriormente para determinar la corriente nominal de los cables en el caso de la temperatura, y la protección adecuada de los mismos en el caso de la humedad.

2



LEYENDA

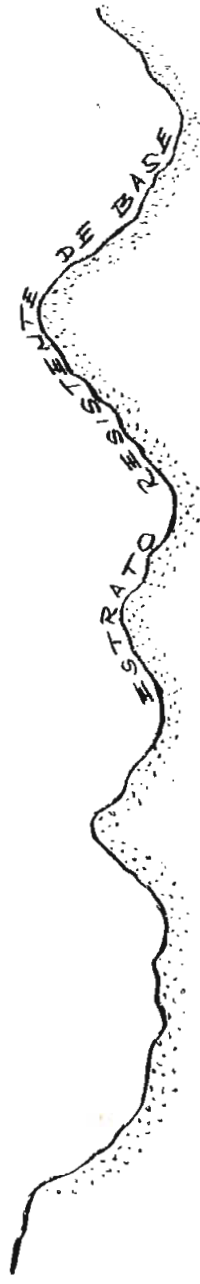
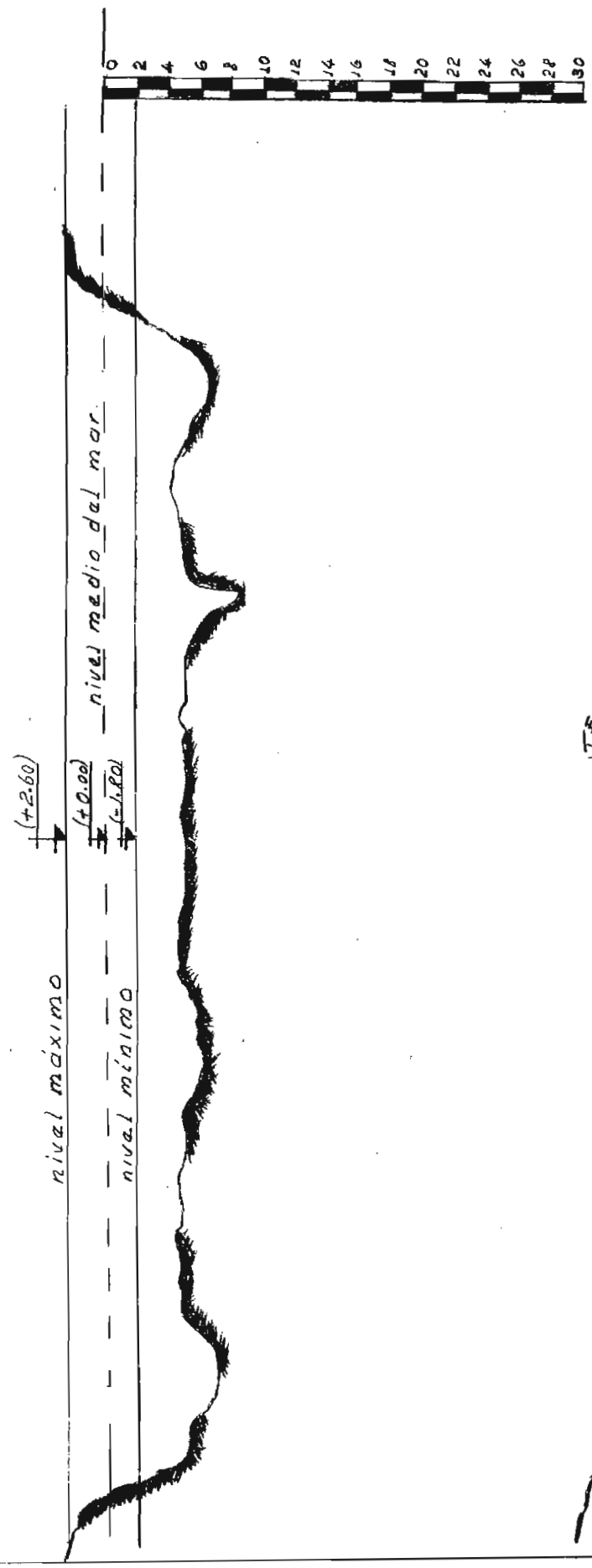
-  Central Térmica
-  Subestación
-  Cable por el Puente
-  Cable Subfluvial
-  Bancos de Arena

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

CRUCE DEL RIO GUAYAS
CROQUIS DEL SISTEMA

Esc 1:100.000 | Anexo III-1

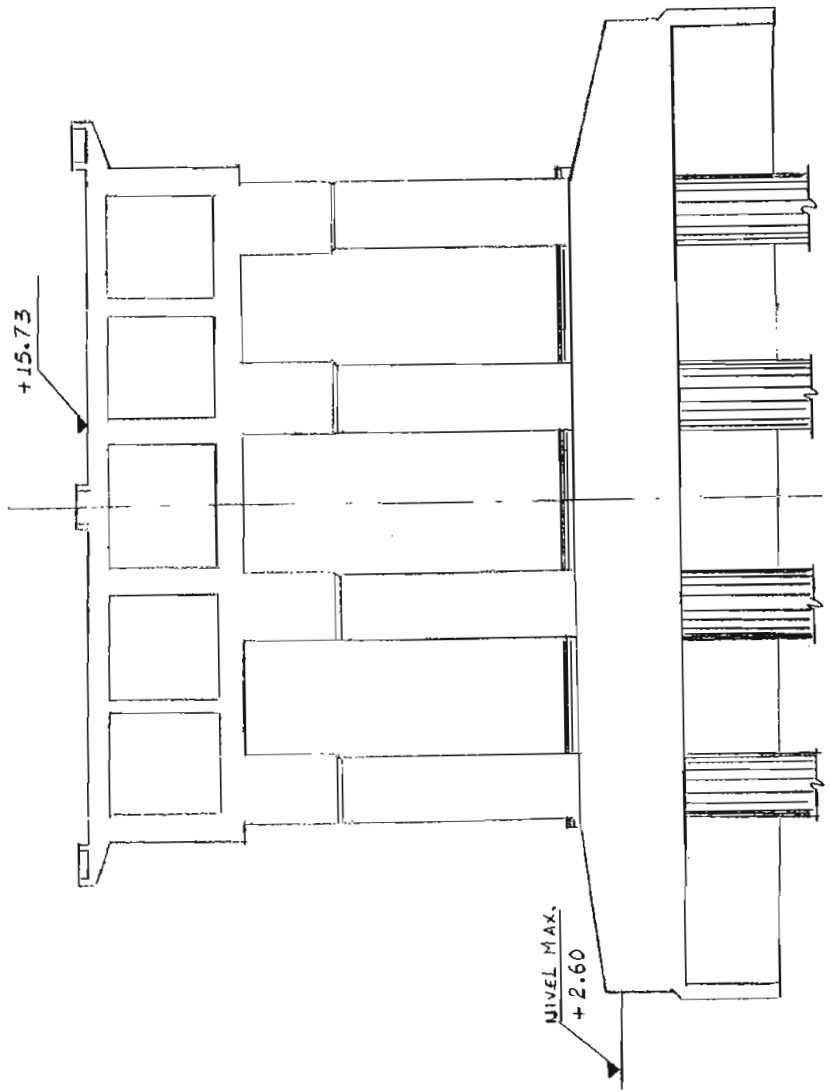
PERFIL DEL RIO GUAYAS



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 CRUCE DEL RIO GUAYAS
 PERFIL DEL RIO
 Esc. Horizontal: 1: 12,000
 Esc. Vertical: 1: 400

XII-71 Anexo III-2

SECCION TRANSVERSAL DEL
PUENTE



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
SECCION TRANSVERSAL
DEL PUENTE
Esc. 1:200 Anexo III-3

máx?

	Temperatura a la Sombra			Humedad Relativa Atmosférica		
	Máxima °C	Mínima °C	A las 19 h. °C	Máxima %	Mínima %	Media al mes %
Enero	35.0	20.1	31.4	97	46	70
Febrero	34.9	22.0	32.0	98	44	71
Marzo	34.4	21.8	30.6	99	53	80
Abril	33.8	22.8	30.0	100	56	81
Mayo	33.4	22.1	30.0	95	60	79
Junio	33.0	22.0	29.6	97	55	79
Julio	32.2	18.4	28.8	92	53	77
Agosto	32.2	18.6	28.6	91	52	75
Septiembre	32.6	19.8	29.6	90	52	73
Octubre	32.8	19.5	27.6	86	46	73
Noviembre	33.1	20.4	29.2	89	51	72
Diciembre	34.4	22.2	30.1	95	49	70

En el momento que se hizo la medición...

Datos de la Estación Meteorológica: Aeropuerto Guayaquil

CAPITULO IV

NIVEL DE AISLAMIENTO

345 Kv
de Durán

4.1 TENSION Y TIPO DEL SISTEMA DE TRANSMISION. En Durán se instalará la subestación de llegada de la línea Pante - Durán de 345 Kv; de esta subestación partirán líneas de 138 Kv para servir a las provincias de El Oro, Los Ríos, Loja y Manabí. En la ribera opuesta, se tiene el anillo de subtransmisión de Guayaquil a una tensión de 69 Kv.

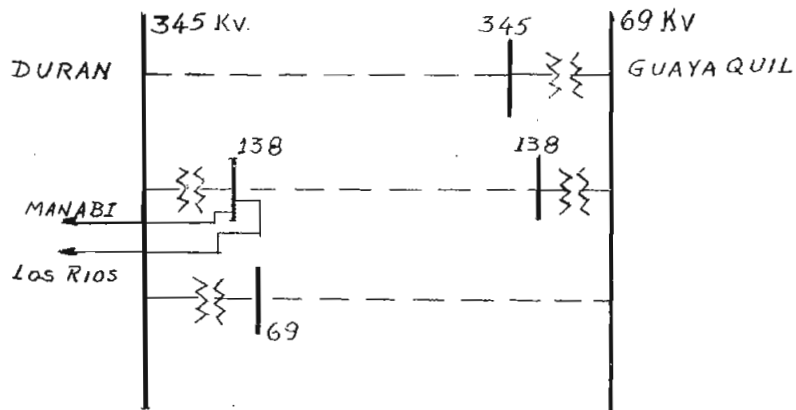


Figura 4

Estos niveles de tensión disponibles, consecuentemente circunscriben la selección del voltaje de transmisión de los cables, al estudio de tres tensiones: 69, 138 y 345kv.

En la figura 4 se aprecia que la posibilidad de trans-

mitir la potencia mediante cables de 138 Kv, encierra la necesidad de instalar una subestación adicional, para bajar de 138 a 69 Kv. La capacidad de esta subestación sería del orden de los 500 Mva, lo que naturalmente significa un sobreprecio aproximado de 100 millones de sucres con relación a los dos voltajes de transmisión restantes. Por esta razón en la Tabla 1, se presenta de un modo sintetizado únicamente las ventajas y desventajas de la instalación de cables de 69 y 345 Kv.

*138KV
puede ser bueno
para la transmisión*

TABLA 1

	69 Kv	345 Kv
Número de instalaciones (circuitos)	3	1
Potencia correspondiente a cada circuito	135 Mw	410 Mw
Número de cables	9	3
Costo de la inversión total por milla	\$.10'800.000	\$.7'800.000
Costo anual por milla hasta 1985	\$.468.000	\$.1'014.000
Costo anual por milla hasta 1990	\$.936.000	\$.1'014.000
Costo anual a partir de 1990	\$.1'404.000	\$.1'014.000

TABLA 1- Continúa en la página siguiente

TABLA 1 - Continuación

	69 Kv	345 Kv
Si no se construye Pauta III, el costo de la inversión por milla es:	\$7'200.000	\$7'800.000
El desperdicio de capacidad en estas condiciones será	-	135 Mw
Si solo se construye Pauta I, el costo de la inversión por milla es:	\$3'600.000	\$7'800.000
El desperdicio de capacidad en estas condiciones será:	-	270 Mw
Porcentaje de potencia que transporta cada circuito, con relación a la demanda máxima de 1995	26%	78%
Número de juntas	menor	mayor
Facilidad de instalación	mayor	menor
La instalación subfluvial	Directamente sobre el lecho de Río	Por un túnel bajo el Río

En los valores del costo anual presentados, no se incluye el costo de las pérdidas.

Las pérdidas en el dieléctrico, en cables de 345 Kv -

son mucho mayores que en los cables de 69 Kv, por lo que el costo anual en aquellos cables será más elevado.

La construcción de un túnel bajo el Río elevaría tremendamente el costo de la instalación de 345 Kv.

discriminante
eliminar
69 Kv.

De esta Tabla se concluye que la tensión más conveniente es la de 69 Kv. Además, como la potencia que se transmitirá en cada circuito trifásico es 135 Mw, los cables deben ser del tipo conocido como UNIPOLARES.

4.2 BIL. Las dos alternativas de instalación que se estudian para el cruce del Río Guayas, pertenecen al tipo de "Instalación no expuesta"; esto significa que los cables no estarán sujetos a sobrevoltajes directos de origen atmosférico.

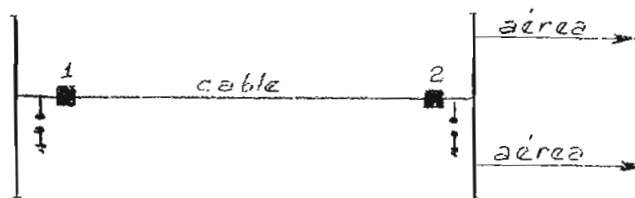


Figura 5

Como todo disyuntor que protege cables aislados no tiene reconector, las sobretensiones producidas por la ma-

manobra de los mismos no son elevadas en sistemas de 69 Kv; en este caso por ejemplo, el mayor voltaje de maniobra que soportará el cable es dos veces el voltaje máximo fase-neutro (113 Kv), al cerrar el disyuntor 1 cuando el disyuntor 2 está abierto.

Ahora bien, la rigidez dieléctrica del papel impregnado en aceite - como se ve en el capítulo V - es 2000 kv/cm para ondas de choque 1/50 micro segundos; en este caso como el espesor del aislante es 0.82 cm, la rigidez dieléctrica del cable será alrededor de 1600 kv. Esta rigidez es grande en comparación con el Nivel Básico de Aislamiento - (BIL) que tienen los disyuntores y terminales de los cables.

Según las Normas CEI, el BIL para disyuntores y terminales instalados en sistemas de 69 Kv es igual a 350 Kv - con ondas de choque normalizadas no mayores de 1.5/40 micro segundos.

Para proteger a los cables de los sobrevoltajes refragados, que pudieren presentarse por descargas atmosféricas en la línea aérea de 69 Kv de Guayaquil, será necesario instalar pararrayos a los extremos de los cables.

CAPITULO V

ESTUDIO DE LAS CARACTERISTICAS DE LOS CABLES

5.1 DIELECTRICO. Para cables de potencia de 69 kv en adelante, el papel como dieléctrico es la más económica de las alternativas y posee además, buenas cualidades mecánicas y dieléctricas.

5.2 ESTABILIDAD DEL DIELECTRICO. El papel KRAFT que se utiliza de dieléctrico en cables aislados es higroscópico, es decir, tiene una alta capacidad para absorber la humedad.

La presencia de humedad en el papel es muy perjudicial porque debilita su estructura molecular debido a la formación de radicales hidroxilo; esta desventaja asociada con ciertas impurezas (sales) que contiene el papel, incrementan el valor del factor de potencia del dieléctrico, lo que a su vez se traduce en un aumento de las pérdidas en dieléctrico y en un envejecimiento más acelerado del mismo.

Como se ve, el papel no puede usarse por sí solo como material aislante, de modo que necesita cierto tratamiento especial. Mediante un cuidadoso lavado se eliminan las

sales que contiene el papel y que son solubles en el agua; luego se procede al secado para eliminar la humedad, y finalmente se impregna el papel con un aceite fluído similar al que se usa en los transformadores.

Las propiedades generales del aceite que se emplea para la impregnación son las siguientes: (L3, L4)

Peso específico	0.865 - 0.885 gr/cm ³
Viscosidad a: 20 °C.....	28 - 35
50 °C.....	9 - 10.5
100 °C.....	3 - 3.3
Punto de solidificación	-30 °C
Punto de inflamación	150 - 170 °C
Constante dieléctrica	2

Con el tratamiento de secado e impregnación, se consigue una buena estabilidad química y dieléctrica del papel, de modo que puede operar satisfactoriamente a temperaturas altas (80 - 85 °C).

Un resumen de las propiedades generales del papel impregnado en aceite es: (L4, L5)

Peso específico	1.45 gr/cm ³
Espesor	0.1 - 0.17 mm
Resistencia a la tracción	400 - 800 Kg/cm ²
Constante dieléctrica	3.5 - 4.3
Conductividad térmica	0.004 wátios/cm ² °C

5.3 RIGIDEZ DIELECTRICA. La rigidez dieléctrica eficaz

del papel impregnado en aceite es: (L4, L5)

Forma de los electrodos	$\frac{\text{Kv/cm}}{\text{seg.}}$
Espesor	0.1 mm
Rigidez, a frecuencia industrial, por "corto tiempo"	14 Kv
Rigidez, a frecuencia industrial, por 1 minuto	10 kv
Rigidez, con ondas de choque 1/50 micro segundos	2.000 Kv/cm

En la figura 6 se presenta la curva voltaje - tiempo de ruptura del aislante para cables aislados con papel impregnado

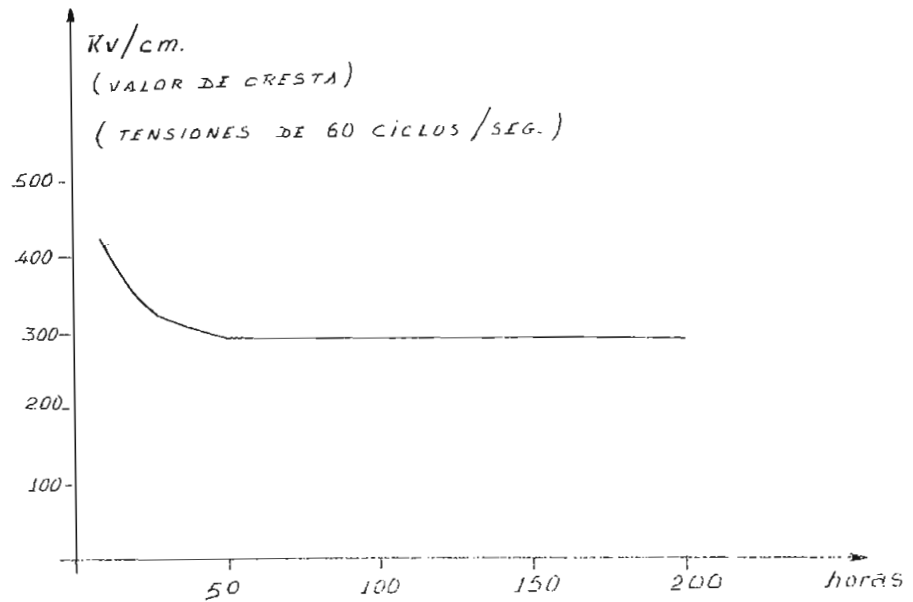


Figura 6

5.4 PERMITIVIDAD Y FACTOR DE POTENCIA DEL DIELECTRICO.

La permitividad relativa o constante dieléctrica, como se ha visto al hablar de las propiedades del papel impregnado varía entre 3.5 y 4.3, sinembargo, para efectos del cálculo de la Capacitancia de los cables se escoge 3.7 como valor típico.

El factor de potencia a la temperatura de 85 °C y a una frecuencia de 50 Hz, es 0.0025. (L4, L13)

Como los cables operarán en un sistema de 60 Hz, se debe calcular el factor de potencia del aislante para esta frecuencia

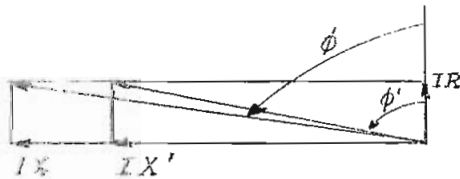


Figura 7

IR = Caída de tensión en la resistencia del dieléctrico

IX = Caída de tensión en la capacitancia del dieléctrico a 50 Hz.

IX' = Caída de tensión en la capacitancia del dieléctrico a 60 Hz.

$$\left\{ \begin{array}{l} \tan \phi = \frac{IX}{IR} = \frac{X}{R} \\ \tan \phi' = \frac{IX'}{IR} = \frac{X'}{R} \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \frac{\tan \phi}{\tan \phi'} = \frac{120}{100} \right\} \Rightarrow \phi = 89.84^\circ$$

Luego:

$$\boxed{fp = \cos \phi' = 0.0028}$$

5.5 EFECTO CORONA INTERNO. En el cable aislado y con lámina de plomo, la intensidad de campo es: (L7)

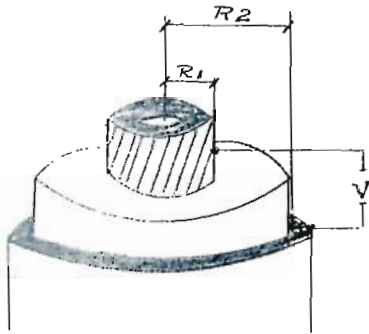


Figura 8

$$E = \frac{V}{R_1 \ln \frac{R_2}{R_1}} \quad \text{Donde:}$$

E = Intensidad de campo (r.m.s)

V = Voltaje entre el conductor y la lámina.

R_1 = Radio del conductor.

R_2 = Radio sobre el dieléctrico.

Si el dieléctrico entre R_1 y R_2 es aire, al incrementar la diferencia de potencial V entre el conductor y la lámina, se llega a un valor crítico de intensidad de campo, para el cual el aire que rodea al conductor se ioniza dando origen a un brillo o incandescencia de color violeta que se conoce con el nombre de Efecto Corona.

Como el aislante del cable es papel impregnado en aceite, en principio, no hay aire que se ionice, sin embargo debido a la variación de corriente, tanto el aislante como las láminas protectoras se dilatan o se contraen, aunque no de una manera uniforme porque los coeficientes de dilatación son distintos; esto permite que en el dieléctrico se formen cavidades de aire (regiones de baja permitividad) con intensidad de campo alta, en las que se pueden produ-

cir descargas internas que dañen el dieléctrico.

En los cables de aceite a presión se elimina este problema porque el aceite que se encuentra a presión en el ducto central del cable, no permite la formación de cavidades de aire en el dieléctrico.

5.6 DIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES. El cálculo de las diferentes partes constitutivas de los cables, se lo hace para un tipo de cable: "El de aceite de baja presión"; este tipo ha sido seleccionado por ser el más apropiado para las dos instalaciones como se verá posteriormente en el Capítulo VI.

Espesor del Aislante.

De la fórmula anterior, que relaciona la intensidad de campo con la gradiente de potencial entre el conductor y la lámina se puede calcular el espesor del aislante.

$$\text{espesor} = ep = R_2 - R_1$$

$$R_2 = R_1 e^{\frac{V}{R_1 E}}$$

$$ep = R_1 \left(e^{\frac{V}{R_1 E}} - 1 \right)$$

$E = 100 \text{ Kv/cm}$, para cables de aceite de baja presión - aislados con papel impregnado (L5).

El valor de V hay que escogerlo bajo las siguientes condiciones:

- Los cables parten de un transformador cuya conexión a tierra no está definida, porque todavía no se tiene el diseño de la subestación de Durán.

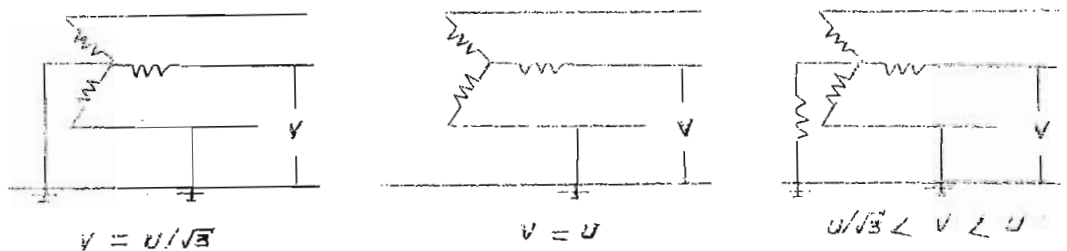


Figura 9

- Si se produce una falla línea - tierra, el voltaje V de las líneas sanas (fase - neutro), variará entre los valores $U/\sqrt{3}$ y U , siendo U la tensión nominal entre fases.

- Por razones de seguridad se escoge el valor de la tensión entre fases (69 kv), como gradiente de potencial entre el conductor y la lámina.

De acuerdo a estos valores, el espesor del aislante es:

a) Cable por el Puente

$$R_1 = 0.8345 \text{ pulgadas. (L8)}$$

$$ep = 0.8345 \left(e^{\frac{69}{0.8345 \times 2.54 \times 100}} - 1 \right) = 0.335 \text{ pulg.}$$

b) Cable Subfluvial

$$R_1 = 0.7125 \text{ pulgadas. (L8)}$$

$$ep = 0.7125 \left(e^{\frac{69}{0.7125 \times 2.54 \times 100}} - 1 \right) = 0.335 \text{ pulg.}$$

Pantallas Electrostáticas

Para que la superficie del conductor sea uniformemente cilíndrica, al conductor se lo recubre con láminas de papel carbón, generalmente se utiliza tres láminas de 0.005 pulgadas de espesor. Sobre el aislante se colocan cuatro láminas del mismo espesor.

Capacitancia

El valor de la capacitancia entre el conductor y la lámina viene dado por la ecuación:

$$C = \frac{2\pi \epsilon_r \epsilon_0 L}{\lg \frac{R}{r}} \text{ MF/fase/Km (L7)}$$

Donde: ϵ_0 = Permitividad del aire $1/36\pi \times 10^9$

ϵ_r = Permitividad relativa del papel impregnado en aceite = 3.7

L = 1000 metros de longitud

Luego la capacitancia será:

a) Cable por el Puente

$$C = \frac{2\pi \times 3.7 \times 1000}{36\pi \times 10^9 \times \frac{1.2045}{0.3495}} = 0.59 \mu\text{F/fase/Km}$$

b) Cable Subfluvial

$$C = \frac{2\pi \times 3.7 \times 1000}{36\pi \times 10^9 \times \frac{1.0325}{0.7275}} = 0.50 \mu\text{F/fase/Km}$$

5.7 PROTECCION CONTRA LA HUMEDAD. En el Anexo III- 4 correspondiente al Capítulo III, se observa que la humedad relativa media mensual varía entre 70% y 80%, esto significa que el aire en Guayaquil contiene de 12 a 14 grms. de vapor de agua por m³ de aire.

Los valores de humedad relativa máxima son altos, y alcanzan valores del 100%, es decir que el aire es húmedo ya que el contenido de vapor de agua es de 17.3 gr/m³ de aire.

Para prevenir la acción de la humedad en los cables instalados por el Puente, o el ingreso de agua al aislante en los cables subfluviales, es necesario protegerlos con una lámina de Aleación de Plomo. Este tipo de lámina presenta las mejores características que las láminas de Aluminio de

Plomo puro.

La Aleación de Plomo es relativamente inmune a la corrosión y presenta una gran facilidad de manejo durante su construcción. El tipo de aleación que se utiliza como protección en cables eléctricos es conocido como "B"; sus principales propiedades son: (19)

Plomo	99%
Antimonio	0.85%
Plata	0.005%
Cobre	0.05%
Zinc	0.02%
Otros	0.01%
Peso específico	710 lb/pie ³
Presión de estiramiento .	2.5 ton/pulg ²
Temperatura de estiramiento	200 °C
Coefficiente de trabajo ..	1.5 ton/pulg ²

El espesor de la lámina es función del conductor y viene dado por la ecuación :

$$T = a D + b$$

Donde: T = espesor de la lámina en pulgadas

a = 0.027

b = 0.073

D = diámetro del conductor en pulgadas.

Durante la fabricación de la lámina, es inevitable la

La variación de su espesor, por lo tanto se precisa asumir un porcentaje de seguridad. Las Normas Británicas aconsejan que este porcentaje sea el 10% en cables instalados a la intemperie o subterráneos, y el 25% en cables submarinos o subfluviales.

Espesor de la Lámina

a) Cable por el Puente:

$$T = (0.027 \times 2 \times 0.8495 + 0.073) \times 1.1 = 0.131 \text{ pulgadas}$$

b) Cable Subfluvial:

$$T = (0.027 \times 2 \times 0.7275 + 0.073) \times 1.25 = 0.14 \text{ pulgadas}$$

Lámina de Refuerzo

Los cables tanto en la instalación por el Puente como en la Subfluvial estarán sujetos a vibraciones, que pueden producir el deslizamiento de los cristales (agrietamiento) de la lámina de Aleación de Plomo, lo que permitiría el paso de la humedad. Además, la sobrepresión que existe entre la parte más baja de la instalación y los terminales de los cables, debido a la diferencia de nivel del aceite, puede causar serios daños a la lámina e inclusive puede llegar a romperla. Para vencer estas dificultades, la lámina se refuerza con dos cintas delgadas de bronce. (espesor.004 pulg)

5.8 PROTECCION CONTRA LA CORROSION. El analisis quími-
co del agua del Río Guayas que se presentó en el Capítulo
III, revela que la acidez y salinidad es aproximadamente -
diez veces menor que la del agua de mar.

Para proteger, tanto la lámina como el fleje de Alumi-
nio de la corrosión, motivada por la presencia de humedad
o agua, se utilizan generalmente tres tipos de compuestos :
Sandwich de goma (QR2QH2), P.V.C. (Polivinilcloruro) y
Poliétileno. Aunque los tres tipos presentan más o menos -
las mismas características, en los últimos años, se ha con-
seguido fabricar polietileno de un índice de deslizamiento
igual a 0.3, esta clase de polietileno tiene mejores caracte-
rísticas mecánicas, mayor dureza, de peso molecular más
alto, soporta mejor las bajas temperaturas sin sufrir agrie-
tamiento.

Entre las propiedades principales del polietileno cons-
tan las siguientes:

Densidad	0.923 gr/cm ³
Límite elástico	1.700 lb/pulg. ²
Resistividad térmica	300
Absorción del agua	0.04%
Resistividad	10 ¹⁹ Ω-cm
m.f.i.	0.3
espesor	0.1 pulg.

Fleje de Aluminio y protección exterior.-

Debido a que los cables escogidos son monopolares, no se puede utilizar para el fleje alambres de acero galvanizado, ya que éste es un material magnético que bajo la acción de un flujo magnético alterno produce serios problemas de calentamiento como resultado de las pérdidas de Eddy (Fe).

$$Pe = K * f^2 * \mathcal{M}^2 * Hm^2 * e^2 * V \text{ (wattios)}$$

Donde: K = Constante
 \mathcal{M} = Permeabilidad del material
 f = Frecuencia
 H = Intensidad de campo magnético
 e = Espesor
 V = Volumen

En esta ecuación se ve que las pérdidas de Eddy, varían con el cuadrado de la permeabilidad. En los aceros, el valor de la permeabilidad llega hasta 5.000 según el tipo, mientras que la permeabilidad relativa de materiales no magnéticos como el Aluminio es 1. (L10)

En los cables seleccionados se utilizará para el fleje, alambres de Aluminio Duro - de resistividad $3.1 \times 10^{-6} \Omega \cdot \text{cm}$, en fuero de tracción = 20 - 25 ton/ pulg². El diámetro de cada alambre de Aluminio Duro es:

a) Cable por el Fuente:

Diámetro = 0.2 pulg. = 5 mm ; Número de alambres = 48

b) Cable Subfluvial:

Diámetro = 0.24 pulg. = 6 mm ; Número de alambres = 40

La protección exterior de los cables instalados por el Puente será una capa de polietileno (espesor = 0.1 pulg.) porque se necesita prevenir el fleje de Aluminio, de la corrosión.

En la instalación Subfluvial, las condiciones a que estarán sometidos los cables son más rigurosas, por lo cual se necesita protegerlos con fibras de yute (espesor = 0.1 pulgadas) contra cuerpos de aristas agudas, cortes, des - gaste por rozamiento etc.

En las figuras 10 y 11 se presentan los cables con sus respectivas dimensiones.

CABLE AISLADO "ALTERNATIVA I"

(Instalación por el Puente)

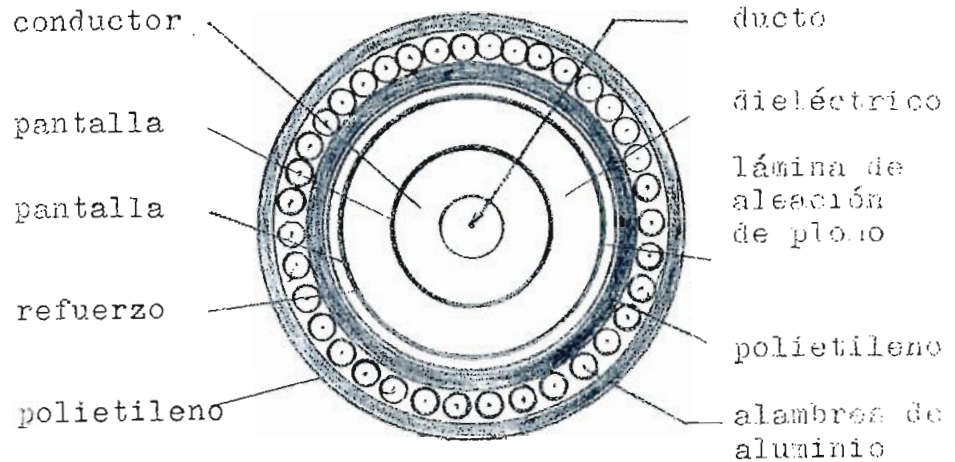


Figura 10

<u>D I A M E T R O S</u>	<u>Pulgadas</u>
Sobre el conductor	1,669
Sobre la pantalla del conductor	1,699
Sobre la pantalla del aislante	2,409
Sobre la lámina de Aleación de Plomo	2,671
Sobre el refuerzo de la lámina	2,687
Sobre el polietileno	2,887
Sobre el fleje de Aluminio	3,287
Sobre el polietileno exterior	3,487

CABLE AISLADO "ALTERNATIVA II"
(Instalación Subfluvial)

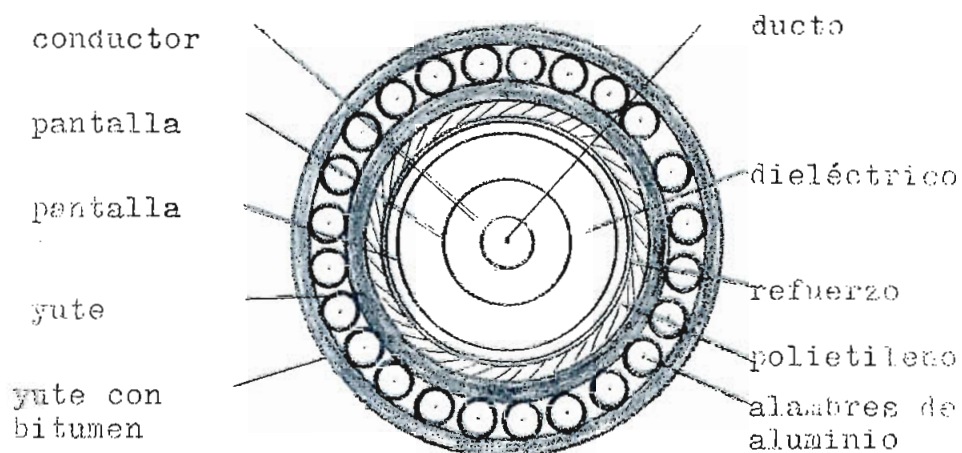


Figura 11

<u>D I A M E T R O S</u>	<u>Pulgadas</u>
Sobre el conductor	1,425
Sobre la pantalla del conductor	1,455
Sobre la pantalla del aislante	2,165
Sobre la lámina de Aleación de Plomo	2,445
Sobre el refuerzo de la lámina	2,460
Sobre el polietileno	2,660
Sobre el yute interno	2,860
Sobre el fleje de Aluminio	3,340
Sobre la protección exterior	3,540

5.9 CORRIENTE NOMINAL DE LOS CABLES. La corriente nominal de un cable aislado es función del máximo calentamiento permisible de la superficie del conductor en operación normal, y de la mayor o menor resistencia térmica que el aislante y las capas protectoras del cable oponen al flujo de calor, desde el conductor hacia el exterior. (Figura 12)

Cable por el Puente

Cable Subfluvial

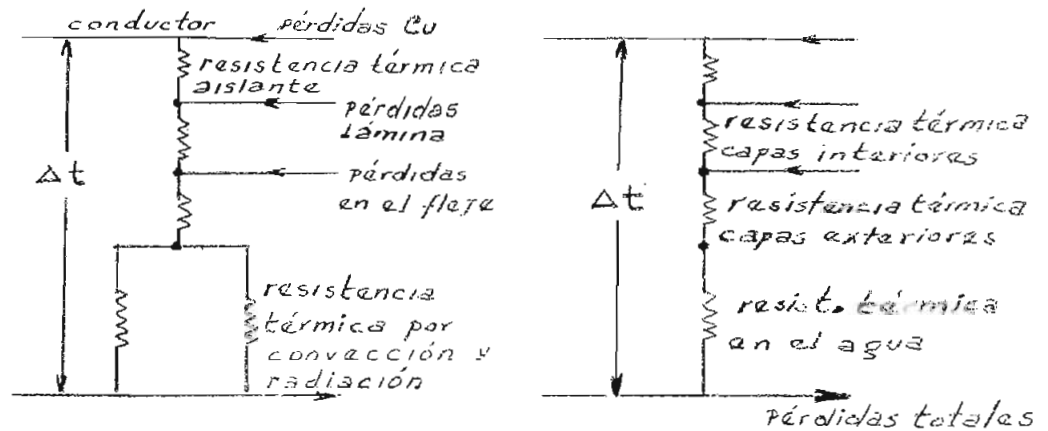


Figura 12

Si además del calentamiento permisible y las resistencias térmicas, se consideran las pérdidas en la lámina de Aleación de Plomo y en el fleje de Aluminio, la corriente nominal del cable es igual a:

$$I_n = \sqrt{\frac{\Delta t}{r_c [G_1 + (1 + \lambda) \Sigma G_p]}} \quad (L6)$$

En la ecuación anterior se tiene que:

I_n = Corriente nominal del cable en amperios.

Δt = Diferencia de temperatura entre el conductor y el ambiente, ($T_c - T_a$) en grados Centígrados.

G_1 = Resistencia térmica del aislante en $^{\circ}C \cdot cm/watio$.

ΣG_p = Sumatorio de las resistencias térmicas de las capas protectoras más la resistencia térmica exterior, en las mismas unidades de G_1 .

r_c = Resistencia del conductor a $85^{\circ}C$ en ohmios/cm.

λ = Pérdidas en la lámina y el fleje/ Pérdidas en el cobre:

$$\lambda = \frac{X^2 \cdot r}{(r^2 + X^2) \cdot r_c}$$

r = Resistencia equivalente de la lámina y el fleje en ohmios/cm.

X = Reactancia del cilindro equivalente de radio medio geométrico proveniente de los radios de la lámina y el fleje, en ohmios/cm.

A) La Corriente Nominal en la Alternativa 1 "Instalación por el Puente.-

Varios datos que servirán para la determinación de los distintos parámetros, se resumen en la tabla 2.

TABLA 2

	Unidad	Valor	Símbolo
Resistencia del conductor a 85°C	ohm./cm	0.278×10^{-6}	r_c
Temperatura máxima del conductor, a corriente nominal	°C	85	T_c
Temperatura máxima a la sombra en Guayaquil	°C	35	T_a
Resistividad de la Aleación de Plomo	ohm-cm	21.5×10^{-6}	ρ
Resistividad del Aluminio Duro	ohm-cm	3.1×10^{-6}	ρ_a
Coefficiente de temperatura del Plomo	°C ⁻¹	0.004	α
Coefficiente de temperatura del Aluminio	°C ⁻¹	0.0036	α_a
Resistividad térmica del papel impregnado	°Ccm/watio	500	ϵ_1
Resistividad térmica del polietileno	°Ccm/watio	300	ϵ_2
Sección de la lámina de Aleación de Plomo	cm ²	6.9	A
Sección del flede Aluminio	cm ²	9.4	Aa

a) Cálculo de las resistencias térmicas.

Las resistencias térmicas interiores del cable (dieléctrico, polietileno, yute), se calculan mediante la fórmula experimental:

$$G = \frac{g}{2\pi} \lg e \frac{D}{d} \quad \text{C cm/watio.} \quad (L6)$$

Donde: g = Resistividad térmica del material.

D = Diámetro exterior del material.

d = Diámetro interior del material.

Los valores correspondientes son:

- Dieléctrico:

$$G_1 = \frac{500}{2\pi} \lg e \frac{2.409}{1.699} = 28 \text{ }^\circ\text{C cm/watio.}$$

- Polietileno interior:

$$G_2 = \frac{300}{2\pi} \lg e \frac{2.837}{2.687} = 3.5 \text{ }^\circ\text{C cm/watio.}$$

- Polietileno exterior:

$$G_3 = \frac{300}{2\pi} \lg e \frac{3.437}{3.287} = 2.2 \text{ }^\circ\text{C cm/watio.}$$

La resistencia térmica del aire, depende de la forma de instalación de los cables, en este caso - como se vió en el Anexo III-3 - éstos serán tendidos en forma horizontal bajo la losa inferior del Puente, de modo que los cálculos se harán para este tipo de instalación.

El valor de resistencia térmica del aire (G_4) viene dado por la ecuación experimental:

$$G_4 = \frac{1}{\pi \cdot D \cdot h \cdot \Theta^{0.25}} \quad (L14)$$

Donde: D = Diámetro del conductor en metros.

h = Coeficiente de disipación de calor, agrupa a los coeficientes de disipación por radiación y convección. Watios/m² °C^{5/4}

Θ = Diferencia de temperatura entre la superficie del cable y el ambiente, en °C

El coeficiente "h" viene dado en tablas que han sido elaboradas experimentalmente, sin embargo, es posible calcular para los dos tipos de instalación que aquí se presentan:

1) Si los cables van juntos: (L14)

$$h = \frac{1 - 0.5 \left[\frac{N^{0.75} - (N-1)^{0.75}}{2.38 \pi K \cdot D^{0.25}} \right] + \frac{\epsilon \chi}{\pi K} (1 - 0.364\epsilon)}$$

2) Si la separación de los cables es mayor que 1.23 el diámetro de los cables ($S > 1.23D$)

$$h = \frac{0.7 \lambda}{D \Theta^{0.25}} + \frac{1}{\pi K \cdot D^{0.25}} + \frac{\epsilon \chi}{\pi K} (1 - z\phi\epsilon)$$

Donde: N = Número de cables (3).

S = Separación axial de los cables (m).

D = Diámetro del cable (0.0885 m).

ε = Emisividad (0.9).

λ = Conductividad térmica del aire (0.108 wátios/m °C).

χ = Constante (3.23 m^{1/4}, para θ = 35 °C). Este valor viene dado en tablas, como función de la diferencia de temperatura entre la superficie del cable y el ambiente.

K = Constante (0.313 $\frac{m^{1/4} \text{ } ^\circ C^{5/4}}{\text{watio}}$, para θ = 35 °C).

Z = Vale 1 para los cables que se encuentran en los extremos, y 2 para los cables interiores.

ψ = factor angular:

$$\phi = \frac{1}{\pi} \left[\arcsen \frac{D}{S} + \left\{ \left(\frac{S}{D} \right)^2 - 1 \right\}^{0.5} - \frac{S}{D} \right]$$

Reemplazando los valores correspondientes, se obtiene "h"

y "G₄":

1) Si los cables van juntos:

$$h = \frac{1 - 0.5 \times [3^{0.75} - 2^{0.75}]}{2.38 \pi \times 0.313 \times 0.0885^{0.25}} + \frac{0.7 \times 3.23}{\pi \times 0.313} (1 - 0.364 \times 0.7)$$

$$h = 2.27 \text{ wátios/m}^2 \text{ } ^\circ C^{5/4}$$

$$G_4 = \frac{1}{\pi \times 0.0885 \times 2.27 \times 35^{0.25}} \quad ; \quad G_4 = 0.67 \text{ } ^\circ C \text{ m/watio}$$

$G_4 = 67 \text{ } ^\circ C \text{ cm/watio}$

2) Si la separación es $> 1.23D$, por ejemplo 10 pulgadas, esto es 0.254 metros:

$$h = \frac{0.7 \times 0.108}{0.0885 \times 35^{0.25}} + \frac{1}{\pi \times 0.313 \times 0.0885^{0.25}} + \frac{0.9 \times 3.23}{\pi \times 0.313} (1 - 0.0 \times 2\phi)$$

$$\phi = \frac{1}{\pi} \left[\arcsen \frac{0.0885}{0.254} + \left\{ \left(\frac{0.254}{0.0885} \right)^2 - 1 \right\}^{0.5} - \frac{0.254}{0.0885} \right] = 0.17$$

$$h = 4.26 \text{ w/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}^{5/4}$$

$$G_4 = \frac{1}{\pi \times 0.0885 \times 4.26 \times 35^{0.25}} ; \quad G_4 = 0.34 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio}$$

$$G_4 = 34 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio}$$

En la Tabla 3 se presentan los distintos valores de "h" y "G₄" para distintos valores de separación axial entre los cables.

TABLA 3

Separación (S) en pulgadas	3.5	10	20	30	40
h, en w/m ² °C ^{5/4}	2.27	4.26	4.74	4.85	"
G ₄ , en °C cm/w	67	34	31	30	29

b) Cálculo de la resistencia óhmica equivalente.

Las resistencias óhmicas de la lámina y el fleje de-

ben calcularse para sus temperaturas de operación.

$$\frac{T_{\text{conductor}}(T_c) - T_{\text{lámina}}(T_l)}{G_1} = I^2 r_c; \text{ despejando } T_l:$$

$$T_l = T_c - I^2 r_c \times G_1 \quad (^\circ\text{C})$$

Si la corriente nominal del cable varía entre 1100 amperios y 1300 amperios se tiene un promedio de temperatura de la lámina de:

$$T_l = 85 - I^2 0.278 \times 10^{-6} \times 28 \cong 73^\circ\text{C}$$

En el fleje de Aluminio, para la misma variación de corriente nominal se tiene:

$$T_l = 85 - I^2 0.278 \times 10^{-6} \times 31.5 \cong 71^\circ\text{C}$$

Resistencia de la lámina:

$$r_L = \frac{21.5 \times 10^{-6}}{6.7} (1 + 0.004 [73 - 20]) = 3.84 \times 10^{-6} \text{ ohm./cm}$$

Resistencia del fleje:

$$r_f = \frac{3.1 \times 10^{-6}}{9.4} (1 + 0.0036 [71 - 20]) = 0.39 \times 10^{-6} \text{ ohm./cm}$$

Resistencia equivalente:

$$r = \frac{0.39 \times 3.84}{0.39 + 3.84} = 0.354 \times 10^{-6} \text{ ohmios/cm.}$$

c) Cálculo de reactancia.-

La reactancia del cilindro equivalente de radio medio geométrico proveniente de los radios de la lámina y el fleje es igual a:

$$X = 0.173 \times 10^{-5} \lg_{10} \frac{GMD}{RMG} = 0.173 \times 10^{-5} \lg_{10} \frac{\sqrt[3]{S}}{RMG} \text{ ohm/fe/c/m}$$

Donde: GMD = Distancia media geométrica = $\sqrt[3]{S}$

RMG = Radio medio geométrico

S = Separación axial de los cables

Si $R_1 = 1.27$ pulgadas (radio medio de la lámina)

$R_2 = 1.543$ pulgadas (radio medio del fleje)

$$\lg_e RMG = \lg_e R_2 - \frac{R_1^4}{(R_2^2 - R_1^2)^2} \lg_e \frac{R_2}{R_1} + \frac{3R_1^2 - R_2^2}{4(R_2^2 - R_1^2)} \quad (III)$$

$$\lg_e RMG = \lg_e 1.543 - \frac{1.27^4}{(1.543^2 - 1.27^2)^2} \lg_e \frac{1.543}{1.27} + \frac{3 \times 1.27^2 - 1.543^2}{4(1.543^2 - 1.27^2)}$$

$$\lg_e RMG = 0.385 \quad ; \quad \text{luego,} \quad \boxed{RMG = 1.47 \text{ pulgadas.}}$$

Con este valor de radio medio geométrico, es posible calcular la reactancia para varias separaciones entre los cables. En la Tabla 4 están resumidos los valores de la reactancia, λ , pérdidas en la lámina y el fleje, para varios espaciamientos.

TABLA 4

S (pulgadas)	X (Ω /fase/cm) $\times 10^{-6}$	Pérdidas* (wattios/I ²) $\times 10^{-6}$	λ *
3.5	0.83	0.3	1.08
10.0	1.61	0.34	1.21
20.0	2.14	0.345	1.24
30.0	2.44	0.346	1.25
40.0	2.65	0.347	1.255

* Pérdidas en la lámina y el fleje = $\frac{I^2 X^2 r}{X^2 + r^2}$

* $\frac{X^2 r}{(X^2 + r^2) r_c} = \lambda$

d) Cálculo de las pérdidas en el dieléctrico.-

El dieléctrico, como se vió en la sección 5.4 tiene un factor de potencia (coseno ϕ) de 0.0028, por lo tanto existirá pérdidas en el mismo debido a que éstas son función del factor de potencia.

$$P_d = \frac{\omega \times C \times E^2 \times \text{coseno } \phi}{3 \times 10^6} \quad \text{w/fase/Km.}$$

En la ecuación anterior los valores de los distintos -
parámetros para el cálculo de las pérdidas son:

$$\omega = 2\pi f = 377$$

$$E = \text{Voltaje entre fases, } 69,10^3 \text{ v(r.m.s.)}$$

$$C = \text{Capacitancia} = 0.59 \mu\text{F/fase/Km. (sección 5.7)}$$

$$\cos\phi = 0.0028$$

$$P_d = \frac{2\pi 60 \times 0.59 (69,000)^2 0.0028}{3 \times 10^6} = 990 \text{ w/fase/Km}$$

$$P_d = 0.0099 \text{ w/fase/cm.}$$

Estas pérdidas producen una elevación de temperatura -
del dieléctrico, que en este caso será igual a:

$$T_d = P_d (G_1/2 + G_2 + G_3 + G_4) ^\circ\text{C}$$

Para $S = 10$ pulgadas, $G_4 = 34 ^\circ\text{C cm/w}$ (Tabla 3)

$$T_d = 0.0099 (14 + 35 + 2.25 + 34)$$

$$T_d = 0.55 ^\circ\text{C}$$

En vista de que se tiene todos los datos necesarios, se
procede al cálculo de la corriente nominal del cable.

$$\text{Para } S = 10 \text{ pulgadas: } I = \sqrt{\frac{85 - 35 - 0.55}{0.278 \times 10^{-6} [28 + (1 + 1.21)(3.5 + 2.25 + 34)]}}$$

$I_n = 1.250$ amperios

Se puede elaborar una tabla de corrientes nominales para los distintos valores de S y λ , especificados en la tabla 4.

TABLA 5

S (pulgadas)	3.5	10	20	30	40
I_n (amperios)	1.000	1.250	1.270	1.275	1.280

En la Tabla 5, la variación de la corriente es pequeña al aumentar la separación desde 10 a 40 pulgadas, por tal motivo, en el caso de que los cables sean tendidos por el Puente, la separación axial media puede ser 20 pulgadas.

Es importante presentar una tabla adicional de corrientes nominales en función de la temperatura ambiente, ya que los cables en algunos sitios de la instalación no estarán protegidos de los rayos directos del sol.

En la Tabla 6 se tiene la corriente de los cables para una variación de la temperatura ambiente desde 30°C hasta 50°C .

TABLA 6

Separación (pulgadas)	Temperatura ambiente(°C)	I nominal (amperios)
20	30	1.335
20	35	1.270
20	40	1.210
20	45	1.155
20	50	1.110

Debido a la falta de datos de Potencia Reactiva en Guayaquil, no es posible determinar exactamente el factor de potencia al cual transmitirá el cable por el Puente, sin embargo, se puede señalar que para los cables instalados con una separación axial de 20 pulgadas y con una temperatura ambiente de 35°C, la corriente de 1.270 amperios da los siguientes valores de Potencia Activa:

122 Mw a factor de potencia 0.8

130 Mw a factor de potencia 0.85

137 Mw a factor de potencia 0.90

Con cables de esta capacidad se cubre la necesidad de potencia del Sistema Guayaquil-Salinas-Sta. Elena, descrita en el Capítulo II, mediante tres instalaciones (9 cables); los años de entrada de cada instalación son: 1977, 1985, 1990.

B) La Corriente Nominal en la Alternativa II, "Instalación Subfluvial"

Varios datos de la Tabla 2 servirán para el cálculo de la corriente en esta alternativa, sin embargo se necesitan otros valores adicionales, los mismos que se dan en la Tabla 7.

TABLA 7

	Unidad	Valor	Símbolo
Resistencia del conductor a 85°C	ohm/cm	0.371×10^{-6}	r_c
Temperatura máxima del conductor	°C	85	T_c
Temperatura media del agua del Río	°C	25	T_a
Resistividad térmica del yute	°C cm/watio	500	ϵ_3
Resistividad térmica de arena mojada	°C cm/watio	30	ϵ_5
Sección de la lámina	cm ²	6.5	A
Sección del fleje de Aluminio	cm ²	11.6	Aa
Profundidad media de la instalación	m	6	l

a) Cálculo de las resistencias térmicas.-

- Dieléctrico:

$$G_1 = \frac{500}{2\pi} \lg_e \frac{2.165}{1.455} = 32 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

- Polietileno:

$$G_2 = \frac{300}{2\pi} \lg_e \frac{2.66}{2.46} = 3.35 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

- Yute interno:

$$G_3 = \frac{500}{2\pi} \lg_e \frac{2.86}{2.66} = 5.5 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

- Yute exterior:

$$G_4 = \frac{500}{2} \lg_e \frac{3.54}{3.34} = 4.55 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

Para el cálculo de la resistencia térmica exterior G_5 se considera la posibilidad de que sobre los cables sufluviales, se acumule poco a poco lodo, arena etc. El espesor máximo de esta acumulación será 2 pies (24 pulgadas); una mayor acumulación representará una disminución de la capacidad nominal del cable, por lo tanto será necesario proceder al dragado de la ruta escogida para el tendido de los cables.

Como es necesario escoger una separación entre los cables, se toma el valor de 20 pulgadas (Figura 13) como referencia, posteriormente se harán los cálculos para separaciones del 0%, 200%, 300% y 400%.

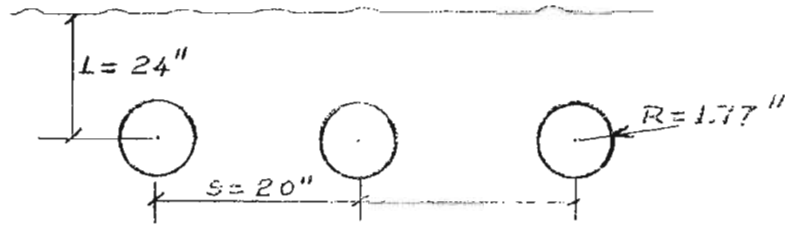


Figura 13

Con estas consideraciones se tiene:

$$G_{5.1} = \frac{\epsilon_5}{2\pi} \lg e \frac{2(L - R)}{R} \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

$$G_{5.m} = \frac{\epsilon_5}{4\pi} \lg e \frac{(2L - R)^2 + s^2}{R^2 + s^2} \text{ } ^\circ\text{C cm/watio}$$

- Donde: $G_{5.1}$ = Resistencia térmica para 24 pulgadas de sedimentación.
 $G_{5.m}$ = Resistencia térmica por calentamiento mutuo.
 ϵ_5 = Resistividad de la arena mojada.
 L = 24 pulgadas de sedimentación.
 R = Radio del cable (1.77 pulgadas).
 s = Separación de los cables (20pulgadas).

Al reemplazar los valores correspondientes se tiene:

$$G_{5.1} = \frac{30}{2\pi} \lg e \frac{2(24 - 1.77)}{1.77} = 16 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

$$G_{5.m} = \frac{30}{4\pi} \lg e \frac{(2 \times 24 - 1.77)^2 + 20^2}{1.77^2 + 20^2} = 4.5 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

El cable central está sometido a doble calentamiento - de modo que $G_{5.m} = 2 \times 4.5 = 9 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$

$$G_5 = G_{5.1} + G_{5.m} = 16 + 9 = 24 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio.}$$

La Tabla 8 contiene los distintos valores de G_5 para - distintos valores de separación axial entre los cables.

TABLA 8

S (pulgadas)	3.5	20	40	60	80
G_5 ($^\circ\text{C cm/w}$)	39.5	24	20	18.2	17.5

b) Cálculo de la resistencia óhmica equivalente.-

- Temperatura de la lámina:

$$T_l = T_c - I^2 r_c \times G_l = 85 - I^2 0.371 \times 10^{-6} \times 32$$

Del mismo modo anterior, si la corriente nominal del - cable varía entre 1100 y 1300 amperios, la temperatura pro medio de la lámina es $68 \text{ } ^\circ\text{C}$

- Temperatura del fleje de Aluminio:

$$T_f = 85 - I^2 0.371 \times 10^{-6} (32 + 3.85 + 5.5) = 63^\circ \text{C}$$

- Resistencia de la lámina:

$$r_L = \frac{21.5 \times 10^{-6}}{6.5} (1 + 0.004 [68 - 20]) = 3.94 \times 10^{-6} \text{ ohm/cm}$$

$$r_f = \frac{3.1 \times 10^{-6}}{11.6} (1 + 0.0036 [63 - 20]) = 0.31 \times 10^{-6} \text{ Ohm/cm}$$

- Resistencia equivalente:

$$r = \frac{3.94 \times 0.31}{3.94 + 0.31} = 0.29 \times 10^{-6} \text{ ohmios/cm.}$$

c) Cálculo de la reactancia.-

Como ya se vió al hablar de la instalación por el Puente, la reactancia es igual a:

$$X = 0.173 \times 10^5 \lg_{10} \frac{\sqrt[3]{S}}{\text{RMG}} \text{ ohm/fase/cm}$$

Si: $R_1 = 1.1525$ pulgadas (radio medio de la lámina)

$R_2 = 1.55$ pulgadas (radio medio del fleje)

$$\lg_e \text{RMG} = \lg_e R_2 - \frac{R_1^4}{(R_2^2 - R_1^2)^2} \lg_e \frac{R_2}{R_1} + \frac{3 R_1^2 - R_2^2}{4 (R_2^2 - R_1^2)}$$

Al reemplazar valores se tiene:

$$\lg_e \text{RMG} = \lg_e 1.55 - \frac{1.1525^4}{(1.55^2 - 1.1525^2)^2} \lg_e \frac{1.55}{1.152} + \frac{3 \times 1.152^2 - 1.55^2}{4(1.55^2 - 1.152^2)}$$

$\lg_e \text{RMG} = 0.31$; luego,

$\text{RMG} = 1.365 \text{ pulgadas}$

Con este valor de radio medio geométrico, se puede calcular la reactancia, λ , y las pérdidas en la lámina y el fleje distintas separaciones de los cables subfluviales.

TABLA 9

S (pulgadas)	X ohm/fase/cm $\times 10^{-6}$	Pérdidas (wattios/I ²)* $\times 10^{-6}$	λ *
3.5	0.97	0.266	0.72
20.0	2.20	0.285	0.77
40.0	2.72	0.287	0.775
60.0	3.02	0.288	0.778
80.0	3.25	0.289	0.78

* Pérdidas en la lámina y el fleje = $\frac{I^2 \times X^2 r}{r^2 + X^2}$

* $\lambda = \frac{X^2 r}{(r^2 + X^2) r_c}$

d) Cálculo de las pérdidas en el dieléctrico.-

$$P_d = \frac{w C_x E^2 \cos \phi}{3 \times 10^{-6}} \text{ wattios/fase/Km}$$

$$P_d = \frac{377 \times 0.50 \times (69.000)^2 \times 0.0028}{3 \times 10^{-6}} = 840 \text{ w/fase/Km}$$

$$P_d = 0.0084 \text{ w/fase/cm}$$

La elevación de temperatura del dieléctrico que producen estas pérdidas es:

$$T_d = P_d (G_1/2 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5) \text{ } ^\circ\text{C}$$

Para $S = 20$ pulgadas, $G_5 = 24 \text{ } ^\circ\text{C cm/watio}$ (Tabla 8)

$$T_d = 0.0084 (16 + 3.85 + 5.5 + 4.55 + 24)$$

$$T_d = 0.45 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Con todos los datos obtenidos se calcula la corriente nominal del cable subfluvial, para una separación axial de 20 pulgadas (0.508 metros).

$$I_n = \sqrt{\frac{85 - 25 - 0.45}{0.371 \times 10^{-6} [32 + (1 + 0.77)(3.85 + 5.5 + 4.55 + 24)]}}$$

$$I_n = 1.260 \text{ amperios}$$

Debido a que la separación entre los cables puede sufrir variaciones bajo el agua, se ha elaborado la Tabla 10 en la que se da la corriente nominal para las diferentes separaciones descritas en la Tabla 9.

TABLA 10

S (pulgadas)	3.5	20	40	60	80
In (1) (amperios)	1.140	1.260	1.310	1.330	1.340
In (2) (amperios)	1.090	1.200	1.250	1.270	1.280

(1) Para una temperatura máxima del agua de 25 °C

(2) Para una temperatura máxima del agua de 30 °C

Las corrientes nominales que se ven en la Tabla 10 nos indican que los cables pueden transportar la potencia prevista en el Capítulo II. Por ejemplo para 20 pulgadas de separación, los 1.260 amperios significan:

121 Mw a factor de potencia 0.8

128 Mw a factor de potencia 0.85

136 Mw a factor de potencia 0.9

Como en el caso de la Alternativa I, la necesidad de potencia del Sistema Guayaquil - Salinas - Sta.Elena se cubre mediante tres instalaciones (9 cables). Los años de entrada para cada instalación serán: 1977, 1985, 1990.

Al ubicar las centrales eléctricas del Sistema Guayaquil - Salinas - Sta.Elena en la curva típica de carga, por diferencia se obtiene la curva de carga de los cables ais-

lados. Esta curva es igual para las dos alternativas estudiadas.

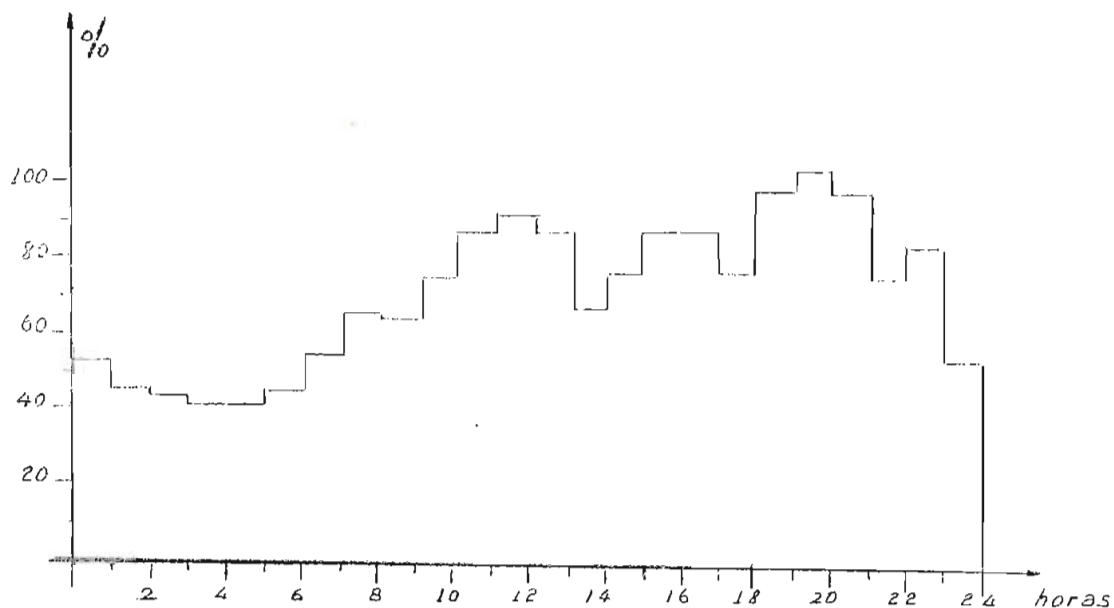


Figura 14

5.10 CALENTAMIENTO DEBIDO A LA CORRIENTE NOMINAL. Una de las ventajas de los cables de aceite de baja presión es la operar a temperaturas altas. En este estudio, se ha señalado la temperatura de 85°C como la máxima permisible en operación normal (Normas VDE y Británicas), es decir - que al circular por el cable la corriente nominal, la temperatura de la superficie del conductor no excederá de 85°C .

5.11 CALENTAMIENTO DEBIDO A LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO. Al producirse un cortocircuito, se desarrolla una gran cantidad de calor debido al aumento considerable de la

corriente, este calor es absorbido por el conductor, el mismo que debe tener una sección adecuada para soportar los efectos de los cortocircuitos sin exceder la temperatura máxima de cortocircuito, que según las Normas VDE y Británicas es 120 °C.

El calor desarrollado en el conductor por centímetro de longitud es:

$$Q = 0.24 \frac{I^2 \rho}{2.54^2 \times A} \left(1 + \alpha \left[T_m + \frac{T_{sc} - T_1}{2} \right] \right) t \text{ calorías. (1)}$$

El calor absorbido por el conductor por centímetro de longitud es:

$$Q = 2.54^2 \times A \times C_s (T_{cc} - T_m) \text{ calorías (2)}$$

Donde:

ρ = Resistividad del cobre a 15 °C = 1.69 10 ohm/cm³

A = Sección del conductor en pulgadas.

I = Corriente de cortocircuito (r.m.s.)

α = Coeficiente de temperatura 0.00428

T_m = Temperatura máxima permisible del conductor en condiciones normales, 85 °C

T_1 = Temperatura ambiente, 35 °C

T_{sc} = 120 - 85 = 35 °C

T_{cc} = Temperatura máxima permisible durante el c.c. 120 °C

t = Tiempo que dura el cortocircuito en segundos.

γ = Peso específico del cobre, 8.89 gr/cm³

Cs = Calor específico del cobre, 0.092 cal/gr °C

Al reemplazar los valores correspondientes en las ecuaciones (1) y (2), y despejando I, se tiene el valor de la corriente de cortocircuito que pueden soportar los cables:

$$I = \frac{48 \cdot 10^3}{\sqrt{t}} \times A \quad \text{amperios (r.m.s.)}$$

Luego para cada alternativa se tiene:

a) Cable por el Puente:

$$I = \frac{65.580}{\sqrt{t}} \quad \text{amperios (r.m.s.)}$$

b) Cable Subfluvial:

$$I = \frac{41.970}{\sqrt{t}} \quad \text{amperios (r. m. s.)}$$

Estas corrientes de cortocircuito se las representa en las figuras 15 y 16 como función del tiempo.

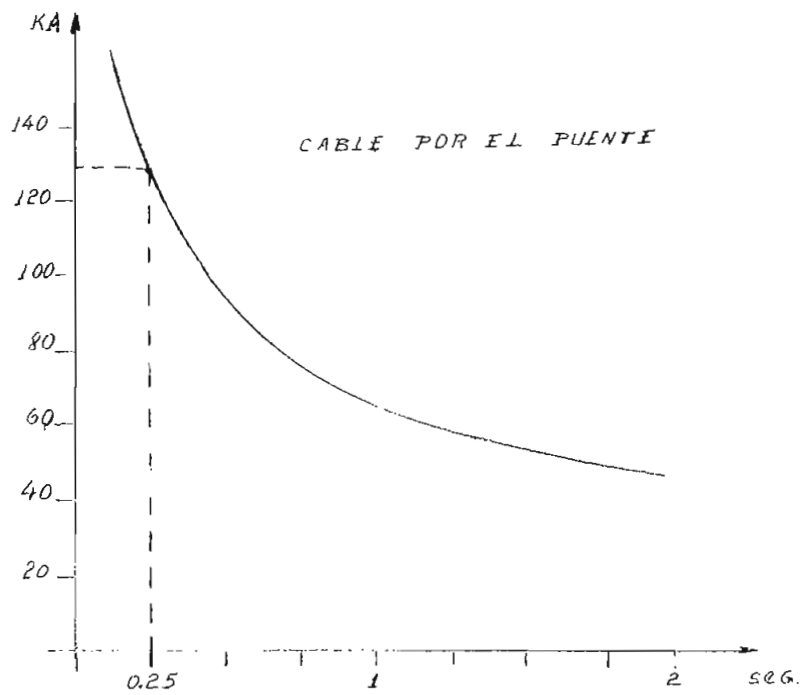


Figura 15

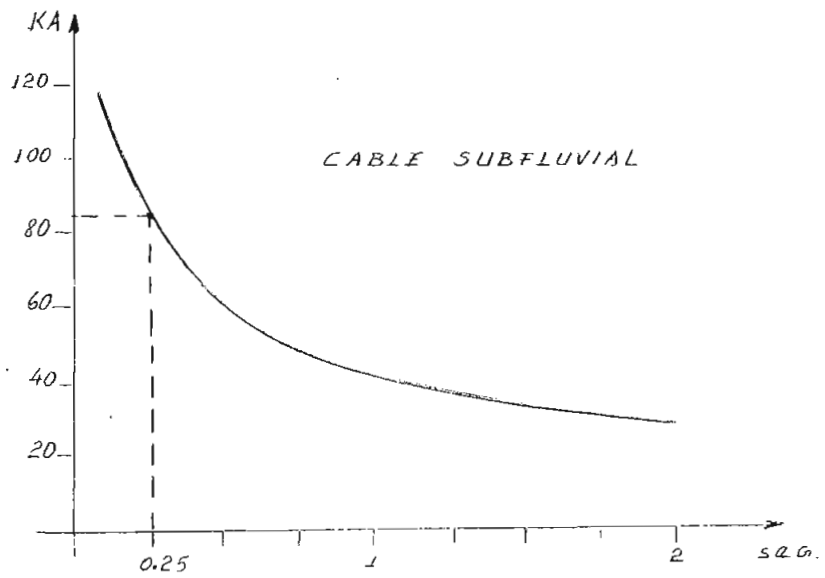


Figura 16

En estas curvas se ve que el valor de la corriente de cortocircuito, es función del tiempo de despeje de los disyuntores que protegen a los cables, así por ejemplo, si se tiene un disyuntor con un tiempo de despeje de 15 ciclos, (0.25 segundos), el cable por el Puente soporta hasta una corriente de 130 KA y el cable subfluvial hasta 85 KA.

Ahora bien, el valor real de la corriente de cortocircuito deberá ser calculado una vez que se tengan las reactancias de los generadores, transformadores, y líneas correspondientes a la Central hidroeléctrica de Paute, valores que serán determinados en estudio de diseño de Paute.

5.12 CORRIENTE DE CARGA DEL CABLE. La corriente de carga por fase es igual a:

$$I_c = \frac{\omega C_x E_x L}{\sqrt{3} \times 10^6} \text{ amperios}$$

Donde: $\omega = 377$

C = Capacitancia al neutro en $\mu\text{F}/\text{Km}$.

E = Voltaje entre fases en voltios.

L = Longitud del cable en kilómetros.

Luego, a) Cable por el Puente:

$$I_c = \frac{377 \times 0.59 \times 69.000 \times 4.5}{\sqrt{3} \times 10^6} = 40 \text{ amperios.}$$

b) Cable Subfluvial:

$$I_c = \frac{377 \times 0.50 \times 69.000 \times 2.3}{\sqrt{3} \times 10^6} = 17.3 \text{ amperios.}$$

5.13 ESFUERZOS MECANICOS PRODUCIDOS POR LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO. Los cortocircuitos pueden causar esfuerzos mecánicos importantes en los cables. Decisivo, es el mayor valor instantáneo de la corriente de cortocircuito, (corriente máxima asimétrica). En líneas aéreas, estos esfuerzos no suelen causar daños o perturbaciones; únicamente se manifiesta por la oscilación de los conductores. En los cables en cambio, el golpe de corriente se traduce en esfuerzos mecánicos mucho mayores, debido a la menor distancia entre los conductores.

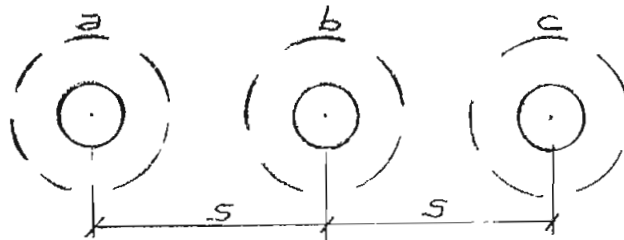


Figura 17

Al producirse un cortocircuito, supongamos trifásico, por los conductores de la figura circulará una corriente I_{cc} , mientras que por el cilindro de RMG proveniente de los radios de la lámina y el fleje, circulará una corriente de

cortocircuito I_{cf} , igual a:

$$I_{cf} = \frac{I_{cc} X}{(r^2 + X^2)^{1/2}} \text{ amperios}$$

X y r, fueron definidos en el Capítulo V.

Ahora bien, los esfuerzos más importantes en cables armados se producen entre el conductor y la lámina y el fleje, porque la separación es muy pequeña.

Estos esfuerzos son iguales a: (Biot-Sabart)

$$\frac{F}{L} = \frac{2.04 \times 10^{-2} K_f \times I_{cc} \times I_{cf}}{S} \text{ Kg/cm.}$$

Donde: F/L = Fuerza por unidad de longitud.

K_f = Factor de forma, que para conductores cilíndricos es 1.

I_{cc} = Valor máximo de la corriente asimétrica de cortocircuito del conductor en KA.

S = Separación entre el conductor y el cilindro ficticio, en cm.

Los esfuerzos entre los cables en cambio serán menores debido primero a la mayor separación entre ellos, y segundo porque la corriente total de cortocircuito que encierran los cables es menor: $I_{ct} = I_{cc} - I_{cf}$

la fuerza de atracción o repulsión que soporta el con-

ductor "b" (situación más desventajosa), al producirse un cortocircuito trifásico es:

$$\frac{F}{L} = \frac{2.04 \times 10^{-2} \times K_f \times I_{ct}^2}{\frac{2}{\sqrt{3}} \times S} \text{ Kg/cm.}$$

Donde: I_{ct} = Valor máximo de la corriente asimétrica de cortocircuito que encierran los cables (KA).

S = Separación axial entre los cables.

Como se dijo anteriormente, con los valores de las reactancias de los generadores, líneas y transformadores de la Central Paute que se determinarán en el estudio de diseño de Paute, se calcularía el valor real de la corriente de cortocircuito y consecuentemente se pueden calcular los esfuerzos.

5.14 RESISTENCIA A LA TORSION, AL DOBLAMIENTO, A LA PRESION EXTERNA.- FLEXIBILIDAD. Puesto que las condiciones de instalación en las dos alternativas no son críticas es muy probable que en ninguna de ellas, los cables estén sometidos a un par de fuerzas que produzcan un momento de torsión; sin embargo el fleje de Aluminio es capaz de soportar con mucha seguridad, los esfuerzos de torsión que pudieran presentarse tanto en el cable por el Puente como en el cable Subfluvial.

Doblamiento.—

Es importante asegurar que los cables no estén sometidos a un doblamiento excesivo durante su instalación. El radio mínimo de doblamiento para cables con lámina de Aleación de Plomo - según las Normas Británicas - es igual a $15 D$, donde "D" es el diámetro sobre el fleje de Aluminio.

Luego se tiene:

a) Cable por el Puente:

$$\text{Radio mínimo de doblamiento} = 15 \times 3.287 = 49.3 \text{ pulg.}$$

b) Cable Subfluvial:

$$\text{Radio mínimo de doblamiento} = 15 \times 3.34 = 50 \text{ pulgadas.}$$

De acuerdo a estos valores, en la instalación por el Puente, el doblamiento que requieren los cables tanto para salir del Puente a sus terminales, como para bajar al ducto de la Puntilla (ver Anexo # V - 1), debe tener un radio mínimo de 1.25 m. Naturalmente en esta instalación el radio de doblamiento será mucho mayor, debido al gran espacio que se dispone en el Puente para el tendido de los cables.

En la instalación Subfluvial la situación es más ventajosa ya que el lecho del Río es bastante regular, y solo será necesario un pequeño doblamiento al salir los cables del agua hacia los terminales aéreos.

Presión externa.-

La sobrepresión externa que los cables subfluviales soportarán, se debe exclusivamente al peso de la columna de agua que existe sobre ellos.

$$P = h \times d$$

Donde: P = Presión en Kg/m²

h = Altura de la columna de agua, 6m.

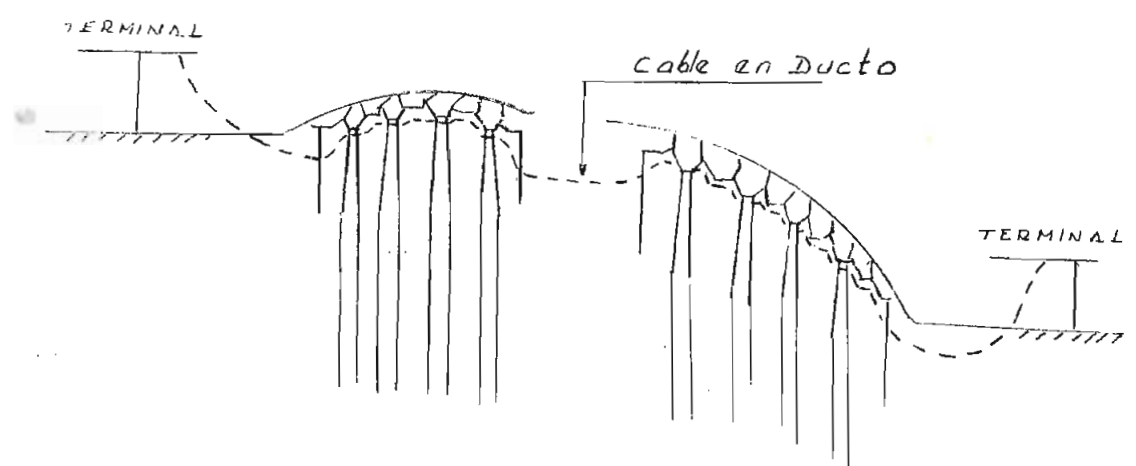
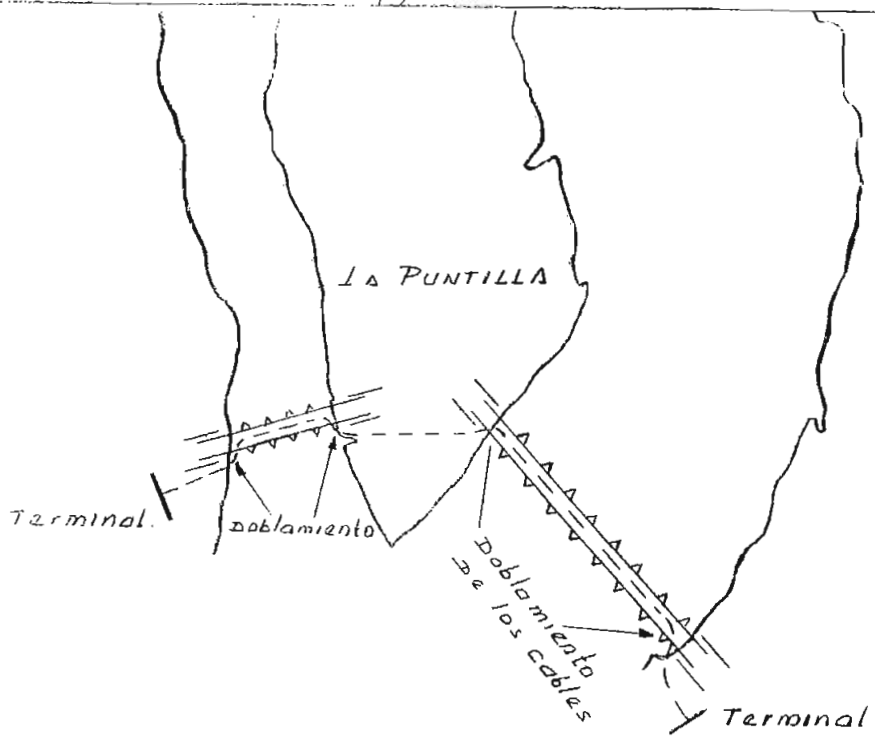
d = Densidad del agua, 1.000 Kg/m².

$$P = 6.000 \text{ Kg/m}^2$$

Flexibilidad.-

Una de las cualidades importantes que deben reunir los cables, es la flexibilidad, a fin de facilitar su manipulación durante la instalación. Por esta razón se ha escogido para el fleje alambres de forma circular, que son mucho más flexibles que las barras de Aluminio en forma de Z que también se utilizan en flejes de cables.

Se debe tener en cuenta además, que la tracción durante el tendido de los cables aquí escogidos, no puede sobrepasar el valor del esfuerzo de estiramiento del Aluminio - duro seleccionado para el fleje, esto es 20 ton/pulg.^2



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	
SITIOS de DOBLAMIENTO DE LOS CABLES	
esc. 1: 50.000	Anexo V-1

CAPITULO VI

SELECCION DE LOS CABLES

6.1 INTRODUCCION. Es importante señalar que un cable aislado, escogido para transportar energía eléctrica debe poseer entre otras las siguientes aptitudes:

- Soportar con toda seguridad la tensión máxima entre fases.
- Soportar la temperatura máxima permisible al circular por el conductor la corriente nominal.
- El conductor debe ser capaz de absorber durante cierto tiempo el calor producido por cortocircuitos.
- Resistir ciertos procesos de corrosión química o electroquímica.
- Resistir la acción de roedores o insectos.
- Soportar sin deterioración el ataque de micro-organismos.
- Soportar la tracción y la torsión durante su tendido.
- Resistir a las vibraciones.
- Presentar una buena protección contra cortes o penetración de cuerpos de aristas agudas.
- Buena capacidad para soportar los choques, rozamientos, o presión externa.

- Aceptar la posición vertical o inclinada.
- Conservar durante su vida media las condiciones iniciales.

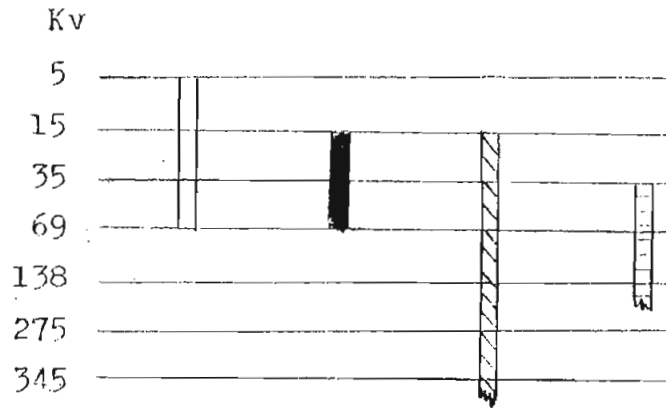


Figura 18

- ▭ Cables clásicos tripolares
- ▨ Cables de aceite
- ▩ Cables clásicos monopolares
- ▬ Cables de gas

En esta figura se muestra el campo de utilización de los cables aislados; en este caso como la tensión de transmisión es 69 Kv, se analizará para este voltaje que tipo de cable es el más ventajoso u apropiado.

6.2 CABLE SOLIDO. Con este nombre son conocidos los cables clásicos aislados con papel impregnado. Estos cables pueden competir con los cables de presión, en tensiones bajas (33 kv o menos), pero su uso en sistemas de 69 Kv es muy raro. Entre sus principales características se podrían

señalar las siguientes:

- Temperatura máxima permisible del cobre en operación normal = 60°C
- Intensidad de campo admisible sobre el conductor es $40 \text{ Kv/cm (r.m.s.)}$

6.3 CABLE DE ACEITE DE BAJA PRESION. Este tipo de cable presenta mejores características que el tipo sólido :

- Temperatura máxima permisible del cobre en operación normal = 85°C
- Intensidad de campo admisible sobre el conductor es $100 \text{ Kv/cm (r.m.s.)}$
- Presión del aceite, de 1.5 a 6 Kg/cm^2
- Longitud de cable por reservorio de aceite, 2.000 m.

La mayor temperatura admisible del cobre en este tipo de cable, significa que para una determinada corriente nominal, la sección del conductor es menor que en los cables sólidos; por ejemplo, para una corriente de 1100 amperios, la sección del conductor es 3.000 Mcm en el cable sólido y 1.750 Mcm en el cable de aceite de baja presión.

El mayor valor de la intensidad de campo (E) se traduce en una disminución considerable del espesor del aislante

te (sección 5.6).

El aceite que se encuentra a una presión moderada en el ducto central del cable, no permite la formación de cavidades de aire causadas principalmente por las variaciones de temperatura del dieléctrico, al variar la corriente que circula por el conductor.

Como la longitud de cable por reservorio, es 2.000 m, para la instalación Subfluvial serán suficientes dos reservorios de aceite, colocados uno en cada extremo.

6.4 CABLE DE ACEITE DE ALTA PRESION. Este cable es tripolar y está formado por tres cables aislados de tipo sólido, rodeados exteriormente por aceite de baja viscosidad a una presión elevada (16 Kg/cm^2). La finalidad de este aceite de alta presión es la misma que en los cables de baja presión, esto es no permitir la formación de cavidades de aire y disminuir considerablemente el espesor del aislante. Estos cables son fabricados para operar en altos voltajes, 275 Kv o más.

6.5 CABLES DE GAS DE PRESION EXTERNA E INTERNA. Los dos cables, el de presión interna o el de presión externa, son cables de gas de alta presión ya que en ambos casos -

el gas se encuentra a 16 Kg/cm^2 .

Los cables de presión interna son ventajosos en rutas con gran diferencia de altura; también se los utiliza en cruces submarinos o subfluviales de gran longitud, donde la instalación de los reservorios estabilizadores de aceite es difícil. Estos cables se construyen con una sección máxima de 750 Mcm, la cual resulta pequeña para transportar potencias trifásicas del orden de 100 Mw a 69 Kv.

Los cables de presión externa son tripolares, de forma semejante a los de aceite de alta presión; el gas está separado del dieléctrico por una lámina de plomo que actúa como membrana flexible que presiona al dieléctrico y no permite la formación de cavidades dentro del mismo. Este tipo de cable es ventajoso económicamente en tensiones mayores que 110 Kv.

Del análisis de los diferentes tipos de cables, se concluye que el más apropiado para ser utilizado ya sea en la instalación por el puente o en la instalación Subfluvial es el de aceite de baja presión.

CAPITULO VII

EL CALENTAMIENTO DEL CABLE EN EL DUCTO

7.1 DISIPACION DE CALOR. En un ducto sin ventilación, el calor generado en los cables es disipado por las paredes del ducto en todas direcciones. Este calor acumulado incrementa la temperatura del aire que rodea a los cables en el ducto, por lo tanto la corriente nominal se reduce en comparación con los cables de una instalación al aire libre. El calentamiento del aire del ducto depende de las pérdidas totales de los cables.

En la Tabla 5 del Capítulo V se tiene una corriente nominal de 1.270 amperios para una separación de 20 pulgadas y una temperatura ambiente de 35 °C , con este valor y con la curva de carga del cable que se presentó en la sección 5.9, se determinan las pérdidas en base al valor r.m.s. de la corriente para un período de 24 horas.

$$I_q = \sqrt{\frac{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_{24}^2}{24}} \quad ; \quad I_q = 1.270 \sqrt{\frac{11.96}{24}} \text{ amp.}$$

$$I_q = 900 \text{ amperios}$$

Las pérdidas en la lámina y el fleje se pueden expresar como un incremento de la resistencia del conductor, de modo que las pérdidas totales serán:

$$P_t = 3 \times I_q^2 \left(r_c + \frac{x^2 r}{r^2 + x^2} \right) \text{ wátios/m.}$$

Donde:

$$x = \text{Reactancia del cilindro ficticio} = 2.14 \times 10^{-4} \text{ ohm/m.}$$

$$r = \text{Resistencia del cilindro} = 0.356 \times 10^{-4} \text{ ohm/m.}$$

$$r_c = \text{Resistencia del conductor} = 0.278 \times 10^{-4} \text{ ohm/m.}$$

Reemplazando los valores, las pérdidas totales serán:

1) Para 3 cables en el ducto:

$$P_t = 3 \times 900^2 \times 0.278 \times 2.24 \times 10^{-4} = 155 \text{ wátios/m.}$$

2) Para 6 cables:

$$P_t = 6 \times 900^2 \times 0.278 \times 2.24 \times 10^{-4} = 310 \text{ wátios/m.}$$

3) Para 9 cables:

$$P_t = 9 \times 900^2 \times 0.278 \times 2.24 \times 10^{-4} = 465 \text{ wátios/m.}$$

7.2 REDUCCION DE LA CAPACIDAD NOMINAL DEL CABLE. La elevación de la temperatura del aire en el ducto, que producen las pérdidas calculadas en la sección precedente, es -

mayor, mientras más pequeño es el ducto. Por esta razón y porque en la Funtilla se cuenta con el espacio suficiente, se ha escogido un ducto con las siguientes dimensiones:

Base = 3m. Altura = 1.5m. Perímetro = 9m.

Si se considera que la temperatura en el ducto es 35 °C cuando los cables no transportan energía; el incremento de temperatura debido a las pérdidas antedichas es: (112)

TABLA III

Pérdidas w/m	Perímetro del ducto m	Δt . °C	Temperatura del aire del ducto °C
155	9	9	35 + 9 = 44
310	9	14	35 + 14 = 49
465	9	20	35 + 20 = 55

La corriente nominal de los cables en el ducto, de acuerdo a estos valores de temperatura será:

1) Para 3 cables:

$$I_n = 1.270 \sqrt{\frac{35 - 44}{35 - 55}} = 1.180 \text{ amperios.}$$

2) Para 6 cables:

$$I_n = 1.270 \sqrt{\frac{85 - 49}{55 - 35}} = 1.110 \text{ amperios.}$$

3) Para 9 cables:

$$I_n = 1.270 \sqrt{\frac{85 - 55}{55 - 35}} = 1.000 \text{ amperios.}$$

7.3 ENFRIAMIENTO. Se ha visto que la temperatura del aire se eleva en 9, 14 y 20 °C, según sean 3, 6 ó 9 cables, los que estén instalados en el ducto.

Debido a que la demanda máxima del sistema crece anualmente, los cables alcanzarían su capacidad nominal en 1995 es decir que a partir de este año, el incremento de temperatura del aire en el ducto - en este caso 20 °C - incidirá grandemente en la pérdida de la capacidad nominal de los cables, siendo por lo tanto necesario el enfriamiento artificial.

Un tipo económico de enfriamiento es de ventilación forzada. La cantidad de aire de refrigeración que debe circular por el ducto es igual a:

$$Q = 0.77 \times 10^3 \frac{I_n L}{\Delta t} \text{ m}^3/\text{seg.}$$

En la ecuación anterior se tiene :

P_t = Pérdidas totales, 465 vatios/m.

l = Longitud del ducto, 900 m.

Δt = Elevación de temperatura del aire de refrigeración, 20 °C

$$\text{Luego, } Q = 0.77 \times 10^{-3} \frac{465 \times 900}{20} = 16.2 \text{ m}^3/\text{seg.}$$

La velocidad del aire es:

$$v = \frac{Q}{A} = \frac{16.2}{3 \times 1.5} = 3.6 \text{ m/seg.}$$

Como precaución es necesario señalar que la velocidad del aire de refrigeración no debe exceder de 5 m/seg.

CAPITULO VIII

ESTUDIO ECONOMICO

8.1 CONSIDERACIONES. El estudio económico de las dos alternativas analizadas para la instalación de los cables, se lo realiza bajo las siguientes consideraciones:

- El costo de los cables es igual en las dos alternativas, debido a que el diámetro de los mismos es aproximadamente igual en los dos casos.
- El precio de los cables para un circuito trifásico es de: U.S.\$ 475 por Mw por Km, o sea \$ 12.000 por Mw por Km.
- El costo del equipo de control de aceite e instalación de los cables es aproximadamente el 40% del costo de los cables.
- La vida útil de los cables de aceite de baja presión es 35 años.
- Estos precios son los que regían en el año 1.969, hoy habrán sufrido probablemente alteraciones, sinembargo para el cálculo del costo anual estos valores son de gran utilidad.
- El costo anual se lo hace para la instalación de un circuito (3 cables).

8.2 COSTO ANUAL - ALTERNATIVA I "Instación por el rucn
le".

Longitud = 4.5 Km.

	<u>Sucres</u>
Costo del cable	7'300.000
Control de aceite e instalación	<u>2'800.000</u>
TOTAL	10'100.000

Ducto.-

El ducto de la Puntilla tendría una longitud de 900 m; su estructura será parecida a la que se usa en canales por los que circula agua a pequeña velocidad; el revestimiento de un ducto de este tipo se hace solo con una mezcla de cemento y arena de proporción 1 a 10. El precio de este ducto es aproximadamente:

	<u>Sucres</u>
Excavación de tierra (S/ 60/m ³)	47.500
Revestimiento (S/ 250/m ²)	<u>2'250.000</u>
Total	2'297.000

Depreciación:

$$D_p = \frac{10'100.000 + 2'297.000}{35} = S/ 354.000$$

Operación y Mantenimiento.-

1% del costo del cable: \$ 73.000

Costo de las pérdidas anuales (5/0.20/Kwh).

Pérdidas = 155 w/m.

Energía = 6.150 Mwh/año.

Costo = $6.150.000 \times 0.20 = \$ 1.230.000$

COSTO ANUAL = \$ 1.657.000

8.3 COSTO ANUAL - ALTERNATIVA II, "Instalación Subfluvial"

Longitud 2.3 Km.

	Suces
Costo del cable	3'700.000
Control de aceite e instalación	1'500.000
TOTAL	5'200.000

Depreciación.-

$$Dp = \frac{5'200.000}{35} = \$ 148.000$$

Operación y Mantenimiento.-

2% del costo del cable: \$ 102.000

Costo de las pérdidas anuales (\$ 0.20/Kwh)

Pérdidas = 161 w/m ; Energía = 3.250 Mwh ; Costo = \$650000

COSTO ANUAL 900.000

CAPITULO IX

SELECCION DE LA ALTERNATIVA

Desde el punto de vista del costo anual, la Instalación Subfluvial es más económica, notándose un ahorro de : \$ 757.000 por año, con relación a la Instalación por el Puente.

El costo total de las tres instalaciones - 9 cables - que se requieren para transportar los 400 Mw de potencia , desde Durán hasta el Sistema Guayaquil - Salinas - Sta. Elena es:

Instalación Subfluvial	\$ 15'200.000
Instalación por el Puente	\$ 32'597.000

La facilidad o dificultad de instalación es similar para las dos alternativas, necesitándose en los dos casos equipos especiales.

El mantenimiento es más fácil realizarlo en los cables tendidos por el Puente. En esta instalación se necesitarán tres reservorios de aceite, uno en cada extremo y el restante en la Puntilla, no así en la alternativa Subfluvial

que solo necesita dos reservorios.

Una desventaja que tiene la instalación por el Puente es la construcción adicional de un ducto para el cruce de la Puntilla, ya que ésta es considerada zona urbana de Guayaquil, en la cual se piensa construir un gran paso a desnivel entre los dos puentes; esto lógicamente dificultaría la construcción del ducto.

Para sujetar los cables bajo el Puente se necesitan mensajeros que irían empotrados en la losa inferior. Esto probablemente provocaría polémicas de orden político debido a las fallas presentadas en el Puente.

Por todas las razones expuestas se concluye que en este caso, la instalación Subfluvial es la más ventajosa para el cruce de los cables de potencia por el Río Guayas.

CAPITULO X

CONCLUSIONES

La instalación Subfluvial se ha seleccionado en este estudio por ser la más económica y porque presenta además menores dificultades de instalación.

El costo total de esta alternativa - 9 cables - asciende a \$/ 15'600.000

Si por cuestión de seguridad de servicio se decide instalar un cable de emergencia, el incremento del costo total sería aproximadamente de \$/ 1'600.000

Aunque no es criterio de este estudio comparar la instalación Subfluvial con la transmisión aérea, vale la pena señalar que para la misma potencia que transportarían los nueve cables aislados (400 Mw), CHAS.T.MAIN en su informe de factibilidad de Paute, lo hace mediante dos líneas aéreas de 130 Kv, a un costo de 28'000.000 de sucres cada una.

La transmisión con cables aislados a 69 Kv evita la subestación de 500 Mva en Guayaquil, para bajar el voltaje de 130 a 69 Kv; el costo de esta subestación es aproximadamente 100 millones de sucres.

El programa de instalación de los cables es el siguiente:

	Año de instalación	Alcanza su capacidad nominal
Primer Circuito	1977	1985
Segundo Circuito	1985	1990
Tercer Circuito	1990	1995

Este programa de instalación de los cables coincide con la entrada en servicio de las tres etapas del Proyecto Paute:

Etapas I	1977
Etapas II	1985
Etapas III	1990

La instalación de los cables por etapas, tiene la ventaja de que si no se construye la segunda o tercera etapa del Proyecto Paute porque otros proyectos resultaren más ventajosos, por ejemplo, una Central Térmica en Guayaquil aprovechando los residuos de una posible Refinería; la Central Baule-Peripa; o el mismo Proyecto Toachi que según un nuevo estudio puede dar 350 Mw, no se desperdicia la capacidad del cable.

Si el Proyecto Paute no se construye, el cable de potencia de 69 KV puede servir para transportar la energía eléctrica desde Guayaquil a Durán para satisfacer las necesidades de servicio del Sistema Milagro.

La separación axial de los cables debe estar entre 0.5 y 2 metros, para que éstos transporten la potencia prevista. Si por cualquier circunstancia los cables estarían juntos, su capacidad nominal se reduciría en un 9%.

El problema del calentamiento por cortocircuitos es menos crítico por estar bajo el agua.

Para servir al Sistema Salinas - Sta. Elena, se necesita una subestación pequeña - 10 Mva - que eleve el voltaje de 69 a 138 KV.

BIBLIOGRAFIA

- L1. Proyecto Paute, Informe de Factibilidad-CHAS.T.RAIN, U.S.A. 1971.
- L2. Anuario Hidrológico, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología, números 1 al 8, años 1963 - 1970.
- L3. Insulating Materials for Design and Engineering Practice, Clark Frank.M., New York, Wiley, 1962.
- L4. Técnica de la Alta Tensión, Arnold Roth, Editorial Labor S.A. 1966.
- L5. Les Cables Electriques Isolés au Papier Impregné , TRÉFIMETAUX, 1962.
- L6. Power Cables, Their Design and Installation, CC Barnes, Second Edition 1966.
- L7. Introduction to Electric Fields, Walter R. Rogers , Mc GRAW HILL, 1954.
- L8. Wires and Handbook, GENERAL ELECTRIC, 1962.
- L9. Manual del Ingeniero Mecánico, Baumeister y Marks, UTEMA, 1967.
- L10. Fundamentos de Electrotecnia, N. KUZNETSOV, Editorial MIR. Moscú, 1967.
- L11. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, William D. Stevenson, Segunda Edición, Mc GRAW HILL

- L12. Power Cables and Their Application, Lothar Heinhold, Siemens, 1970.

REVISTAS

- L13. Smaller 400 Kv Cables, Electrical Review, Abril 12 de 1968.
- L14. Power Record, The Institution of Electrical Engineers, Septiembre, 1969.
- L15. Power Record, The Institution of Electrical Engineers, Junio , 1967.
- L16. Protección de cables contra la Corrosión, Electrical Review, Mayo 14 de 1968.