

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“ Diseño de la Línea de Transmisión: Central Hidroeléctrica
del Gera - S. E. de Moyobamba Rioja - N V O
Cajamarca: 60 Kv. Dpto. San Martín**

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

WENCESLAO DEL AGUILA SOLANO

PROMOCION: 1985 - 1

LIMA • PERU • 1990

INDICE

I

	PAG
PROLOGO	1
CAPITULO I : INTRODUCCION	4
CAPITULO II : CARACTERISTICAS BASICAS DEL PROYECTO	8
2.1 Alcances	8
2.2 Objetivos	9
2.3 Generalidades	10
2.3.1 Ubicación	10
2.3.2 Geografía del lugar - Clima	12
2.4 Estudio Poblacional de las localidades involucradas	12
2.5 Estudio Socio-Económico	16
2.6 Oferta v Demanda Actual de Potencia v Energía	20
2.6.1 Oferta de Potencia y Energía	20
a) Provincia de Moyobamba	21
b) Provincia de Rioja	22
2.6.2 Estudio de la Demanda de Potencia y consumo de Energía Actual.	24
2.7 Proyección de la Demanda	28
2.8 Consideraciones Básicas de Diseño	33
2.8.1 Características del Proyecto	33
2.8.2 Bases de Diseño	34
2.9 Determinación del Voltaje de Transmisión	36
2.10 Consideraciones Técnico-Económicas de la terna a elegir.	38
.	
CAPITULO III : SELECCION DE MATERIALES A EMPLEARSE	40
3.1 Selección Técnico-Económico del Conductor a emplearse	40
A) Conductor de Cobre	41
B) Conductor de Aluminio Puro	42
C) Cable de Aluminio con Alma de Acero	43
D) Cable de Aleación de Aluminio	43
3.2 Sistema de Aislamiento de la Línea	44
3.2.1 Selección de Aisladores	44
3.2.2 Diseño de la Cadena de Aisladores	50
3.3 Selección de las Estructuras de la Línea	60
3.3.1 Postes de Concreto Armado Centrifugado	61
3.3.2 Postes de Madera Tratada	61
3.3.3 Postes de Acero	62
3.3.4 Estructuras de Acero	62

3.4	Configuración y Angulo en las Estructuras	63
3.5	Selección de la Sección del Conductor	67
3.5.1	Corriente de línea	68
3.5.2	Capacidad de Corriente	68
3.5.3	Resistencia Ohmica	75
3.5.4	Reactancia Inductiva	78
3.5.5	Cálculo de las Pérdidas de Energía para alternativas de Secciones del Conductor Elegidas	81
3.5.6	Vanos Equivalentes y Altura de las Estructuras	92
3.5.7	Costos totales y sección económica del conductor	101
3.6	Efecto Corona y Radio de Interferencia	106
3.7	Cálculo de las Constantes Generalizadas de la Línea	109
3.8	Flujo de Potencia en la Línea de Transmisión	113
CAPITULO IV : CALCULOS MECANICOS DE LA LINEA		120
4.1	Cálculo Mecánico del Conductor	120
4.1.1	Especificaciones del Conductor Seleccionado	120
4.1.2	Hipótesis de Calculo considerados	121
4.1.3	Ecuaciones de Cambio de Estado	121
4.1.4	Cálculo de las Flechas Máximas y Mínimas	137
4.2	Características y Dimensionamiento de las Estructuras.	143
4.2.1	Angulo de Giro de la Cadena de Aisladores	143
4.2.2	Estructuras de Alineamiento	145
4.2.3	Estructuras de Angulo	149
4.3	Diseño de las Estructuras	153
4.3.1	Hipótesis de Cálculo de las Estructuras	153
4.3.2	Estructuras de Alineamiento	154
4.3.3	Estructuras de Angulo y Terminales	158
4.4	Puesta a Tierra de la Línea de Transmisión	172
4.4.1	Cable de Guarda	172
4.4.2	Electrodos, cuernos metálicos de descarga	177
4.5	Cálculo de Cimentaciones	184
4.5.1	Cálculo de las Dimensiones de la Zapata	184
4.5.2	Cálculo de los Refuerzos de Acero de la Zapata	196

CAPITULO V : TRAZADO DE LA LINEA	202
5.1 Criterios e Selección de Ruta	202
5.2 Disposición de las Estructuras, según los Vanos Equivalentes	204
CAPITULO VI : ESPECIFICACIONES TECNICAS	206
6.1 Especificaciones Técnicas de Materiales	206
6.2 Especificaciones Técnicas de Montaje	215
CAPITULO VII : METRADO Y PRESUPUESTO	220
7.1 Metrado y Presupuesto del Material Electro-mecánico	223
7.2 Metrado y Presupuesto de las Obras Civiles	225
7.3 Presupuesto del Montaje de la línea de Transmisión	226
7.4 Costos Unitarios del Montaje	228
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	237
BIBLIOGRAFIA	240
PLANOS	
APENDICE	

P R O L O G O

El presente proyecto ha sido elaborado de la forma más metódica posible teniendo presente la gran importancia que tiene para una zona tan próspera de la selva amazónica, como es el valle del Alto Mayo en el departamento de San Martín, el contar con una línea de transmisión que interconecte a los principales distritos de las provincias de Moyobamba y Rioja a la central hidroeléctrica del río Gera, la misma que sería la primera en esta zona del país.

El proyecto se elaboró siguiendo dos normas importantes : (1) coordinación clara y concisa en todas las partes que componen los capítulos del proyecto; (2) buscar en todo momento adecuarlo a lo que debe ser un proyecto en ingeniería, es decir que aparte de dar un aporte técnico en el diseño de la línea lo que busca es la optimización económica de dicho aporte de manera que brinde la mejor opción posible de diseño.

El desarrollo de esta tesis empieza con una introducción a lo que representa la zona comprendida en

el área del proyecto, es decir su importancia en la economía nacional por su aporte sobre todo en el sector agrícola, sus necesidades energéticas y lo que significaría para su desarrollo la puesta en marcha de la central hidroeléctrica del Gera y el diseño de la línea de transmisión para llevar energía eléctrica a las localidades en mención. Los demás capítulos van mostrando paso a paso las pautas a seguirse en el diseño de la línea misma: conductor, estructuras, el trazado propio de la línea, las especificaciones técnicas, tanto de materiales como de montaje para finalizar con el metrado y presupuesto.

El proyecto intenta en todo momento minimizar costos mediante la comparación de alternativas especialmente en la selección de materiales, pero sin que ello sacrifique de ninguna manera el criterio técnico con un margen de seguridad normalizado que debe primar en este tipo de diseños.

Este proyecto no hubiera sido posible sin la valiosa colaboración del Ing. Roberto Reátegui, supervisor de obras de la central hidroeléctrica del río Gera, a cargo de la compañía española "ELECTONOR", a quien quedo por siempre agradecido, sin dejar de mencionar al Ing. Jorge Ponce F. mi asesor en este proyecto por su constante dedicación a su profesión y por compartir su amplia

experiencia en el campo de la ingeniería eléctrica a quien se lo solicite; a él también mi eterna gratitud.

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

El extenso valle del Alto Mayo, formado por las provincias de Moyobamba y Rioja, tiene como distritos principales a las localidades del mismo nombre, además del distrito de Nuevo Cajamarca ubicado en la provincia de Rioja.

Este valle es en la actualidad una de las zonas agro-industriales más importantes del país, ya que su vertiginoso crecimiento agrícola-industrial ha logrado ubicarlo como la segunda área arrocera nacional. La apertura de vías de comunicación tales como la carretera de penetración de la selva, llamada "Marginal de la Selva", así como la modernización del terminal aéreo de la ciudad de Rioja, han traído como consecuencia una masiva inmigración de pobladores tanto de la costa como principalmente de la sierra en especial de La Libertad y Cajamarca. Todo esto ha originado un acelerado crecimiento de las localidades en mención con la lógica insuficiencia de los servicios básicos, entre ellos la energía eléctrica.

Las localidades de Moyobamba, Rioja y Nuevo Cajamarca cuentan en la actualidad con servicio de electricidad las 24 horas del día, pero su empleo es casi exclusivamente para alumbrado doméstico, salvo pequeños talleres e industrias que la utilizan de manera restringida.

Las provincias de Moyobamba y Rioja cuentan con importantes distritos, siendo los principales : Calzada, Habana, Soritor en Moyobamba y Nuevo Cajamarca, Yuracyacu, San Fernando en Rioja. En estos distritos existen plantas molineras de arroz, aserraderos, granjas avícolas y ganaderas de gran capacidad, que se autoabastecen con grupos electrógenos propios, siendo el combustible escaso y a precios prohibitivos. El combustible tiene que ser transportado desde la costa, y en épocas de precipitaciones pluviales intensas (entre los meses de enero - abril) muchas veces las carreteras se ponen intransitables lo que obliga a un racionamiento del servicio eléctrico a sólo 12 horas en las localidades mencionadas, ocasionando también escasez de combustible para las industrias arroceras, madereras y otras. Todo esto encarece los costos de producción y frustra la productividad real que se alcanzaría de no existir este agudo problema; mas aún existen en la actualidad algunos proyectos importantes tales como : la fábrica cementera en la provincia de Rioja, una planta lechera en Moyobamba (distrito de Calzada) todo lo cual hace pues de urgente

necesidad dotar al valle del Alto Mayo de un eficiente y sobre todo económico sistema de electrificación.

El proyecto especial "Alto Mayo", es el ente del estado que desde hace más de una década está llevando a cabo todos los proyectos agro-industriales de esta zona, y es quién conjuntamente con el proyecto especial "Bajo Mayo y Huallaga Central" y el Ministerio de Energía y Minas ha planificado y está llevando a cabo la construcción de la central hidroeléctrica del río Gera. Esta central tendrá una capacidad de Generación de 6,000 KW, la misma que puede incrementarse en un futuro cercano hasta aproximadamente 7,500 Kw al entrar en paralelo con la pequeña central hidroeléctrica que está en proyecto, aprovechando un gran desnivel del río Mayo a la altura del centro poblado de "Marona", que está a sólo 6 Km de Moyobamba (a la margen derecha de la carretera :C.H. Gera - Moyobamba) por donde pasará la línea de transmisión de este proyecto, y cuya capacidad de generación será de 1,500 KW aproximadamente. Existe además un tercer proyecto : La pequeña central hidroeléctrica de "Nuevo Cajamarca", sobre el río Negro, cuya ubicación está entre las localidades de Rioja y Nuevo Cajamarca, que se calcula que generará también unos 1,500 KW y que abastecerá íntegramente a Nuevo Cajamarca y localidades aledañas a ella.

Por estos proyectos existentes de próxima ejecución se ha decidido la construcción de una línea de transmisión de 60 kV para conducir la energía procedente de la C.H. del Gera y al pequeña central de "Marona" a los distritos de Moyobamba y Rioja de 40 Km de recorrido, mientras que una línea de subtransmisión de 20 kV de 24 Km de longitud, a partir de la S.E. de Rioja abastecerá al distrito de Nuevo Cajamarca y demás centros poblados cercanos a esta localidad; de todo esto se concluye que en un futuro próximo la línea de transmisión de 60 kV abastecerá únicamente a los distritos de Moyobamba y Rioja (y distritos más cercanos a ellos); mientras que la central hidroeléctrica de Nuevo Cajamarca sobre el río Negro abastecerá mediante la línea de subtransmisión de 20 kV al distrito del mismo nombre y sus localidades circundantes.

C A P I T U L O I I
CARACTERISTICAS BASICAS DEL PROYECTO

2.1. ALCANCES .- El sistema según el proyecto deberá constar lo siguiente :

Una S.E. de llegada en Moyobamba compuesta de un embarrado simple de 60 kV al que se conecta un transformador de potencia de 3.5 MVA - 60 /10 kV por medio de seccionador de barra e interruptor.

Una subestación en Rioja, a donde llega la línea de 60 kV procedente de la S.E. de Moyobamba, que alimentará a través de seccionador de cuchillas a un transformador de 4.5 MVA - 60/ 20 kV.

Una S.E. en Nuevo Cajamarca 20 /10 kV de 1. MVA a la que llega la línea a 20 kV procedente de la S.E. de Rioja.

Una S.E. de salida en la central hidroeléctrica del "Gera" compuesta de un embarrado simple de 10 kV del que partirán las celdas con interruptor

desenchufable. Una de ellas alimenta a un transformador elevador de 7 MVA 10/60 kV, que alimentará a la línea de Moyobamba y la otra a un transformador elevador de 100 KVA - 10/20 kV que alimentará a la línea de Jepelacio y Shucshuyacu.

De la línea de 20 kV que sale de la subestación de Rioja, se harán derivaciones a 10 kV para alimentar a los distritos aledaños a excepción de Soritor y Yorongos los que se alimentarán a 20 kV.

El presente trabajo no abarca el estudio de las subestaciones de transformación, ni las líneas de subtransmisión del subsistema de distribución primaria, ya que el reordenamiento de estas redes deberá hacerse como paso previo a la puesta en marcha de la central.

Se diseñará la línea de transmisión entre la C.H. del Gera - S.E. Moyobamba - S.E. de Rioja a 60 kV de 40 Km de recorrido.

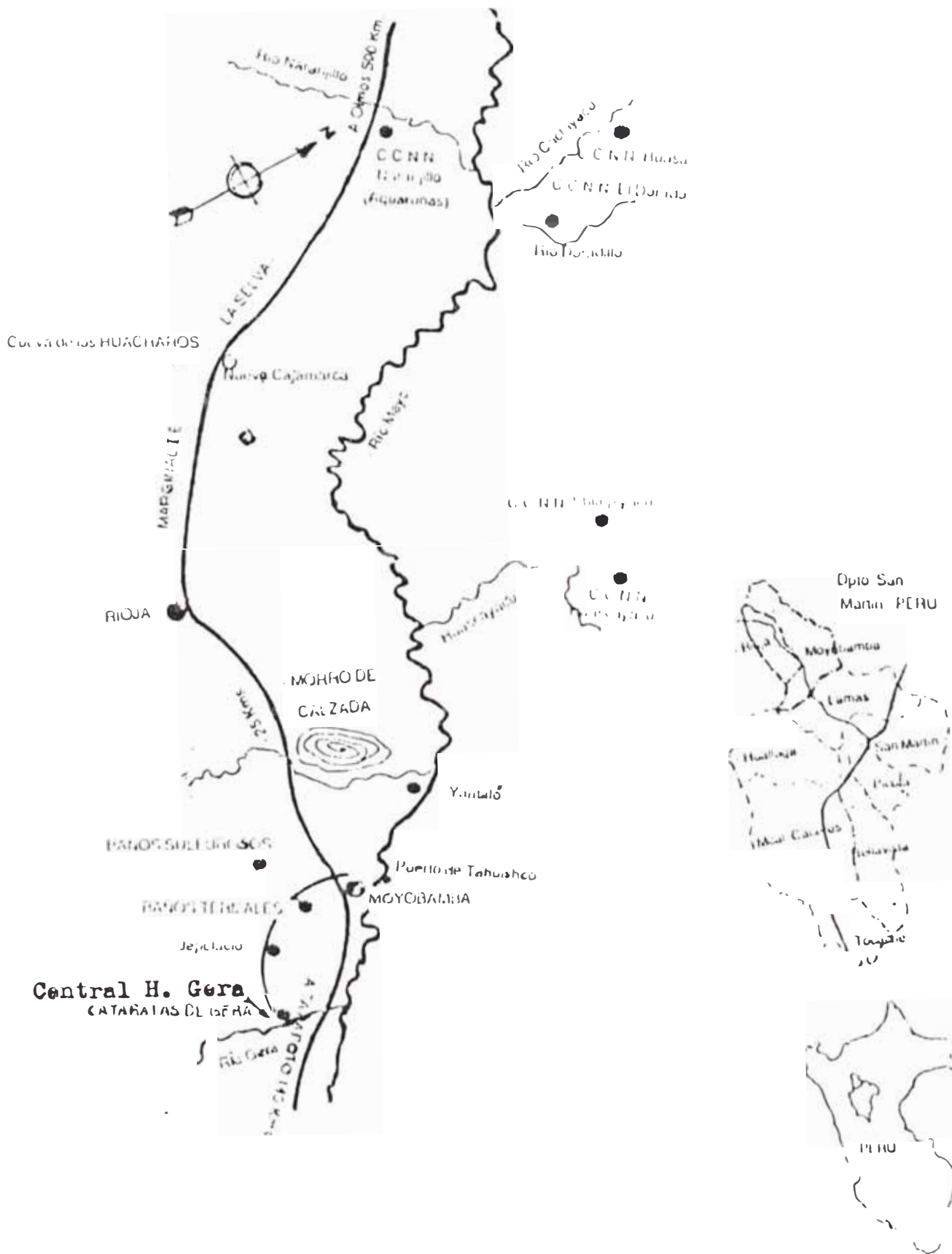
- 2.2. **OBJETIVOS** .- Esta línea de transmisión tiene como objetivo principal solucionar el problema de falta de energía eléctrica eficiente y económica en la zona, a la vez que permitir el despegue definitivo del valle del Alto Mayo, integrando a grandes zonas

marginales al servicio eléctrico permitiendo su desarrollo económico. Este proyecto trata de dar un aporte técnico-óptimo para el diseño de esta línea, mediante la exposición de criterios y métodos que pueden contribuir a un mejor diseño ya que no se limita sólo a aportar datos técnicos, sino que se centra en la selección lo más económica posible de los materiales a emplearse sin sacrificar de modo alguno las normas técnicas de seguridad.

2.3 GENERALIDADES

2.3.1 Ubicación . La zona involucrada en el proyecto se encuentra en el departamento de San Martín, provincias de Moyobamba y Rioja conocida en la selva como "Valle del Alto Mayo". Está comprendida entre las siguientes coordenadas geográficas :6° de latitud sur y 76° de longitud oeste ;las ciudades de Moyobamba y Rioja se encuentran a 860 m de altitud. Existen importantes vías de comunicación que unen a esta zona con la costa, así por ejemplo por carreteras tenemos la de penetración: Lima - Olmos Pedro Ruiz - Rioja - Moyobamba y por el centro : Lima - Huánuco - Tingo María - Tarapoto Moyobamba; además vía aérea tenemos el moderno terminal aéreo de Tarapoto y el de Rioja.

CROQUIS QUE NOS MUESTRA LA UBICACION GEOGRAFICA DEL AREA DEL PROYECTO - ZONA DEL ALTO MAYO a PROVINCIAS DE MOYOBAMBA Y RIOJA - DPTO. SAN MARTIN



Lugar maravilloso por sus
exóticas bellezas paisajes y
recursos turísticos
admirables que se encuentran
allí.

2.3.2. Geografía del Lugar - Clima .- El área geográfica del lugar corresponde a la zona de selva alta (región Rupa - Rupa) presentando por lo tanto condiciones típicas de esta región es decir relieve inclinado accidentado cubierta de densa vegetación de selva tropical. El levantamiento topográfico para trazar el recorrido de la línea debe buscar en lo posible zonas geológicas llanas, así como condiciones óptimas del terreno.

El clima es tropical con una temperatura media anual de 25°C con abundante humedad atmosférica como consecuencia de encontrarse en regiones de altas temperaturas; con excesivas precipitaciones en cantidad que supera los 3,000 mm anuales lo que le convierte en la región más lluviosa del Perú, especialmente entre los meses de enero-abril, mientras que éstas disminuyen apreciablemente entre los meses de junio a diciembre.

2.4 ESTUDIO POBLACIONAL DE LAS LOCALIDADES INVOLUCRADAS

El estudio poblacional en el área del proyecto fue realizado en base al censo nacional del año 1961 y los censos de población y vivienda de 1972 y 1981.

El desarrollo poblacional se ve afectado por lo siguiente :

- a) La emigración hacia la costa especialmente de la población urbana en busca de oportunidades de trabajo o mejores centros de educación superior.
- b) La inmigración especialmente por parte de pobladores de la sierra de Cajamarca y La Libertad en busca de mejores tierras de cultivo.

RESULTADOS CENSALES DE LOS AÑOS 1961; 1972; 1981
ADEMAS DE LA POBLACION ESTIMADA ACTUAL (1989) PARA
LAS PROVINCIAS DE MOYOBAMBA Y RIOJA

POBLACION URBANA				
PROVINCIA	1961	1972	1981	ACTUAL
Moyobamba	13314	16552	24012	40000
Rioja	5863	8173	19274	30000
TOTALES	19177	24725	43286	70000

POBLACION RURAL				
PROVINCIA	1961	1972	1981	ACTUAL
Moyobamba	2536	4207	12233	36000
Rioja	676	2271	18211	50000
TOTALES	3212	6478	30444	86000

A continuación analizaremos la variación porcentual de la población entre censo y censo, la tasa promedio de crecimiento intercensal, la densidad poblacional

(hb/km²) y los porcentajes que representan la población rural con respecto a la urbana, para las provincias de Moyobamba y Rioja en conjunto (es decir población total de ambas provincias que conforman la zona del Alto Mayo). Todos estos resultados están en la siguiente tabla :

AÑO (censo)	1961	1972	1981	ACTUAL 1989
Población total	22389	31203	73730	156000
Crecimiento con resp. al censo anterior (%)		39.4	136.3	111.6
Tasa promedio de cre- cimiento intercensal (%)		3.1	10.0	9.8
Densidad (Hb/km ²) *	3.00	4.2	9.8	20.8
Población urbana (%)	85.6	79.2	58.7	44.9
Población rural (%)	14.4	20.8	41.3	55.1

TABLA : 2-4 Estudio poblacional en conjunto de las provincias de Moyobamba y Rioja

(*) : La superficie total de ambas provincias es de 7,500 km²

De esta tabla podemos extraer importantes conclusiones, la más importante de ellas es el

crecimiento poblacional acelerado entre la segunda mitad de la década del 70 y casi toda la década del 80, con un promedio de 10% anual el cual es único en todo el país. Esto tiene una explicación razonable debido a que en el año de 1976 se inauguró la vía de penetración :Olmos - Pucará - Bagua - Pedro Ruiz - Rioja - Moyobamba , lo cual trajo como consecuencia una masiva emigración de pobladores de los departamentos de Lambayeque, La Libertad y Cajamarca hacia Amazonas y San Martín, principalmente de agricultores de la sierra en busca de mejores tierras de cultivo, lo cual originó que en las provincias de Moyobamba y principalmente en Rioja aparecieran una serie de nuevos centros poblados; siendo los principales Nuevo Cajamarca, que adquirió la categoría de distrito a inicios de la década del 80 y los poblados de : San Fernando, Awajún, Pardo Miguel y Elías Soplín que también tomaron categoría de distritos en el año de 1985; además de otros centros poblados importantes que fueron apareciendo tales como : Tahuantinsuyo, La Unión, Segunda Jerusalén, Tambo, Nuevo Perú, Buenos Aires, Betania, entre otros.

Como podemos observar la apertura de esta importante vía terrestre originó una especie de invasión al valle del Alto Mayo de pobladores en su gran mayoría

campesinos ya que si estudiamos el desarrollo poblacional de las tablas vemos como rápidamente va creciendo la población especialmente la rural de tal manera que en 1989 ésta supera ampliamente a la urbana. También se observa que el crecimiento promedio anual va en retroceso con respecto a los últimos años lo que significa que en un futuro dicho crecimiento tenderá a estabilizarse alcanzando una tasa promedio del 3.5 al 4% que es la tasa de crecimiento promedio a nivel nacional.

Con respecto a nuestro proyecto asumiremos una tasa promedio anual del 6% para los próximos 15 a 20 años, tiempo en que nos interesa el desarrollo poblacional de estas provincias, ya que esta tasa es importante para evaluar la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica (proyección de la demanda de potencia y energía para las próximas dos décadas).

2.5. ESTUDIO SOCIO ECONOMICO .- Uno de los aspectos mas importantes en el estudio del comportamiento del consumo de energía eléctrica es la determinación y cuantificación de los sectores de consumo, lo cual se consigue mediante el estudio socio-económico cuyos aspectos interesantes son :

- Comportamiento poblacional

- Análisis de los ingresos
- Infraestructura urbana
- Principales actividades económicas
- Planes de desarrollo

Uno de los sectores de consumo energético que incide en forma decisiva para la determinación del diagrama de carga es el servicio doméstico o residencial, tal es así que en ambas provincias éste representa más del 70% del número total de abonados y en lo que a consumo energético se refiere se determinó que este sector representa casi el 60% de la energía consumida en los años 80. Esto se debe principalmente, como ya lo explicamos en el capítulo introductorio, a que la gran mayoría de medianas y grandes industrias tienen equipos propios es decir se autoabastecen y sólo un reducido número de pequeñas industrias son abastecidas por la empresa de servicio público de electricidad.

Luego debido a la importancia de este sector de consumo, es que la encuesta socio económica nos dará los resultados más interesantes que nos permitirán enmarcar desde el punto de vista general, lo que se debe esperar del comportamiento de la zona de estudio del presente trabajo.

Esta encuesta fue diseñada para determinar las condiciones en que se desarrolla una vivienda unifamiliar; los puntos evaluados fueron :

Número de habitaciones

Número de dormitorios

- Número de personas por casa
- Pótenia instalada (para las casas que cuentan con el servicio)
- Gasto por consumo de electricidad (recibo de la empresa de servicio público de electricidad.

Deseos de compra de artefactos eléctricos

Gastos mensuales en vela ó kerosene con fines de iluminación (Para quienes no cuentan con el servicio eléctrico).

Economía familiar.

El método seguido en las encuestas del servicio doméstico fue el del análisis muestral, es decir sacar aleatoriamente una muestra y mediante métodos estadísticos determinar el comportamiento en el consumo de todo el universo poblacional. En lo que se refiere a los otros sectores de consumo como son : comercial, industrial, alumbrado público é inclusive cargas especiales, el análisis fue integral acudiendo a las autoridades del lugar o ante la empresa de servicio eléctrico.

Los aspectos tratados fueron :

- Con las autoridades
 - a) Actividades económicas de la población
 - b) Instituciones existentes
 - c) Industrias existentes
 - d) Posibilidades de establecer nuevas industrias y centros comerciales
- Con la empresa de servicio eléctrico (Electroriente)
 - a) Potencia instalada
 - b) Máxima demanda
 - c) Producción de energía eléctrica
 - d) Tarifa eléctrica
 - e) Restricciones del servicio
 - f) Estado, operatividad y mantenimiento de las instalaciones existentes
 - g) Recursos humanos

Además de las encuestas efectuadas en lo que se refiere al sector doméstico y de recurrir ante las autoridades y la empresa eléctrica en las localidades involucradas en el proyecto, y con el fin de ampliar la tendencia del comportamiento de todos los sectores de consumo energético se han tomado en cuenta además los siguientes puntos :

- a) El comportamiento poblacional, analizando las variaciones año a año de la población, los índices de analfabetismo, el desarrollo del proceso educacional, población económicamente activa.
- b) Análisis de los ingresos; el cual muestra un alto índice de desempleo en la zona.
- c) Principales actividades económicas; en el que prima la actividad agrícola en las zonas rurales y comercial dentro de las ciudades importantes como Rioja, Moyobamba e inclusive Nuevo Cajamarca. En lo que se refiere al sector industrial existen industrias molineras de arroz, aserraderos y ganaderos de mediano tamaño, estando en proyecto una planta cementera en Rioja y una planta lechera en Moyobamba.

2.6 OFERTA Y DEMANDA ACTUAL DE POTENCIA Y ENERGIA

2.6.1 Oferta de Potencia y Energía .- A fin de comprender la urgente necesidad del funcionamiento de la central así como el abastecimiento vía la línea de transmisión' mostraremos la potencia instalada y la efectiva de las provincias de Moyobamba y Rioja, luego estos resultados los comparamos con las máximas demandas. Las definiciones de los términos mencionados son los siguientes :

- 1) Potencia instalada .- Es la suma de las potencias nominales (o de placa) de los generadores que componen la central eléctrica de cada localidad.
 - 2) Potencia efectiva .- Es la suma de las potencias nominales de los generadores corregida por efectos de altura y depreciación por tiempo de uso de los grupos electrógenos. La vida útil promedio de los motores diesel y generadores en general depende del uso a que se les somete y sobre todo del mantenimiento que se les brinde; en todo caso se asume una vida útil promedio de 20 años.
- a) Provincia de Moyobamba .- Consta de 06 distritos (Moyobamba, Jepelacio, Calzada, Habana, Soritor y Yantaló); de los cuales sólo el distrito de Moyobamba, cuenta con servicio continuo de 24 horas al día, el resto sólo cuenta con 06 horas entre las 18 y las 24 horas, la relación de equipos es la siguiente.

1) MOYOBAMBA

MOTOR PRIMO	(GENERADOR)	POTENCIA NOMINAL (KW)	POTENCIA EFECTIVA (KW)	AÑO DE INSTAL.
Stork	Siemens	150	100	1968
Stork	Siemens	150	100	1968
Skoda 65	R.E.M.	432	380	1976
Skoda 65	R.E.M.	432	380	1976
CAT D.399	B.T.S.	850	700	1982

2) OTROS DISTRITOS

- JEPELACIO

CAT 3304	C.A.T.	90	85	1976
Perkins	B.T.S.	50	45	1983

- CALZADA

CAT 3406	C.A.T.	210	190	1980
----------	--------	-----	-----	------

- HABANA

Perkins	B.T.S.	37	35	1987
---------	--------	----	----	------

- SORITOR

CAT 3412	Siemens	520	500	1987
----------	---------	-----	-----	------

- YANTALO

Lister	Siemens	33	30	1982
--------	---------	----	----	------

b) Provincia de Rioja.- Consta de 9 distritos (Rioja, Posic, Yorongos, Yaracyacu, Soplín Vargas, Pardo Miguel, Awajún, San Fernando y Nuevo Cajamarca) al igual que en el caso de Moyobamba sólo el distrito de Rioja cuenta con suministro las 24 horas al

día, mientras que los distritos de Yaracayacu y Nuevo Cajamarca, cuentan con servicio 06 horas y los demás distritos no cuentan con ningún servicio y sólo algunos particulares poseen grupos eléctricos propios a su servicio. La relación de equipos es la siguiente :

1) RIOJA

MOTOR PRIMO	(GENERADOR)	POTENCIA NOMINAL (KW)	POTENCIA EFECTIVA (KW)	AÑO DE INSTAL.
CAT D.353	Siemens	300	220	1975
CAT 3512	Siemens	650	620	1985
CUNMINS (*)	Siemens	600		1982

(*) Fuera de Servicio

2) OTROS DISTRITOS

- YURACYACU				
VOLVO	R.T.S.	100	90	1984
VOLVO	B.T.S.	200	190	1987
- NUEVO CAJAMARCA				
CAT 3406	Siemens	210	190	1982

De estas tablas puede concluirse que entre ambas provincias existe una potencia efectiva de 3,855 kW (a $\cos\theta = 0.8$); pero casi el 50% de los equipos tienen más de 15 años de servicio, es decir que a

corto plazo deberán ser reemplazados de lo contrario se afrontarán serios problemas de crisis energética.

2.6.2 Estudio de la demanda de potencia consumo de energía actual . Es importante el estudio de la demanda de potencia y energía actual ya que tiene como objetivo determinar la potencia del año de estudio (año cero), y de acuerdo a una probable forma de crecimiento proyectarlo hasta hallar la máxima demanda en el año final del estudio, o por el tiempo que se considere como vida útil de la línea de transmisión.

Debemos recalcar que existen pasos para realizar el estudio del mercado eléctrico de las poblaciones. Para el caso de las provincias de Moyobamba y Rioja la metodología seguida fue la siguiente :

a) Recopilación de información existente .- Para esto se recurrió a los registros de consumo de energía eléctrica de Electroperú S.A. Región Oriente (ELECTRORIENTE), quién proporcionó la relación y características del servicio existente en las provincias de Moyobamba y Rioja; registros de producción y máxima demanda, además de verificación en los mismos lugares de los datos proporcionados mediante la observación del servicio que se da en las

mismas centrales térmicas involucradas, todo esto con el fin de determinar su confiabilidad.

b) Encuestas .- Esta se realizó con el objeto de determinar la demanda insatisfecha en los mismos sectores de consumo (doméstico, comercial, industrial y alumbrado público); sus expectativas para el futuro, para esto se escogió una muestra de cada sector de consumo y mediante métodos estadísticos se determinó las necesidades de energía eléctrica de la población, por supuesto que la metodología seguida en la encuesta ya fue descrita en los acápites correspondientes al estudio socio-económico.

c) Análisis sectorial de la información recopilada.- El comportamiento de los diversos sectores de consumo son : Doméstico, comercial, industrial y alumbrado público; permite establecer parámetros como es el factor de carga (F_c), horas de utilización, etc, al integrar los diagramas de carga de cada sector hallamos el diagrama total el mismo que se muestra en la figura 2.6 (a)

La siguiente tabla nos muestra la demanda de potencia y energía eléctrica para los diversos sectores de consumo integrados en las provincias de Moyohamba y Rioja incluyendo la demanda insatisfecha, es decir en el supuesto que se llegará a dar servicio a todos los solicitantes los mismos que en la actualidad no lo

tienen por la insuficiencia de la empresa de servicio público de electricidad para atenderlos.

SECTOR	MAXIMA DEMANDA (KW)	ENERGIA CONSUMIDA (KWh)	NUMERO DE ABONADOS
Residencial	2176	3'256,776	3721
Comercial	310	756,576	638
Industrial	780	321,096	120
Alumbrado público	470	733,824	15
Cargas especiales	430	336,936	126

TABLA :2.6 (b) Máximas demandas y consumo de energía eléctrica por sectores; incluyendo demanda insatisfecha : Año 1988

En esta tabla la máxima demanda para cada sector fue encontrado mediante el análisis sectorial y corresponde a días típicos del año 1988, para los cuales se produjeron las máximas demandas en cada sector y a la cual se le incrementó la demanda insatisfecha calculada con la metodología descrita anteriormente.

En lo que respecta a la energía total correspondiente al año 1989 esta fue de 6,000 MWh; asignada también mediante el análisis sectorial.

Integrando los diagramas de carga para un día típico de 1989 para todo el sector involucrando en el proyecto (provincias de Moyobamba y Rioja); obtenemos el diagrama de la carga total del sistema que incluye producto del análisis sectorial la potencia no satisfecha de usuarios potenciales cuya solicitud de suministro no es atendida.

De este diagrama puede concluirse que la máxima demanda (MD) es característica de localidades que no poseen cargas industriales apreciables, la punta ocurre alrededor de las 19 horas y se debe básicamente al servicio residencial y comercial.

Es importante acotar que la máxima demanda determinada de esta manera es la que se registraría, si hubiera la posibilidad de que cualquier persona pueda obtener el suministro eléctrico a costos razonables y de una calidad aceptable, en la actualidad existían especialmente en la provincia de Rioja hasta 06 distritos de reciente creación donde no existe servicio alguno y se autoabastecen con grupos electrógenos pequeños de su propiedad.

2.7. PROYECCION DE LA DEMANDA . La proyección de la demanda ha sido evaluada a partir de la máxima demanda de potencia y energía, obtenida en el

análisis sectorial y la tendencia histórica del consumo (teniendo en cuenta la tendencia de los años anteriores), la misma que puede ajustarse a una ecuación **lineal** obtenida por el método de mínimos cuadrados; pero para una mayor exactitud lo ajustaremos a una ecuación exponencial de la forma :

$$MD_{(\text{año} : n)} = MD_{(\text{actual})} (1 + i)^n \dots\dots\dots (n)$$

Donde :

i = Tasa de crecimiento anual estimado de la MD

Respecto a esta tasa de crecimiento (i) de la máxima demanda (MD) de potencia y energía eléctrica ; en las provincias de Moyobamba y Rioja consideramos que está relacionada con el crecimiento poblacional (que ya lo estimamos en 6% anual como promedio para los próximos 15 a 20 años , en el acápite correspondiente al estudio poblacional), lo mismo que del desarrollo regional especialmente el socio económico el mismo que permitirá la incorporación de un mayor número de usuarios en los diferentes sectores de consumo energético; en los últimos años de la década del 80

se ha registrado una tasa promedio de crecimiento de la MD, de un 3% anual, según datos proporcionados por la empresa de servicios públicos de electricidad, en base a todos estos estudios y estando ya en el futuro en la capacidad de abastecer la demanda insatisfecha (esto considerando la pronta puesta en marcha de la central hidroeléctrica del Gera), consideramos que una tasa promedio anual del 4% en el crecimiento de la máxima demanda de potencia y energía, representa una tasa esperada aceptable en la solicitud del servicio eléctrico.

Luego con esta tasa ($i = 4\%$) anual y considerando que la máxima demanda determinada para un día típico del año 1989 (año 0 ó año base) es de 3,400 Kw. reemplazando estos valores en la ecuación (a) y dando a n los valores de 0, 1, 2, 20; determinamos la proyección de la demanda de potencia y energía esperada para los próximos 20 años.

Luego en la tabla 2.7, se muestra la proyección de la MD para las dos décadas siguientes en las provincias de Moyobamba y Rioja, de acuerdo a las condiciones mencionadas; se puede observar que la demanda de potencia esperada para el año 2,009 será de 7,450 kW; que consideraremos como la potencia de diseño para la línea de transmisión por las siguientes razones:

- a) La capacidad de generación de la central hidroeléctrica del Gera será de 7 MVA; es decir de 5.6 a 6.5 MW, lo que dependerá del factor de potencia de la carga.
- b) Existen dos nuevos proyectos hidroeléctricos cuyos trabajos de construcción están próximos a iniciarse : Una pequeña central hidroeléctrica aprovechando un gran desnivel del río Mayo a la altura de la localidad de Marona (centro poblado) que está a sólo 6 kms de Moyobamba en la margen derecha de la carretera : C.H. Gera - Moyobamba, por donde pasará la línea de transmisión que estamos diseñando (ver plano de recorrido de la línea) y cuya capacidad de generación será de 1.5 MW aproximadamente, y por otro lado la central hidroeléctrica de Nuevo Cajamarca sobre el río Negro (véase ubicación del río Negro entre Rioja y Nuevo Cajamarca), cuya capacidad de generación será de 1.500 KW (aproximadamente) la misma que en un futuro cercano abastecerá íntegramente al distrito de Nuevo Cajamarca lo mismo que una serie de centros poblados cercanos a ella; por lo que la central hidroeléctrica del Gera y la futura central de Marona sobre el río Mayo abastecerán a través de la línea de transmisión a las localidades de Moyobamba y Rioja y a algunos distritos cercanos a ella.

ASO	MAXIMA DEMANDA ANUAL EN KW	ENERGIA PRODUCIDA ANUALMENTE (WWH)
1989	3,400	6,000
1990	3,536	6,240
1991	3,677	6,490
1992	3,824	6,749
1993	3,977	7,019
1994	4,137	7,300
1995	4,302	7,592
1996	4,474	7,896
1997	4,653	8,211
1998	4,839	8,540
1999	5,033	8,881
2000	5,274	9,237
2001	5,443	9,606
2002	5,661	9,990
2003	5,888	10,390
2004	6,123	10,805
2005	6,368	11,237
2006	6,623	11,686
2007	6,888	12,154
2008	7,163	12,640
2009	7,450	13,147

TABLA 2.7 PROYECCION DE LA MAXIMA DEMANDA Y LA ENERGIA PRODUCIDA - PROVINCIAS DE MOYOBAMBA Y RIOJA.

Por todas estas consideraciones, la potencia de diseño de la línea de transmisión : Central hidropelétrica del Gera - Moyobamba - Rioja; será de 7,450 KW.

2.8. CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑO

2.8.1. Características del Proyecto .- Línea de transmisión de simple circuito 3 Ø, con conductor de aleación de aluminio de 95 mm² de sección, cable de guarda de acero galvanizado de 49.5 mm², soportados por estructuras de acero (torres). Las características principales de la línea son :

- Longitud : 40 Km.

Tensión : 60 kV.

- Potencia de transmisión :

a) Regulación 5%; factor de potencia de la carga :0.9

Potencia : 7,780 KVA

Pérdida activa : 739 KW

Eficiencia : 90.1 %

b) Regulación 5%; factor de potencia de la carga :0.8

Potencia : 7,183 KVA

Pérdida activa : 692 KW

Eficiencia : 88.5 %

- Número de ternas : 1

- Número de estructuras : 174

- Disposición de conductores : En forma triangular (aproximadamente isóceles), con un lado vertical, cable de guarda axial

- Conductor : Aleación de aluminio, de $S = 95 \text{ mm}^2$
- Estructuras : Apoyos autosoportados (torres metálicas) troncopiramidales de 2, 3 ó 4 cuerpos soldados y atornillados.
- Cable de guarda : $S = 49.5 \text{ mm}^2$. material : Acero galvanizado.

Número de aisladores : 05 por cadena de suspensión y 05 también por cadena de anclaje.

Tipo de aislador : ANSI 52-3; 254 x 146 mm.
Material : Vidrio endurecido (templado) o porcelana.

2.8.2 Bases de Diseño .- Los parámetros para el diseño de la línea se establecieron con el criterio de usar en la medida de lo posible, materiales fabricados en el país; estos criterios son los siguientes.

a) Satisfacer la demanda .- La ejecución del proyecto deberá conducir hacia una línea de transmisión que transporte la energía eléctrica generada en la C.H. del Gera, hacia los centros de carga ubicados en las provincias de Moyobamba y Rioja y abastecer a los distintos sectores de consumo, de acuerdo a la proyección de la demanda ya estudiada en 2.7.

b) Criterios técnico - económicos .- El criterio que ha primado en este aspecto es la utilización en lo

posible materiales fabricados en el país, considerando por supuesto los plazos de entrega.

En el planteamiento de la ruta de la línea se ha tenido en cuenta :

- Ubicación de las subestaciones en Moyobamba y Rioja
Trazos de las líneas de distribución primaria, hacia los centros de carga que deberán construirse
- Mínimas interferencias con líneas de comunicación.
Evitar en lo posible el cruce de la línea con carreteras y caminos rurales o de otra índole.
Procurar el máximo acercamiento a los centros de carga, a fin de reducir las pérdidas en las líneas primarias que van de las subestaciones a estos centros de carga.
- Procurar el mayor acercamiento posible a la carretera en el recorrido de la línea, con el fin de facilitar las labores de mantenimiento.
Evitar en el levantamiento topográfico, vanos a desnivel muy pronunciados, lo mismo que procurar en lo posible reducir el número de ángulos, especialmente los de gran magnitud.
- Evitar zonas pantanosas o las fácilmente inundables
- Por último se ha tenido en cuenta la minimización del derecho de vía, lo mismo que respetar el ancho de la faja de dominio de la carretera C.H. del Gera Moyobamba - Rioja.

c) Calidad del servicio .- Un sistema debe ser capaz de ampliarse con el mínimo costo lo que implica que el cambio en la infraestructura existente deberá ser mínimo. Con este criterio se ha previsto dentro del proyecto, una interconexión de la subestación de Nuevo Cajamarca, a su futura fuente de energía que será la central hidroeléctrica del mismo nombre, lo que permitirá inclusive en el futuro auxiliar con energía eléctrica al distrito de Rioja, lo mismo que a las poblaciones rurales de esta provincia a un costo mínimo.

2.9. DETERMINACION DEL VOLTAJE DE TRANSMISION .- La tensión de diseño constituye un parámetro muy importante en el diseño de la línea; y debe regirse a la normalización existente. Al respecto la Dirección General de Electricidad ha uniformizado la terminología utilizada en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Norma : DGE 024 - TE - 1.

Los sistemas de transmisión están divididos en dos sub-sistemas :

- Subsistema de transmisión : Transportan la energía eléctrica suministrada por una central eléctrica, en altas tensiones, mayormente a grandes distancias

y en líneas aéreas hacia un sistema de distribución o un subsistema de distribución, el rango de tensión es 60 ó mas kilovoltios (kV).

- Subsistema de subtransmisión : es aquel destinado a transportar la energía eléctrica, suministrada por una central eléctrica o un subsistema de transmisión, a un sistema de distribución comprende la línea y la subestación de subtransmisión, el rango de tensión es de 30 a 60 kV .

La selección del voltaje de transmisión por otra parte, debe considerar el voltaje futuro de otras líneas en la vecindad especialmente de las líneas que conducirán la energía eléctrica de las subestaciones a los centros de carga; en los estudios se ha considerado un nivel de voltaje de 20 kV para alimentar cargas rurales, desde Rioja y Nuevo Cajamarca tales como : Soritor, Yorongos, Tahuantinsuyo; y desde la misma C.H. del Gera a Jepelacio y Shucshuyacu; y un nivel de tensión de 10 kV desde Rioja a Posic, Tambo, Yuracyacu, San Fernando y demás distritos de reciente creación.

Sabemos que cuanto mayor sea esta tensión menores serán las pérdidas (pérdidas = K/V^2), a la vez que

limita el número de líneas en la terna, minimizando el derecho de vía al ser menor el territorio ocupado, a la vez que se reduce el costo de mantenimiento.

Las fórmulas empíricas que nos permiten obtener un nivel de tensión económica son :

$$kV = 0.1 (km \times kW)^{1/2} \quad \text{ó} \quad kV = 5.5 (km/1.61 + kW/100)^{1/2}$$

donde kV = tensión económica

Km = longitud de la línea

KW = potencia activa a transportar

Reemplazando : los 40 km. de línea; 7.450 KW de potencia, obtenemos 54.6 y 54.8 kV; lo que significa que nuestra línea de transmisión de acuerdo a las consideraciones y resultados obtenidos le corresponde una tensión normalizada de 60 kV.

2.10. CONSIDERACIONES TECNICO ECONOMICAS DE LA TERNA A

ELEGIR .- Una terna de doble circuito no es justificable si tenemos en cuenta la magnitud de la carga, si bien es cierto que una doble terna proporciona un servicio más confiable debido a que garantiza un menor número de interrupciones comparada a una simple terna (en la proporción 1 a 2) debido principalmente a descargas atmosféricas; pero esto no

justifica el excesivo costo de una línea de doble terna con respecto a una simple.

Por estas consideraciones se ha decidido que un circuito trifásico simple cubre ampliamente los requerimientos del proyecto.

C A P I T U L O I I I

SELECCION DE MATERIALES A EMPLEARSE

3.1 SELECCION TECNICO-ECONOMICA DEL CONDUCTOR A
EMPLFARSE.- La selección del conductor generalmente implica un análisis preliminar de dos o tres secciones de un mismo tipo de conductor previamente seleccionado, esta selección difiere con la longitud y el voltaje.

Para voltajes de hasta 30 kV y teniendo un porcentaje de pérdidas fijo, el peso del conductor y por tanto su sección transversal necesaria para transmitir una potencia dada varía inversamente con el cuadrado del voltaje, es decir doblando el voltaje el peso de los conductores se reduce a un cuarto, lo que implica una reducción aproximada en la misma proporción del costo. Analizando lo que ocurre para voltajes más altos el ahorro en material conductor es menor, tomando importancia dos fuentes de pérdidas : Corriente de fugas por los aisladores y el escape de energía a través del aire entre los conductores también llamado

pérdidas por efecto corona, además de esto la corriente de carga (capacitiva) puede aumentar o disminuir la corriente en el circuito, dependiendo del factor de potencia de esta corriente de carga.

Los conductores más utilizados en nuestro país en líneas aéreas son los conductores desnudos de cobre y de aleación de aluminio mientras que los conductores de aluminio con alma de acero son poco utilizados.

En el mercado nacional se encuentra además de los ya mencionados otros 2 tipos de conductores para **líneas** aéreas : los de aluminio puro y los conductores aislados con polietileno (WP), que es utilizado generalmente en redes de distribución primaria y secundaria.

Analizaremos cada uno de los tipos de conductores desnudos para seleccionar el que más se adecúe al diseño de nuestra línea.

A) Conductor de cobre . En el mercado nacional existen tres tipos o temple : Duro, semiduro y blando o suave según el proceso de recocido al que se les haya sometido (esto con el fin de mejorar su conductividad y sus resistencias a la tracción) siendo el de temple suave el de mayor conductividad (100%

IACS) pero también el de menor carga de rotura. Los conductores de cobre son los que permiten una mayor corriente admisible que cualquier otro conductor desnudo cuando se les somete a la máxima temperatura de operación (80°C).

Para nuestro proyecto una desventaja grande de este conductor es su elevado peso relativo a los demás, lo cual sobredimensionaría la línea ya que requerirían un mayor número de estructuras al no poderse cubrir grandes vanos entre torres, lo cual a su vez aumentaría el número de aisladores, accesorios de ferretería, etc, lo cual hace antieconómico la utilización del conductor de cobre.

B) Cable de aluminio puro (ASC).- llamado también cable de aluminio grado EC, cuya conductividad alcanza el 61% del conductor de cobre suave pero es más ligero respecto a este en la relación de 1 a 2 es decir la mitad del peso del cobre para una misma longitud. Es recomendable para líneas aéreas ubicadas en zonas de contaminación marina, donde el contenido salino y las partículas salitrosas de la atmósfera corroen al conductor. Su mayor desventaja es su relativamente pequeña resistencia a la tracción ya que si lo comparamos para una misma sección con otros conductores es el que menos resiste a la tracción.

C) Cable de aluminio con alma de acero (ACSR) .- Este conductor es formado por alambres de aluminio de temple duro, reunidos en forma concéntrica sobre un núcleo constituido por uno o más alambres de acero galvanizado, lo cual lo hace resistente a los esfuerzos de tracción para una misma sección respecto al aluminio puro; para evitar la corrosión del acero galvanizado del núcleo se le recubre con una capa de zinc, pero este al entrar en contacto con el aluminio origina una corrosión galvánica, sobre todo en zonas salobres lo cual se evita colocando entre ellos una vaselina que actúa como catalizador, lo cual a su vez incrementa los costos de mantenimiento de la línea.

D) Cable de aleación de aluminio .- La aleación es del aluminio con el silicio, magnesio y tungsteno (Alfrey o AASC); dando una conductividad promedio del 53% del cobre suave; su carga de rotura es casi la misma a la del ACSR, pero su ventaja es que no presenta el problema de corrosión galvánica de este, presentando para una misma sección un menor peso unitario. Este tipo de conductor es muy utilizado en nuestro país en niveles de 60 kV, y a veces hasta en mayores niveles de tensión.

Siendo este conductor el que más se adapta al diseño de nuestra línea, tanto por sus propiedades electro-

mecánicas y por ser el más económico en lo que respecta a adquisición, instalación y pérdidas lo seleccionamos como el más adecuado y con él evaluaremos posteriormente la sección más económica.

3.2 SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LA LINEA .- La operatividad de la línea depende fundamentalmente del aislamiento de la misma, generalizando podemos decir que los aisladores en líneas aéreas cumplen dos funciones : mecánicas, ya que soportan al conductor que cuelga de la cruceta o de la torre por lo que deberán tener una resistencia mecánica adecuada; eléctrica ya que aíslan al conductor de cualquier parte metálica en contacto con tierra. Los principales materiales que se utilizan en los aisladores son el vidrio y la porcelana.

3.2.1 Selección de Aisladores.- Describimos los diversos tipos de materiales con que se fabrican los aisladores:

A) Aisladores de porcelana .- La porcelana es una cerámica producto de la vitrificación a altas temperaturas de la arcilla, feldespato de tierra fina y sílice. En este tipo de aisladores es necesaria una superficie fina y pulida para obstaculizar la adhesión de partículas extrañas que puedan alterar la conductividad superficial del aislador, debe evitarse

cualquier deterioro en la superficie del aislador como rajaduras ya que éstas pueden propagarse inutilizándolos. Estos aisladores son muy empleados en líneas de transmisión especialmente en zonas lluviosas y con contaminación o suciedad.

B) Aisladores de vidrio .- Son utilizados para diversos tipos de voltaje especialmente los de vidrio templado, incluso en líneas de voltaje extra altos (EHV) no obstante ser más frágiles a los impactos que los de porcelana igualan a éstos en las demás propiedades, superándolos ampliamente en su comportamiento eléctrico ya que su resistencia a la perforación es hasta cinco veces mayor.

C) Otros Materiales .- El pirex es también un material utilizado a la fabricación de aisladores superando a la porcelana en sus propiedades eléctricas presentando una resistencia a la perforación cuatro veces mayor, pero es mecánicamente inferior a ésta ya que son menos resistentes a la tracción que el conductor ejerce sobre ellos.

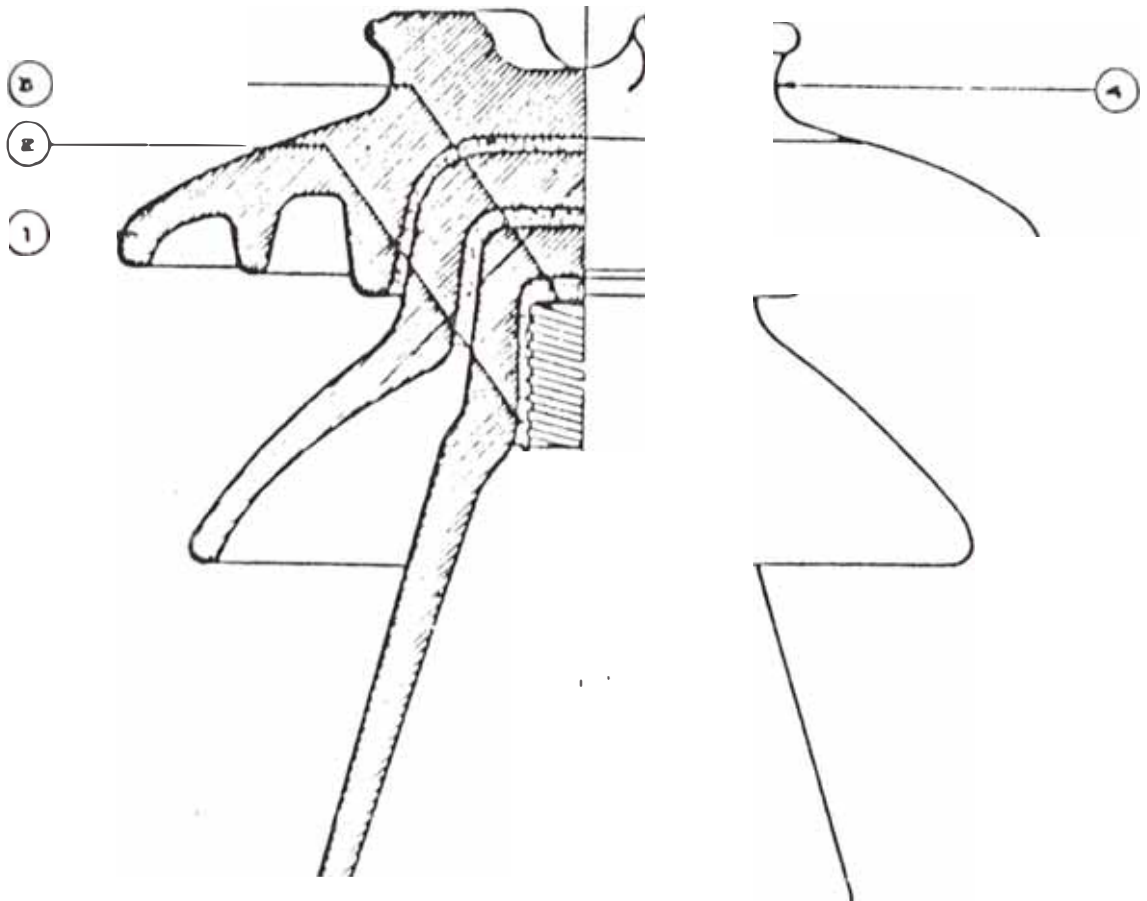
El plástico también es utilizado pero en aisladores de líneas de distribución secundaria (líneas inferiores a 1 kV).

Seguidamente describiremos los tipos o clases de aisladores que se utiliza en el diseño de líneas aéreas de transmisión :

A) Tipo pin .- Generalmente consta de una sola unidad conformada por dos o más cascos cementados juntos (Fig. A), esto para prevenir que una rajadura en cualquiera de estos cascos pase a través del aislador entero y ponga la línea a tierra. Debido a su pequeña línea de fuga tienen un margen relativamente bajo de aislamiento si lo comparamos especialmente con cadena de aisladores tipo suspensión. El empleo más frecuente de este tipo de aisladores es en interruptores y en portabarras, mientras que en líneas aéreas su uso es restringido ya que no permiten el movimiento lateral del conductor, además que presentan problemas de radio interferencia.

B) Tipo poste .- Se utilizan sobre crucetas en configuraciones laterales con soportes especiales, son más sólidos que las del tipo pin, también resisten mejor a los impactos, casi no presentan problemas de radio interferencia. Se pueden utilizar hasta tensiones normalizadas de 230 kV. donde utilizar cadenas de aisladores tipo suspensión significan longitudes de 3 a 4 m, mientras que estos aisladores evitan estos excesos en cuanto a altura de poste. Su desventaja es que mantienen rígido al conductor lo cual debilita el aislador ya que tiene que absorber

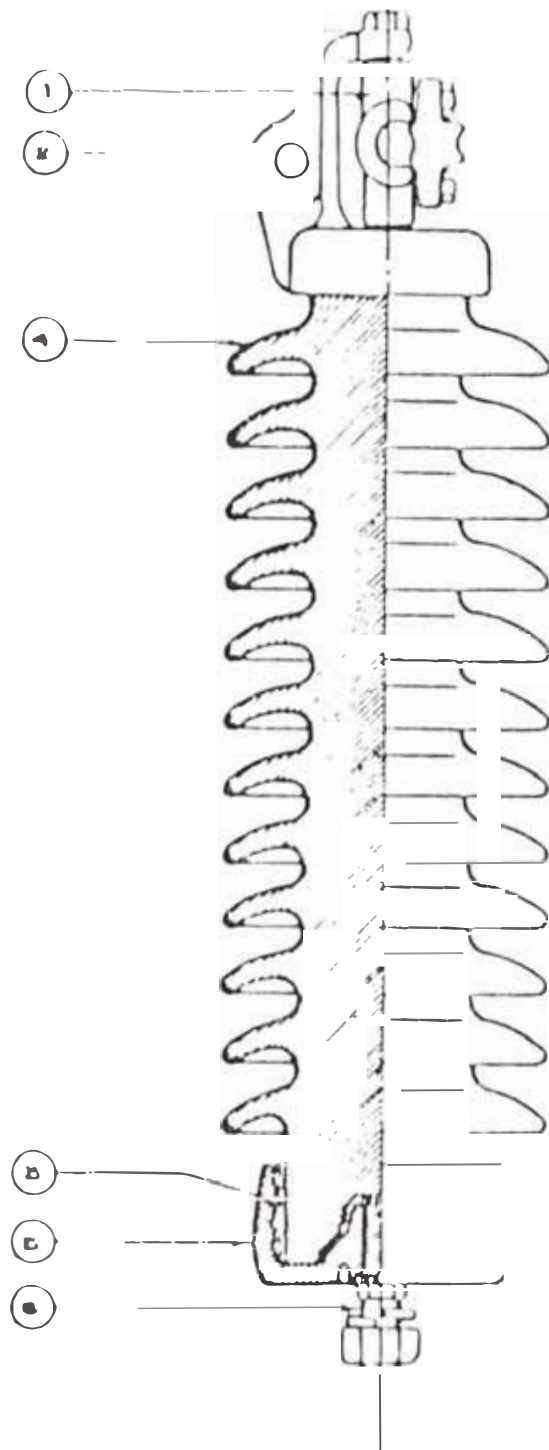
AISLADOR TIPO PIN



N	DESCRIPCION
(1)	CABCO DE PORCELANA
(2)	CEMENTO
(3)	MANQUITO
(4)	SUPERFICIE SEMICONDUCTORA

FIGURA (a)

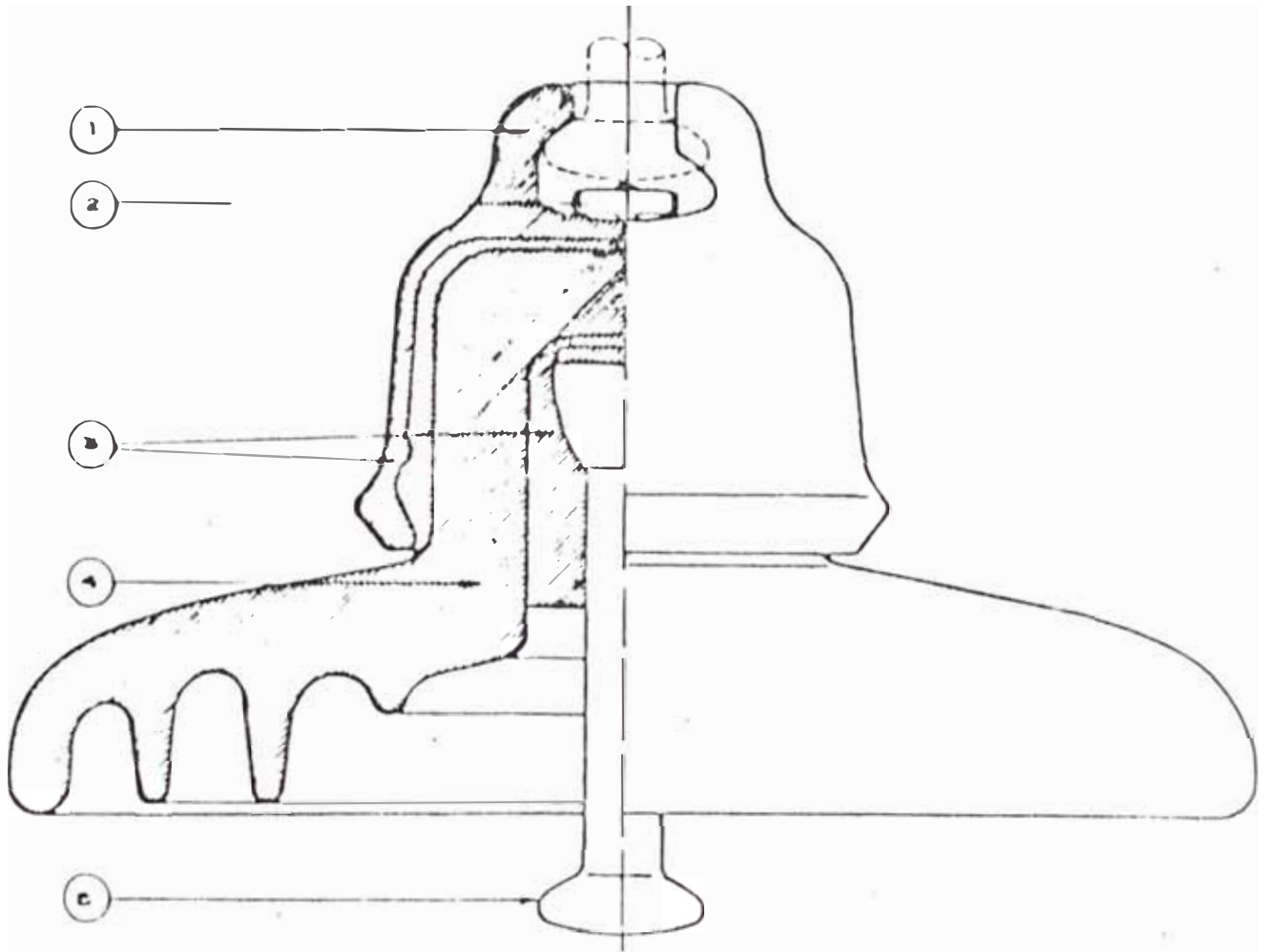
AISLADOR TIPO POSTE



N°	DESCRIPCION
(1)	BRANCA SUPERIOR
(2)	CABZALLO DE SOPORTE
(3)	CFMENTO
(4)	CUERPO DE PORCELANA
(5)	BASE
(6)	PERNO

FIGURA (b)

AISLADOR DE SUSPENSION



N°	DESCRIPCION
1	CASQUETE DE ENCAJE (HIERRO MALLEABLE)
2	CLAVIJA DEL CASQUETE.
3	CEMENTO
4	CASCO DE PORCELANA 'ó vidrio Templado
5	ESPIGA OVAL (DE MATERIAL ACERADO)

FIGURA (c)

los esfuerzos que se producen a lo largo del conductor (Fig. B.).

C) Tipo suspensión .- Estos aisladores permiten un acoplamiento sencillo entre varias unidades mediante una articulación semiesférica de la parte metálica de cada unidad, permitiendo de esta forma la formación de grandes cadenas inclusive de hasta 50 unidades standard (líneas de 500 kV), lo mismo que pueden soportar conductores pesados, consiguiéndose vanos usualmente grandes lo que contribuye a utilizar un menor número de soportes, además que permiten diversas configuraciones en cuanto a la forma y longitud de la línea de fuga, por ejemplo para zonas de alta contaminación se utilizan aisladores tipo FOG de una línea de fuga relativamente grande.

Los aisladores de suspensión de material vidrio templado reúnen las características necesarias para el uso que requerimos, ya que la configuración en cadena permite una mayor libertad de oscilación tanto a cada aislador como el mismo conductor (Fig.c).

3.2.2 Diseño de la cadena de aisladores.- Generalizando diremos que este diseño se refiere a calcular o determinar el número de aisladores que tendrán nuestras cadenas tanto de suspensión como de anclaje; este diseño debe ser tal que asegure un aislamiento de

la línea capaz de resistir voltajes anormales de origen interno y para sostener mecánicamente al conductor que cuelga de la torre.

Los voltajes de **origen** externo (originados por formación de arcos por descargas atmosféricas, los cuales son casi imposibles de evitar) son tomados en cuenta en el diseño del aislamiento de la línea, sólo mediante el empleo de tablas recomendadas por la CEI, mientras que para voltajes anormales de origen interno llamados **también** sobretensiones de maniobra, se efectuarán cálculos a fin de determinar el número de aisladores de la cadena; éstos voltajes son originados por maniobras tales como el cierre automático de interruptor, y las sobretensiones a la frecuencia de servicio, ejm. el aumento de tensión que ocurre cuando una línea es puesta a tierra.

Las características de formación de arco para sobretensiones de maniobra de una cadena de aisladores varían con la forma de onda, dimensión y forma de los electrodos, la puesta a tierra y la contaminación. Esta última tiene una gran importancia para nuestras zonas costeras donde la contaminación salobre transportada por las brisas marinas se depositan sobre la falda de los aisladores, provocando la disminución de la línea de fuga. Este tipo de contaminación va disminuyendo a medida que nos alejamos de la costa

haciéndose prácticamente nula para las zonas andinas y de nuestra selva amazónica. La zona del presente estudio (provincias de Moyobamba y Rioja) está ubicada en la selva alta de nuestro país a 860 m.s.n.m., es de clima cálido y lluvioso (entre enero y abril) y no presenta el nivel de contaminación de las zonas industriales y zonas costeras.

Las condiciones básicas para el diseño del aislamiento de la línea las damos a continuación :

A) Cálculo eléctrico

A.1) Sobretensiones internas .- Para los niveles de tensión hasta de 300 kV las normas CEI determinan que el nivel de aislamiento debe tener en cuenta a las sobretensiones internas originadas por maniobras realizadas dentro del sistema, tales como conexión de la línea en vacío recierres automáticos, desconexión de una carga grande, conexión de un transformador: las sobretensiones de maniobra son caracterizadas por un factor de maniobra (F_m) correspondientes a cada nivel de tensión, y son los siguientes :

V nominal (kV)	60	110-138	175	220	275
F_m	2.7	2.5	2	1.8	1.7

La magnitud de esta sobretensión se calcula por una fórmula aproximada :

$$U_m = (2/3)^{1/2} V_{\text{máx}} \cdot F_m \cdot F_s \cdot F_n$$

La cual nos da la llamada sobretensión frecuencia normal y bajo lluvia donde :

$V_{\text{máx}}$ tensión máxima correspondiente a la tensión nominal = 72.5 kV.

F_m - Factor de maniobra = 2.7

F_s - Factor de corrección por ensuciamiento = 1.5 (estimado)

F_n Factor de corrección por altura sobre el nivel del mar y se calcula así :

$$F_n = (273 + \theta / 0.3926 b)^{1/2}, \log b = 2.88 - H/18336$$

Donde :

θ - Temperatura promedio en grados centígrados, para el área del proyecto es de 25°C

H - Altura sobre el nivel del mar (860 m.s.n.m.)

b - Presión en mm. de hg = 680.92

Luego :

$$F_n = (273 + 25 / 0.3936 \times 680.92)^{1/2} = 1.056$$

De donde :

$$U_m = (2/3)^{1/2} (72.5)(2.7)(1.05)(1.056) = 177.22 \text{ kV.}$$

Procederemos a calcular el voltaje de formación del arco (Flashover voltaje), es decir la tensión a la cual ocurre una descarga disruptiva sostenida a través del medio que rodea al aislador, se calcula así :

a) En lluvia :

$$U'm = 1.1 (Um) = 195 \text{ Kv.}$$

b) en seco :

$$U'm' = 1.33 (U'm) = 259 \text{ Kv.}$$

De acuerdo a ANSI C29.1 ; los aisladores standard de 254 146 mm deberán reunir las siguientes características :

Número de unid	1	2	3	4	5	6	7	8
Promedio cuadrático del voltaje de formación de arco a baja frecuencia								
(Seco)	80	155	215	270	325	380	435	485
(Lluvia)	50	90	130	170	215	255	295	335
50% de los voltajes de cresta impulsionales de formación de arco								
(Positivo)	125	255	355	440	525	610	695	780
(Negativo)	130	255	245	415	495	585	670	760

TABLA 3.2.A. VOLTAJES MINIMOS EN kV (ANSI. C29.1)

De esta tabla deducimos que necesitaríamos 5 aisladores para $U'm = 195$ kV y 4 para $U'm = 259$ kV.

A.2) Sobretensiones externas .- Son originadas por descargas atmosféricas produciendo voltajes de cresta impulsionales llamados también sobretensiones a frecuencia elevada. Para sistemas de voltaje nominal de 60 kV. las normas CEI. (Comisión Electrotécnica Internacional), recomiendan un nivel de aislamiento de 350 kV a nivel del mar, a fin de evitar la formación de arco, corrigiendo este valor por suciedad y variación de altura tenemos :

$$U_I = 350 \times 1,05 \times 1.056 = 388 \text{ kV.}$$

Luego de la tabla 3.2.A., observamos que cuatro aisladores (4 unidades) pueden soportar este voltaje.

A.3) Contaminación ambiental .- como se dijo anteriormente los mayores problemas de contaminación se presentan en zonas cercanas al mar o centros industriales que expelen el polvo o humos químicos. La tabla 3.2.B. da una clasificación tentativa dependiendo de la localización geográfica donde se construirá la línea.

CLASES DE LOCALIZACION		D	C	B	A
Distancia aproximada al litoral en Km	Con viento fuerte (encima de los 10 m/s)	0-3	3-10	10-50	más de 50
	Con viento (de bajo de 10 m/s)	0-1	1-3	3-10	más de 10
Equivalente salino máximo depositado en mg/m ²	Aislador tipo poste (superficie total)	0.35	0.12	0.06	0.03
	Aislador de suspensión (superficie inferior)	0.5	0.25	0.125	0.063

TABLA 3.2.B. CLASE DE LOCALIZACION POR CONTAMINACION Y LOCALIZACION GEOGRAFICA

de acuerdo con este cuadro la zona en estudio (selva alta) es decir bosques tropicales con atmósfera limpia le correspondería una localidad tipo A (con mínimo de contaminación ambiental).

Una vez determinado el tipo de localidad, el fabricante recomienda tener en cuenta el siguiente cuadro :

TIPO DE AISLADOR	NUMERO DE AISLADORES DE SUSPENSION TIPO STANDARD DE 254 X 146 mm	NUMERO DE AISLADORES DE SUSPENSION TIPO FOG (SERIE XEL) DE 254 X 146 mm
CLASE DE LOCALIDAD		
A	5	4
B	6	4
C	7	5
D	7	5

TABLA 3.2.5. : NUMERO RECOMENDADO DE UNIDADES PARA UN VOLTAJE DEL SISTEMA DE 60 kV.

De acuerdo a este cuadro a nuestra línea le correspondería 5 aisladores standard ó 4 aisladores tipo FOG : 254 x 146 mm.; teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores derivadas de cálculos efectuados y tablas consultadas, concluimos que una cadena con 5 aisladores tipo standard de 254 x 146 mm., satisfacen todos los requerimientos eléctricos necesarios para nuestra línea en estudio.

B) Cálculo electromecánico de la cadena de aisladores

B.1) Cadenas de suspensión .- Calcularemos las cargas que deberán soportar estas cadenas. Según el reglamento español de líneas de transmisión aprobado

el 27/12/68, artículo 12; debemos considerar el peso de un manguito de hielo por lo que consideraremos la formación de un manguito de hielo de 2 mm de espesor cuyo peso se calcula así :

$$P_h = \pi/4 [(\varnothing + 2e)^2 - \varnothing^2] \times 0.9 \text{ kg/Km.}$$

\varnothing = Diámetro exterior del conductor = 12.60 mm
para el de 95 mm² de sección.

e = Espesor del manguito de hielo = 2 mm

De Donde : $P_h = 82 \text{ Kg}$

Además : Peso unitario del conductor : 256 Kg/Km.

Vano peso máximo que tendremos será de 50 m.

De todos estos datos se tendrá que :

Peso del conductor	128.0 Kg
Peso del manguito de hielo	41.3 Kg
Peso de aisladores	25.0 Kg
Peso de accesorios de fijación..		06 Kg

Peso total		20 Kg

De acuerdo a las normas VDE, las cadenas deberán soportar una tracción mecánica mínima igual a cuatro veces el peso total calculado.

Luego :

Tracción mecánica mínima = 801.2 kg

1,765 lbs.

B.2) Cadenas de anclaje. - Según normas VDE este tipo de cadenas deberá resistir cuatro veces la tracción máxima del conductor : (To)

Luego :

To Carga de rotura del conductor/ coeficiente de seguridad.

To = $2,658/3 = 886$ Kg (para el conductor : S 95 mm²)

4 x 886 = 3,544 Kg.

De estos resultados concluimos que en estas cadenas de anclaje también utilizaremos 05 aisladores standard de 254 x 146 mm ya que satisfacen ampliamente los requerimientos mecánico - eléctricos necesarios para nuestro sistema, porque si nos referimos a las normas ANSI C29.2, este aislador deberá tener una resistencia mecánica mínima de 6,787 Kgs (15,000 lbs) punto en el cual dejará de cumplir sus propiedades mecánicas (como soporte).

C) Nivel de aislamiento .- El aislador standard tipo campana de 254 x 146 mm clase ANSI 52 - 3 tiene una línea de fuga de 292.1 mm.; el nivel de aislamiento o grado de aislamiento se calcula con la siguiente fórmula :

$$\text{Grado de aislamiento} = (29.1 \times n) / V_{\text{m}\acute{\text{a}}\text{x}} \times F_h$$

donde :

$V_{\text{m}\acute{\text{a}}\text{x}}$	=	Tensi3n m\acute{a}xima correspondiente a la tensi3n nominal de 60 Kv = 72.5 kV
n	=	N\acute{u}mero de aisladores de la cadena : Suspensi3n y anclaje, tendremos 5 unidades.
F_h	=	Factor de correcci3n por altura = 1,056

Luego : Grado de aislamiento = 1.9 m/kV.

En atm3sfera limpia (zona rural) como es el caso que nos ocupa el nivel recomendado es de 1.7 cm/kV entre fases, de donde concluimos que se verifica el valor del nivel de aislamiento al ser mayor que el recomendado.

3.3 SELECCION DE LAS ESTRUCTURAS DE LA LINEA .- En el mercado existen diversos tipos de apoyos dependiendo su empleo de diferentes factores ; tales como el espacio requerido por conductores y aisladores, distancia de los conductores al suelo y entre ellos, resistencia mec\ncanica de los apoyos, material, etc.

Entre los apoyos m\ncas utilizados se encuentran : los postes de concreto, de acero, de madera y las

estructuras de acero.

3.3.1 Postes de concreto Son de concreto armado centrifugado (c.a.c.), en el país se fabrican en gran escala, son estéticos, estando en desventaja con respecto a los otros en lo que se refiere a los problemas de transporte ya que son frágiles y un mal manipuleo o cambio brusco de posición pueden producirle fisuras, dejando expuesto al fierro a la corrosión.

3.3.2 Postes de madera . Se les utiliza para líneas de cualquier voltaje ya que incrementan el valor del aislamiento de la línea contra descargas atmosféricas, la utilización de postes de madera es una forma de minimizar la formación de arcos (efecto corona). Se utilizan postes de madera tratada con preservantes con el fin de prolongar la vida útil de este apoyo. En la selva peruana los árboles de los cuales se obtienen los postes de madera son muy escasos por lo que su empleo es muy restringido, además de su **corta** vida relativa a los demás se presenta el problema que en caso de un incendio forestal se destruyeran inevitablemente.

3.3.3. Postes de acero .- Son de forma cónica, (truncocónicos de tramos embonables) por lo que ofrecen facilidad en su transporte, son de acero galvanizado y se deben proteger adecuadamente con pinturas anticorrosivas, su maniobrabilidad es su mayor ventaja con respecto a los postes de concreto pero su empleo en el país es muy restringido ya que existen muy pocos fabricantes nacionales, teniéndose en la mayoría de los casos que recurrir a la importación .

3.3.4. Estructuras de acero .- Su empleo en el país está muy difundido especialmente en líneas de transporte a partir de los 60 kV y frecuentemente reemplazan a los postes de madera por varias ventajas con respecto a ellas, siendo las principales que pueden ser hechas tan grande como sean necesarias, no necesitan el empleo de retenidas ya que son autosoportadas. En caso de incendios forestales no corren el peligro de quemarse. Con un adecuado mantenimiento se puede prolongar su vida útil por muchas décadas.

Estas estructuras están compuestas de dos partes : el cuerpo formado por uno o más tramos y la cabeza del apoyo. Se construyen en el sitio con viguetas de acero estructural por lo que el material de la torre no presenta mayores problemas en el transporte. La

base y esquineros del apoyo están formados por viguetas acanaladas mientras que las piezas llanas se van atornillando o soldando a las angulares en forma transversal formando así el cuerpo y posteriormente la cabeza de la torre: la forma de conseguir una mayor economía en estos apoyos es reducir tanto como sea posible el tamaño de la base.

Teniendo en cuenta todas estas ventajas a las que debemos agregar que nuestra línea estará en la zona de selva alta siendo estas estructuras menos susceptibles al daño por grass, matorrales boscosos, incendios forestales e inundaciones en el terreno por excesivas precipitaciones pluviales.

Por todas estas ventajas se han seleccionado estas estructuras (torres) para servir de apoyos de nuestra línea en estudio.

3.4. CONFIGURACION Y ANGULO DE LAS ESTRUCTURAS .- El utilizar una sola terna permitirá un cierto aligeramiento en las estructuras, las mismas que soportarán a la terna en configuración triangular.

Las consideraciones que se han tomado en cuenta en el planeamiento de ruta de la línea son :

Ubicación de las subestaciones en las localidades de Moyobamba y Rioja.

- Mínimo posible de cruces de la línea con la carretera.
- Lograr el mayor acercamiento posible a los centros de carga con el fin de minimizar las pérdidas, así como también la mayor proximidad posible a las carreteras y caminos existentes a fin de facilitar las labores de mantenimiento.
- Evitar los vanos a desniveles exagerados, lo mismo que los cambios de dirección con ángulos topográficos de gran magnitud salvo en casos muy necesarios.
- Respetar las limitaciones de derecho de vía así como el ancho de faja de dominio de la carretera.

Como consecuencia de todo esto, es decir de los pasos seguidos en el análisis del trazo de la ruta se han determinado los siguientes ángulos topográficos.

Ángulos entre	0° - 2°
Ángulos entre	3° - 20°
Ángulos entre	21° - 60°
Ángulos entre	61° - 90°

Como se observa esta división en grupos de ángulos exige a su vez varios tipos de estructuras, además de

las que se utilizan para cadenas de anclaje y como terminales.

La clasificación de las estructuras es la siguiente :

ESTRUCTURA (Modelo)	DENOMINACION	TIPO DE CADENA DE AISLADORES	ANGULO TOPOGRAF.	NUMERO DE ESTRUC.
ACACIA/50/F31/S	Alineamiento	Suspensión	0° - 2°	88
ACACIA/50/F31/A	Alineamiento	Anclaje	0°	53
ACACIA 310/F4/S	Angulo	Suspensión	3° - 20°	14
ARCE 630/F4/A	Angulo	Anclaje	21° - 60°	14
ARCE 900/F4/A	Angulo	Anclaje	61° - 90°	02
ARCE 630/F4/A	Terminal	Anclaje	0°	03

La estructura denominada ARCE 630/F4/A , utilizada para anclaje y fin de línea, será la misma que se utilizará para ángulos topográficos entre 21° a 60°; debemos hacer una observación importante y es que cualquiera de las estructuras de la serie ARCE, pueden ser utilizadas como apoyos con cadenas en suspensión o anclaje e inclusive mixtas (apoyo : con cadena en suspensión y anclaje al mismo tiempo).

Los apoyos modelo ACACIA 50/F31/1 serán utilizados también para alineamiento pero llevarán cadenas de aisladores en anclaje cada dos kilómetros

aproximadamente con el fin de absorber el tiro del conductor.

Otra observación que se puede hacer sobre estos apoyos es que se diferencian unos a otros dentro de un mismo modelo en lo que se refiere a sus alturas lo que depende de su número de tramos de cada una de ellas (T : 1 tramo; 2T : 2 tramos; 3T : 3 tramos, etc.)

En nuestra línea de transmisión se utilizaron resumiendo las siguientes estructuras o torres.

MODELOS DE TORRES UTILIZADAS

ESPECIFICACION	SIGNIFICACION N° TRAMOS	CADENAS	ALTURA TOTAL (m)	DENOM.	N° DE UNIDAD.
ACACIA 50/F31/2T	02	Suspensión	13.05	Alineam.	39
ACACIA 50/F31/3T	03	Suspensión	17.25	Alineam.	39
ACACIA 50/F31/4T	04	Suspensión	21.44	Alineam.	09
ACACIA 50/F31/5T	05	Suspensión	25.64	Alineam.	01
ACACIA 50/F31/2TA	02	Anclaje	14.60	Alineam.	35
ACACIA 50/F31/3TA	03	Anclaje	18.85	Alineam.	17
ACACIA 50/F31/4TA	04	Anclaje	23.09	Alineam.	01
ACACIA 310/F4/3T	03	Suspensión	17.25	Angulo	12
ACACIA 310/F4/4T	04	Suspensión	21.44	Angulo	02
ARCE 630/F4/9.45	02	Anclaje	17.25	Angulo	02
ARCE 630/F4/11.70	03	Anclaje	19.40	Angulo	09
ARCE 630/F4/13.95	03	Anclaje	21.65	Angulo	03
ARCE 900/F4/16.20	04	Anclaje	23.90	Angulo	02
ARCE 630/F4/9.45	02	Anclaje	17.25	Terminal	03

3.5. SELECCION DE LA SECCION DEL CONDUCTOR .- Todos los cálculos que se efectuarán a continuación derivarán hacia la selección económica de la sección del conductor.

3.5.1. Corriente de línea .- La corriente de línea que deberá circular en la sección más económica que seleccionemos corresponderá a la potencia de diseño de nuestra línea, es decir la potencia correspondiente al último año de estudio (año 20) que es la mínima corriente que permitirá circular el conductor que se seleccione, sin que afecte las características del mismo. Dicha corriente será :

$$I = \frac{(MD)_{20}}{\sqrt{3} \times V_P \times \cos \phi}$$

donde :

$(MD)_{20}$ = máxima demanda esperada en el año 20 = 7,450 kW

V_P = tensión entre fases a la llegada = 57 Kv.

$\cos \phi$ = factor de potencia = 0.85

Luego : $I = \frac{7,450}{\sqrt{3} \times 57 \times 0.85} = 89 \text{ amp.}$

3.5.2. Capacidad de corriente .- En conductores desnudos esta capacidad de corriente está determinada por el efecto que produce la corriente al calentar el conductor. La resistencia a la tracción disminuye a medida que aumenta la temperatura en el conductor; si esta temperatura es relativamente alta puede recocer al metal lo que reduce su esfuerzo mínimo de

deformación aumentando su elongación. Por estas razones se determina la temperatura máxima de operación.

La base del cálculo es establecer una temperatura ambiente, luego la capacidad estará relacionada con el aumento de temperatura.

El aumento de temperatura es un conductor desnudo, depende del balance entre la entrada de calor originado por las pérdidas $I^2(R)$ más el calor recibido del sol y la salida de calor, debido a la radiación de la superficie del conductor y la transferencia debida a la convección de las corrientes de aire. El balance de calor en las superficies metálicas que soportan al conductor será despreciables. Cuando la temperatura del conductor aumenta a un punto donde la salida de calor iguala a la entrada la temperatura permanecerá constante, luego la corriente para tal condición es la capacidad de corriente para esta temperatura. Despreciando el calor recibido debido a los rayos solares el balance calorífico puede expresarse :

$$I^2 (Rac) = (Wc + Wr) \dots \text{Watts/Km.}$$

Donde :

I : Corriente para condición balanceada (temp. constante) ...Amp.

Rac : Resistencia total en corriente

Wc : Pérdida de calor por convección superficial en un Km. de conductor ... Watts.

Wr : Pérdida por radiación superficial en un Km de conductor ... Watts.

despejando I se tendrá :

$$I = \{(Wc + Wr) / Rac\}^{1/2} \text{ amperios... (a)}$$

La pérdida de calor por convección depende de la velocidad del viento, del aumento de la temperatura y de la presión atmosférica, para cálculos de capacidad de corriente generalmente se asume una velocidad máxima del viento de 2 pies/seg (2.2 km/hora).

La pérdida de calor por radiación (Wr) depende del aumento de temperatura y de una constante de emisibilidad (E), que viene a ser la capacidad del conductor para radiar el calor interno, esta constante varía desde 0 a 1 que son los valores extremos adoptaremos un valor de E = 0.5 que nos da un margen de seguridad para la mayoría de los materiales de los conductores expuestos.

Los valores de Wc y Wr son encontrados experimentalmente en laboratorio, algunas fórmulas aproximadas que las relacionan con el diámetro del

conductor son :

a) Pérdidas caloríficas por convección (Wc)

1. Velocidad del viento : 2.2 km/hora

- 60° de aumento de temperatura sobre una temperatura ambiente de 40°C

$$Wc = 1769.09 (1 + 7.959 d^{0.52}) \dots \text{watts/km (b)}$$

Para diámetros del conductor hasta 40.64 mm.

$$Wc = 10(434.18d^{0.6}) \text{ Watts/Km.}$$

Para diámetros del conductor mayores de 40.64 mm.

2. Sin viento :

- A nivel del mar

$$Wc = 20.878 d^{0.75} T_o^{1.25} \text{ Watts/km} \dots \dots \dots (c)$$

donde T_o es el aumento de temperatura sobre la temperatura ambiente

b) Pérdidas caloríficas por radiación (Wr)

- Emisividad = 0.5

- 60° C de aumento de temperatura sobre una temperatura ambiente de 40°C

$$Wr = 22,080.05 (d) \dots \text{watts/km} \dots \dots \dots (d)$$

De ensayos de laboratorio se ha logrado determinar la capacidad de corriente para diferentes temperaturas,

las mismas que aparecen en las curvas mostradas en las figuras : 3.4, 3.5, 3.6 que son para conductores desnudos de aleación de aluminio (cableados) con conductividad 52.5% IACS.

Los fabricantes de conductores establecen la máxima temperatura a la cual puede operar un conductor, manteniendo íntegra sus propiedades mecánicas tales como : la máxima resistencia a la tracción, esta temperatura se conoce como el límite térmico y que en los conductores de fabricación nacional es de 75°C. Sin embargo hay otras temperaturas aún mayores a las cuales puede operar el conductor pero estas deben ser momentáneas ya que disminuyen rápidamente la carga mínima de rotura del conductor, las corrientes que producen estas temperaturas se presentan generalmente en fallas (cortos circuitos); esta temperatura se acepta que puede llegar a tener como máximo 340°C y una exposición momentánea a ella no produce una pérdida apreciable de la resistencia a la tracción.

Las curvas de capacidad de corriente mostradas se han confeccionado para una temperatura ambiente de 40°C. En la zona de selva alta materia de estudio se tiene una temperatura promedio anual de 25°C.

De las tablas de fabricantes se resumen los factores de corrección para temperaturas diferentes a 40°C.

10°C	15°C	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C
1.14	1.10	1.07	1.05	1.04	1.02	1

TABLA 3.5.A. Factores de corrección : Capacidad de corriente para temperatura ambiente diferente de 40°C.

Considerando el límite térmico de 75°C, y la corriente de diseño de 89 amp. al cual le aplicamos el factor de corrección respectivo; se determinan las siguientes secciones como las más adecuadas :

SECCION (mm ²)	DIAMETRO EXTERIOR (mm)	MAXIMA CORRIENTE A T conductor = 75°C
50	8.90	220
70	10.70	270
95	12.60	340
120	14.25	385

TABLA 3.5.B : Corriente máxima del conductor : aleación de aluminio (T ambiente 25°C) (temp. del conductor : 75°C)

Las secciones tomadas nos dan un margen de seguridad para poder finalmente elegir bien la sección del conductor de nuestra línea de transmisión; evitándo excesivas caídas de tensión a la llegada y grandes pérdidas de potencia por efecto Joule (I^2R) a lo largo de los 40 km de recorrido de la línea.

3.5.3. Resistencia Ohmica . Los fabricantes de conductores eléctricos dan la resistencia en corriente continua y a la temperatura de 20°C; así tenemos que los conductores de aleación de aluminio desnudos tienen por valores:

SECCION AA. (mm ²)	50	70	95	120
RESISTENCIA EN CC A 20°C	0.67	0.507	0.357	0.285

TABLA 3.5.C RESISTENCIA EN CC. DE LAS SECCIONES DEL CONDUCTOR ALEACION DE AL. QUE SE INDICAN

Esta resistencia aumenta linealmente con el aumento de la temperatura en rangos de 0° a 120°C de acuerdo a la siguiente fórmula :

$$R_2 = R_{20} [1 + \alpha (t_2 - 20)] \dots\dots\dots (a)$$

R_2 = Resistencia a la temperatura de operación en el límite térmico : $t_2 = 75$ °C

$R_{20^{\circ}\text{C}}$ = Resistencia a 20°C (dato de la tabla)

α = Coeficiente térmico de resistencias : Para el

$$\text{Al} = 0.0036 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$$

en (a) :

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = R_{20} [1 + \alpha (75 - 20)]$$

luego :

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = R_{20} [1 + 55 \alpha]$$

En la siguiente tabla se presentan las resistencias, tanto en corriente continua como en alterna, para la temperatura de 75°C (Ohmios/km); para hallar el equivalente de las resistencias de c.c. en alterna se utilizó el método de W.D. STEVENSON.

SECCION (mm ²)	R (75°C) DC (Ω /km)	R (75°C) AC (Ω /km)
50	0.8048	0.8048
70	0.6090	0.6092
95	0.4288	0.4292
120	0.3473	0.3428

TABLA 3.5.C : RESISTENCIA EN CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA PARA CONDUCTOR ALEACION DE AL. A 75°C

3.5.4. Reactancia inductiva .- Este parámetro de la línea se calcula en base al espaciamiento constante a lo largo de la línea, generalmente este espaciamiento entre los conductores se toma de las estructuras de alineamiento, utilizados en más del 80% de las estructuras que conforman el recorrido de la línea.

La disposición de simple terna 3 Ø se muestra en la figura 3.5.A

La fórmula que se utiliza para el cálculo de la reactancia inductiva (X_k) es :

$$X_k = [0.5 + 4.61 \lg (DMG/RMG)] \times 10^{-4} (w) \dots\dots\dots (a)$$

Donde :

DMG = Es la distancia media geométrica (que se calcula con la separación mostrada en la fig. 3.5.A) de la torre más utilizada (de alineamiento) en el recorrido de la línea de transmisión.

Luego :

$$DMG = (3.23 \times 3.70 \times 2.4)^{1/3} = 3.061 \text{ mt.}$$

RMG = Es el radio medio geométrico que es proporcional al radio del conductor

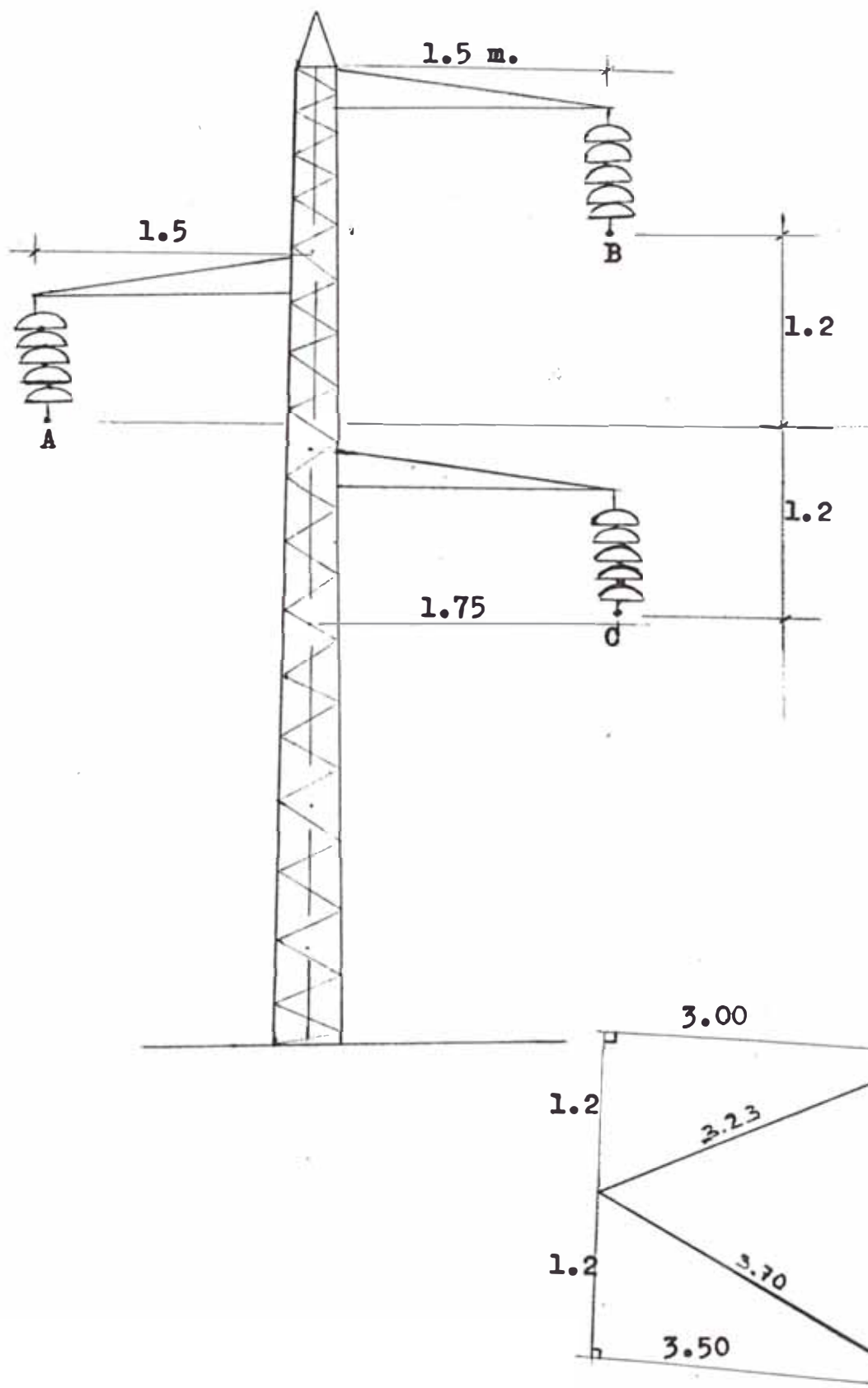


FIG 3.5A CONFIGURACION DE LA TERNA 3Ø SIMPLE EN UNA TORRE DE ALINEA
MIENTO: ACACIA 50/F31/2T

RMG (K) (R)

R = Radio del conductor

K = Depende del número de hilos del conductor.

Los valores de "K" se muestran en la siguiente tabla

Nº DE HILOS	7	19	37
K	0.7256	0.7584	0.7662

TABLA 3.5.D VALORES DE "K" EN CONDUTORES ELECTRICOS

Para nuestro cálculo, para las 04 secciones de conductores que estamos analizando están conformados por 19 hilos ó alambres por lo que $K = 0.7584$.

ω = Es la frecuencia angular de servicio = $2\pi f$; donde
 $f = 60$ Hertz.

$$\omega = 2\pi(60) = 377 \text{ Rad./seg.}$$

Reemplazando estos valores en la fórmula de reactancia inductiva (a) se obtienen los siguientes valores para las secciones consideradas.

SECCION (mm ²)	N° DE HILOS	DIAMETRO EXT. (mm)	REACTANCIA INDUCTIVA A 60 HERTZ (μ /km)
50	19	8.90	0.5301
70	19	10.70	0.5162
95	19	12.60	0.5039
120	19	14.25	0.4946

TABLA 3.4.E REACTANCIA INDUCTIVA PARA CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO CUYAS SECCIONES SE ESPECIFICAN

3.5.5. Cálculo de las pérdidas de energía para alternativas de secciones del conductor elegidas .

En el diseño de una línea de transmisión el costo de las pérdidas de energía, tiene una importancia decisiva en la búsqueda de la sección más óptima; pero antes de iniciar los cálculos exactos de éstas pérdidas ; haremos un primer tanteo de ellas, con el método conocido como : El momento eléctrico.

- Metodo del momento eléctrico para el cálculo de líneas.- Este método permite calcular en forma sencilla pero sólo aproximada, no sólo las pérdidas que se producirán en las líneas de transmisión, sino también la potencia que ella es capaz de transportar y la distancia que podrá ser esta potencia transportada.

El momento eléctrico está dado por la fórmula :

$$M = P \times L (u/100) [(V^2)/(R_k + X_k * Tg\phi)] = MW - km$$

Donde :

M = Momento eléctrico en MW - km

P = Potencia que es capaz de transportar la línea =
MW

L = Longitud ó distancia que dicha potencia podrá
ser transportada = km

u = Caída de tensión en porcentaje, a la llegada de
la línea; se toma valores de 5,6 ó 7% como máximo

ϕ = Angulo de factor de potencia = 0.85 para nuestro
caso : $\phi = 31.79^\circ$

V = Tensión entre fases en Kv.

R_k = Resistencia eléctrica en Ω /km

X_k = Reactancia de autoinducción en Ω /km.

Luego conociendo el momento eléctrico "M" y se conoce
la longitud de diseño de la línea (L = 40 km);
entonces se podrá conocer la potencia que es capaz de
transportar.

- En cuanto a las pérdidas de potencia expresada en porcentaje será de :

$$P \% = 100 \times R \times P \times L / (V^2 \times \text{Cos}^2 \theta) \dots\dots\dots (b)$$

P = potencia a transportar en nuestro caso será la potencia de diseño para el año 20 : 7.45 MW.

Rk = Resistencia eléctrica : Ω / km

V = Tensión 60 Kv

L - Longitud de la línea = 40 km

- Valor absoluto de las pérdidas : Pk

$$P_k = P\% \times P / 100 = \text{MW} \dots\dots\dots (c)$$

Donde : P = Potencia a transportar = 7.45 MW.

Por ejemplo tomemos el conductor de sección : 70 mm²

a) u = 5% de caída de tensión

Reemplazando en la fórmula del momento eléctrico (a)

$$M = 5/100 [(60^2)0.6092 + 0.5162 \times 0.6197] = 193.78 \text{ MW-Km.}$$

$P = M/L = 193.78/40 = 4.84 \text{ Mw} < 7.45$ que deseamos transportar, lo descartamos.

b) u = 6 % de caída de tensión

$$P = 232.54/40 = 5.81 < 7.45 \text{ MW}$$

c) u = 7 % de caída de tensión

$$P = 271.29/40 = 6.78 < 7.45 \text{ MW}$$

d) u = 8 % de caída de tensión

$$P = 310.05/40 = 7.75 > 7.45 \text{ MW, Correcto}$$

Es decir que el conductor de aleación de aluminio con S 70 mm² sería adecuado para ser utilizado en nuestra línea de transmisión sólo si admitiéramos una caída de tensión en la llegada del 8%.

- Pérdida de potencia expresada en porcentaje : (P%)

$$\text{en (b) : } P\% = 100 \times 0.6092 \times 7.45 \times 40/60^2 \times 0.85^2$$

6.97 %

- Valor absoluto de las pérdidas : (Pk)

en (c) : $P_k = 6.97 \times 7.45/100 = 0.52 \text{ MW} = 520 \text{ Kw.}$

Procediendo a calcular en la misma forma a lo mostrado se obtendrá la tabla 3.6.F., que nos presenta los momentos eléctricos, la potencia que es capaz de transportar la línea, las pérdidas de potencia en porcentaje y las pérdidas de potencias absolutas en MW, para caídas de tensión de 5, 6 y 7%.

longitud de la línea : 40 Km y para cada una de las secciones consideradas.

De la tabla 3.6.f. descartamos inmediatamente el conductor de 50 mm² de sección, ya que no es capaz de conducir la potencia de 7.45 MW, que necesitamos y las pérdidas serían muy elevadas ya que según observamos en la tabla no obstante considerar 7% de caída de tensión, lo máximo que puede conducir esta línea con el conductor de 50 mm² de sección es de sólo 5.56 MW Otro tanto parecería ocurrir con el conductor de sección 70 mm², pero lo consideramos ya que su capacidad de conducción está cercano al que necesitamos y como este método es sólo aproximado (es decir nos da valores aproximados), lo seguiremos tomando en cuenta para futuros cálculos.

TABLA 3.6. F.

MOMENTOS ELECTRICOS, POTENCIA DE TRANSPORTE Y PERDIDAS DE POTENCIA, PORCENTUALES Y ABSOLUTAS
PARA LAS SECCIONES CONSIDERADAS

SECCION (mm ²)	50		70		95		120					
	5%	7%	5%	6%	5%	6%	5%	6%				
MOMENTO (MH-KM)	1,508	1,306	2,224	1,938	2,325	2,173	2,429	2,915	3,401	2,774	2,329	3,864
POTENCIA TRANSPORTADA (MW)	3.97	4.76	5.56	4.84	5.81	6.78	6.07	7.30	8.50	6.93	8.32	9.71
PERDIDA POTENCIA (%)									4.90		3.92	3.92
PERDIDA POTENCIA ABS (MW)									0.36		0.29	0.29

Las pérdidas $I^2 R$ (Joules) para cada sección (70, 95 y 120 mm²) dependen de la corriente que circula por los conductores.

Sea "I" la corriente determinada por la máxima demanda considerada para cada año del período de estudio, la pérdida de energía para un año "n" será :

$$Pe(n) = 3 \times 365 \times 24 I_{(n)}^2 \times R \times L \dots\dots (d)$$

donde :

Pe(n) - Watts - hora

I(n) = Corriente en amperios en el año "n"

R = Resistencia total en ohmios, lo supondremos constante.

L Longitud de la línea : 40 km.

La fórmula anterior representa la pérdida de energía si se mantuviera la potencia máxima durante las 8,760 horas al año debido a que la carga no es constante las pérdidas disminuirán en una cantidad representada por el factor de pérdidas. Una fórmula aproximada que lo relaciona con el factor de carga es :

$$f_P = 0.3 (f_c) + 0.7 (f_c)^2 \dots\dots\dots (e)$$

El factor de carga hallado para las provincias de Moyobamba y Rioja es de 0.38 (Ver diagrama de carga

del sistema para un día típico del año 1989, es decir año "0"); para los demás años supondremos un aumento en el factor de carga de 0.005 (0.5% anual como promedio) para representar el mayor crecimiento de la energía consumida.

Considerando el factor de pérdidas de la ecuación (e) y representando la pérdida de energía en MW - H se tendrá :

$$P_{e(n)} = 0.02628 I_{(n)}^2 \frac{RLf}{p(n)} \dots\dots\dots (f)$$

Donde la corriente $I_{(n)}$ estará dado por la fórmula

$$I_{(n)} = \frac{(MD)_n}{\sqrt{3} \times V \cos \emptyset} \dots\dots\dots (g)$$

En esta fórmula :

$MD_{(n)}$ Máxima demanda de potencia en el año "n" (Kw)

Tensión de llegada en la ciudad de Rioja, lo supondremos 57 kV

$\cos \emptyset$ Factor de potencia (supondremos constante e igual a 0.85).

Mediante el factor simple de actualización ($F_{A(n)}$) actualizamos al año de estudio (1989), el costo de la

energía perdida para cada año (n) donde :

$$F_{A(n)} = \frac{1}{(1+i)^n} \dots\dots\dots (h)$$

i = Tasa anual de descuento.

Esta tasa para nuestro país es muy incierto, dado la inestabilidad de los precios debido a la inflación, por lo que los costos de energía, los evaluaremos en una moneda estable como el dólar por ejemplo, donde una tasa ($i = 15\%$ anual) es muy aceptable; todo esto lo hacemos con el propósito de asegurar la validez de nuestro análisis en el futuro :

Luego : (h) y (g) en (f) :

$$C_{Pe(n)} = \frac{0.00876 (R)(L) f_{p(n)} \times C \times MD^2 \times F_{A(n)}}{V^2 \cos^2 \theta} \dots\dots\dots (i)$$

Donde :

$C_{Pe(n)}$ = Costo de pérdidas de energía en el año "n" en dólares americanos

C = Costo del MW - H; el costo promedio de un KW - H es de \$ 0.3.

Luego el costo de las pérdidas de energía por efecto

joule de los 20 años de estudio actualizados lo presentamos en la siguiente tabla :

		SECCION (mm) ^s		RESISTENCIA (OHM)	
ANOS	MAXIMA DEMANDA	FACTOR DE PERDIDAS	70	95	120
			24.370	17.168	13.712
1	3,356	0.2136	64,995	45,764	36,952
1	3,671	0.3334	62,083	43,713	24,895
1	3,824	0.2277	53,706	42,033	33,559
1	3,977	0.2330	57,216	40,286	32,160
1	4,137	0.2363	54,835	38,610	30,821
1	4,302	0.2406	52,500	36,966	29,508
1	4,474	0.2450	50,273	35,402	28,260
1	4,653	0.2495	48,158	33,908	27,068
1	4,839	0.2533	46,090	32,452	25,906
1	5,033	0.2584	44,124	31,068	24,801
2	5,274	0.2629	42,865	30,182	24,093
2	5,443	0.2675	40,396	28,443	22,705
2	5,661	0.2721	38,650	27,214	21,724
2	5,888	0.2767	36,973	26,033	20,782
2	6,123	0.2814	35,353	24,896	19,874
2	6,368	0.2861	33,812	23,807	18,964
2	6,623	0.2908	33,236	22,761	18,170
2	6,888	0.2956	30,906	21,761	17,371
2	7,163	0.3004	29,536	20,796	16,601
2	7,450	0.3053	28,236	19,881	15,870
TOTALES		#	889,045	625,982	499,065

TABLA 3.5.6. COSTO DE LAS PERDIDAS DE ENERGIA POR EFECTO JOULE (PERIODO DE ESTUDIOS : 20 AÑOS)

En esta tabla, se puede apreciar como disminuyen las pérdidas con el aumento de la sección del conductor, el costo actualizado de las pérdidas de energía comparativamente entre el conductor de 70 a 95 mm² de sección es de \$263,063; mientras que entre el de 95 a 120 mm² es de sólo \$ 126,917 es decir menos del 50% que las pérdidas relativas de los dos anteriores, esto nos lleva a una primera conclusión, de que el conductor de 90 mm² de sección parecería ser el que más se va adecuando a nuestro proyecto; esto dependerá de los costos relativos propios de los conductores en estudio además del número de estructuras, aisladores, etc, que se utilizarán en 01 Km de la línea, análisis que se hará a continuación.

3.5.6. Vanos equivalentes y altura de las estructuras

Para determinar la altura de las estructuras más convenientes es necesario calcular el vano equivalente; para ello utilizaremos en primera instancia las propiedades mecánicas del conductor de aleación de aluminio cuyas secciones estamos considerando.

SECCION (mm ²)	FORMACION N° HILOS/ Ø HILOS (mm)	DIAMETRO EXTERIOR (mm)	CARGA MINIMA DE ROTURA (kg)	PESO KG/Km	COSTO \$/mt
70	19/2.14	10.70	1,876	181	3.58
95	19/2.52	12.60	2,658	256	4.90
120	19/2.85	14.25	3,335	322	6.70

TABLA 3.5.H : CABLES DE ALEACION DE ALUMINIO
:CARACTERISTICAS MECANICAS Y PRECIOS.

Generalmente el conductor trabaja a tensiones mecánicas inferiores a su carga mínima de rotura que permite cierto margen de seguridad, llamado coeficiente de seguridad que está entre 2 y 4.

La máxima tensión mecánica en el conductor se presenta en las condiciones de máximo viento y temperatura ambiente mínima. En el cálculo mecánico de conductores de esta línea de transmisión consideraremos - 10°C de temperatura mínima y viento de 75 Km/hr. para el dpto. de San Martín (Ubicado en la zona II según el C.N.E.); pero el C.N.E. exige que para este tipo de líneas se considere una presión mínima de 39 kg/m² sobre el area proyectada para cualquier zona del país. Mientras que la flecha

máxima se presenta a temperaturas ambientales altas y viento nulo; luego en estas condiciones deberá de cumplirse con los requerimientos del código Nacional de Electricidad (C.N.E).

En lo referente a distancias mínimas consideraremos para el presente cálculo una distancia mínima de 6.50 m entre el conductor inferior (más bajo) y el nivel del suelo.

La distancia mínima entre conductores del lado vertical, está dado por la fórmula :

$$D > \left[\frac{V \text{ max}}{100} + 1 \right] \times Fh$$

Donde :

D = Separación mínima entre conductores

V max = Tensión máxima línea a línea = 72.5 Kv.

Fh = Factor de corrección por altura sobre el nivel del mar = 1.056

Luego : $D \geq 1.82$ m; tomaremos como separación mínima :
2 m.

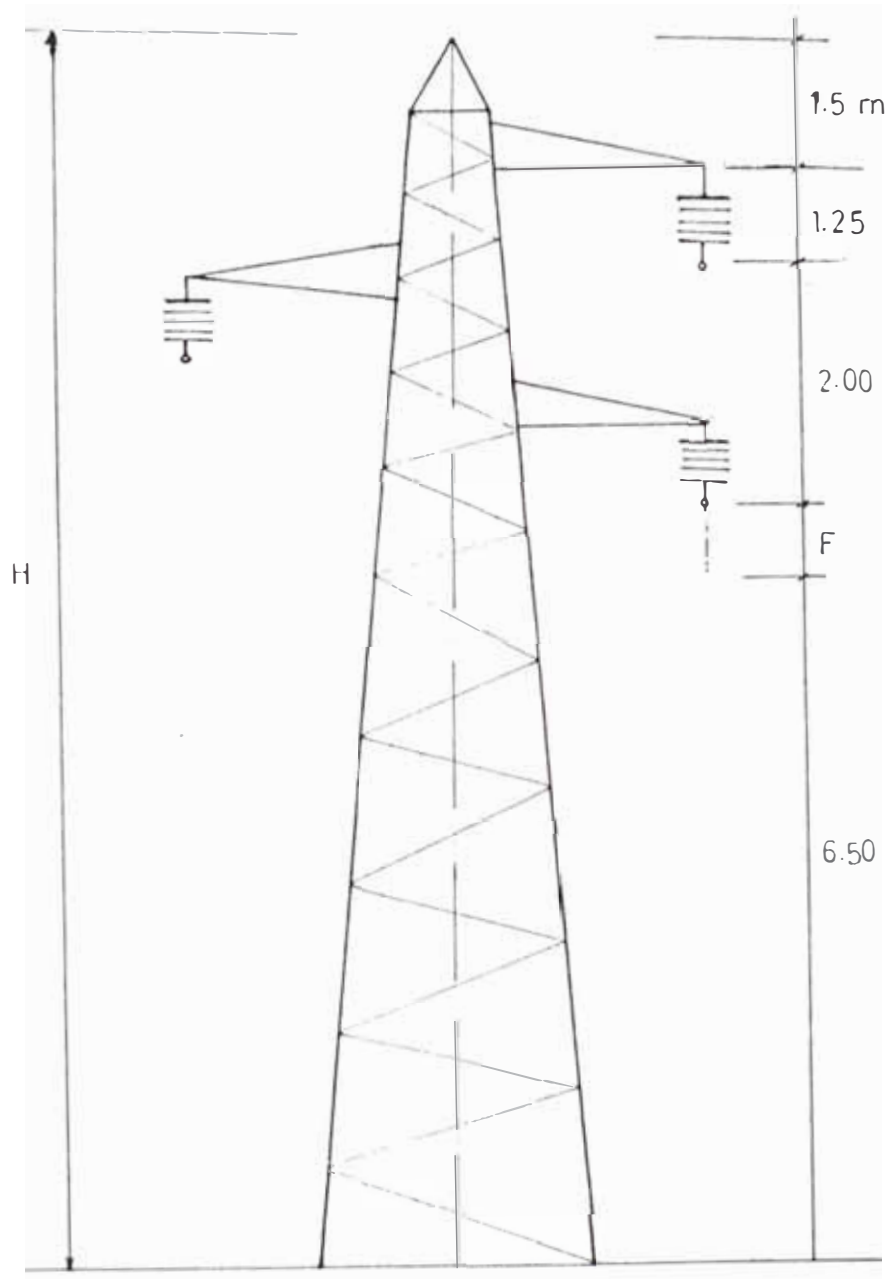


FIGURA: 3.5.B ESTRUCTURA MOSTRANDO LAS DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD.

De la Fig 3.5.B., se deduce lo siguiente :

$$F \text{ máx} = H - (1.5 + 1.25 + 2.0 + 6.50)$$

$$F \text{ máx} = H - 11.25 \dots\dots\dots (a)$$

No se da una profundidad de empotramiento ya que la estructura se arma sobre una zapata de concreto armado que sobresale a nivel del suelo y cuyo volumen y dimensiones varían para cada tipo o clase de torre que se seleccione.

Teniendo presente que existe un cambio de estado al pasar de las condiciones de máximo esfuerzo mecánico a los de flecha máxima, podemos escribir la ecuación de cambio de estado en función del vano como :

$$A(d^4) - B(d^2) = C \dots\dots\dots (b)$$

Donde :

d = Es el vano que se quiere calcular

A, B, y C son constantes que se hallan mediante las fórmulas :

$$A = \frac{(f)(w_{r1}^2)(w_{r2}^2)(E) + 3(s)(w_{r2}^3)(\sigma_{o1}^2)}{1536 \cdot s^4 (f^3)(\sigma_{o1})} \dots\dots (c)$$

$$B = \frac{(\sigma_{o1})(w_{r2}^2) - (\alpha)(E)(w_{r2}^2)(t_2 - t_1)}{64 (s^2) (f^2)} \dots\dots (d)$$

$$C = \frac{(W_{r2})^2 (E)}{24 (S^2)} \dots\dots\dots(e)$$

Donde a la vez :

f = Flecha máxima, lo obtenemos de la ecuación (a)
 W_{r1}, W_{r2} cargas unitarias resultantes para las
 condiciones de esfuerzo máximo (1) y flecha máxima
 (2)

E = módulo de elasticidad del aluminio : 6,000 kg/mm²

S = sección transversal del cable.

σ_0 = máximo esfuerzo mecánico

α = coeficiente de dilatación lineal del aluminio a

$$20^\circ\text{C} = 23 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

t1 y t2 = temperatura para las condiciones inicial (1)
 y final (2)

EJEMPLO DE CALCULO :

Calcularemos el vano equivalente (d) para una
 estructura de alineamiento normalizada cuya
 especificación es : ACACIA 50/F31/2TA, cuya altura
 total es de H: 14.60 m y la sección del conductor
 para este ejemplo será : 95 mm²

De la ecuación (a) : $F_{\text{máx}} = 14.60 - 11.25 = 3.35$
mt.

$$W_{r1} = (W_c^2 + W_p^2)^{1/2} \dots\dots\dots(f)$$

$W_c = 0.256$ kg/m = peso unitario del conductor

W_p = carga debida al viento: $(39\text{kg/m}^2)(\emptyset \text{ cond.}/1000)$

$W_p = (39)(12.60/1000) = 0.4914$ kg/mt.

Reemplazando en (f) : $W_{r1} = 0.554$ kg/mt

$W_{r2} = W_c = 0.256$ kg/mt (Sin Viento)

$\sigma_{o1} = (\text{Carga de rotura del cond./cohef. de seguridad})/\text{sección.}$

Reemplazando $\sigma_{o1} = (2,658/3)/95 = 9.326$ kg/mm²

$t_1 = -10^\circ\text{C}$ y $t_2 = 40^\circ\text{C}$

Con el reemplazo de todos estos valores en las ecuaciones :(c), (d), (e) :

$$A = 1.38 \times 10^{-12}$$

$$B = 2.45 \times 10^{-8}$$

$$C = 1.81 \times 10^{-3}$$

Reemplazando A, B y C en la ecuación (b) :

$$(1.38 \times 10^{-12})d^4 - (2.45 \times 10^{-8})d^2 = 1.81 \times 10^{-3}$$

De donde $d = 215$ mts.

Procediendo de la misma manera para las otras secciones consideradas y para la misma estructura se tendrá :

SECCION (mm ²)	70	95	120
VANO EQUIVALENTE (m)	190	215	218

Y para la estructura de alineamiento ACACIA 50/F3i/2T, siguiendo el mismo procedimiento se obtiene vanos equivalentes de 140, 186 y 190 m. para las secciones de 70, 95 y 120 mm² respectivamente.

Procediendo de la misma forma a lo descrito, se ha obtenido la tabla 3.5.I; con las dimensiones de cada estructura (altura, sección rectangular de la base) que se ha de utilizar en el presente proyecto. En esta tabla se muestran los vanos equivalentes (d) correspondientes a cada una de ellas así como sus fuerza útil de trabajo con viento simultáneo de 120 Km/hr y con coeficiente de seguridad de 1.5.

ESPECIFICACION	ALTURA (mt)	LONG.: LADO (mm) BASE CUADRADA	DIAM. DEL CIRCULO CONC. A LOS 4 EJES : BASE (m)	FUERZA UTIL DE TRABAJO CON VIENTO : 120 km /HR = (kg)	FLECHA (m)	VANO EQUIVALENTE (m)	C. DE SEG.
ACACIA 50/F31/2T	13.05	600		600	1.80	186	1.5
ACACIA 50/F31/3T	17.15	770		600	6.00	265	1.5
ACACIA 50/F31/4T	21.44	940		600	10.19	325	1.5
ACACIA 50/F31/5T	25.64	1,120		600	14.39	380	1.5
ACACIA 50/F31/2TA	14.60	670		600	3.35	215	1.5
ACACIA 50/F31/3TA	18.85	850		600	7.60	300	1.5
ACACIA 50/F31/4TA	23.09	1,020		600	11.84	360	1.5
ACACIA 310/F3/3T	17.25	790		2,720	6.00	270	1.5
ACACIA 310/F3/4T	21.44	960		2,720	10.19	335	1.5
ARCE 630/F4/ 9.4S	17.15		3.50	5,900	6.00	267	1.5
ARCE 630/F4/ 11.70	19.40		3.92	5,900	8.15	320	1.5
ARCE 630/F4/ 13.95	21.65		4.35	5,900	10.40	340	1.5
ARCE 900/F4/ 16.20	23.90		4.78	9,000	12.65	400	1.5

TABLA 3.5.1 VANDOS EQUIVALENTES Y FUERZA UTIL DE TRABAJO CON VIENTO = 120 KM/HR. PARA SERIE NORMALIZADA DE ESTRUCTURAS METALICAS DE AMPLIO USO EN LINEAS ELECTRICAS CUYOS MODELOS (ESPAPULES) SE FABRICAN EN EL PERU

En la tabla 3.5.J., se presenta un resumen de los costos aproximados de cada una de las estructuras de apoyo ha utilizarse o seleccionadas en el presente estudio, incluyendo accesorios de ferretería, aisladores, así como costos de cimentación, montaje y transporte; presentando finalmente los costos por km/línea correspondiente a cada apoyo. todo esto con la finalidad de mostrar cuales son las estructuras que nos significan menor costo de **inversión**. Observando esta tabla se concluye que el apoyo ACACIA 50/F31/2T es el que nos da el menor costo unitario permitiendo un vano promedio de 186 m seguidamente el apoyo ACACIA 50/F31/3T que es idéntico al anterior sólo que consta de una sección más a fin de incrementar su altura pero lo que a su vez permite un mayor vano promedio (265 m). Ambos apoyos tienen un C.S. de 1.5 lo que es muy usual en estas líneas de transmisión (60 kV). Sus alturas relativamente bajas permiten un montaje sencillo, por lo que serán seleccionados como estructuras de alineamiento los apoyos de la serie (ACACIA 50); los cuales constituyen más del 80% de los apoyos utilizados en esta línea de transmisión.

3.5.7. Costos totales y sección económica del conductor

Estos costos se pueden resumir en tres grupos :

TIPO DE LA TORRE	COSTO DE UNA ESTRUCTURA DE APOYO (\$)							VALOR EQUIVALENTE (\$/KM)	COSTO UNITARIO (\$/KM)	
	ESPECIFICACION	ALTURA (mt)	PESO APROX. (kg)	TORRE	ISL. Y. FERRET.	CIMENT	TRANSP.			MONTAJE
ACACIA 50/F31/2T	13.50	560	1,200	500	250	112	571.15	2,633	186	14,157
ACACIA 50/F31/3T	17.05	735	1,970	500	399	147	747.33	3,763	265	14,201
ACACIA 50/F31/4T	21.44	910	2,500	500	550	200	923.51	4,674	325	14,380
ACACIA 50/F31/5T	25.64	1090	3,000	500	630	270	1,099.69	5,500	380	14,473
ACACIA 50/F31/2TA	14.60	620	1,660	1,000	300	124	585.83	3,670	215	17,067
ACACIA 50/F31/3TA	18.85	800	2,145	1,000	456	160	761.51	4,523	300	15,075
ACACIA 50/F31/4TA	23.09	980	2,900	1,000	594	196	937.69	5,618	360	15,605
ACACIA 310/F3/3T	17.25	760	2,035	500	641	152	923.71	4,252	270	15,747
ACACIA 310/F3/4T	21.44	960	2,700	500	850	211	1,158.71	5,420	335	16,178
ARCE 630/F4/ 9.45	17.15	950	2,600	1,000	1,140	209	937.71	5,387	267	22,048
ARCE 630/F4/ 11.70	19.40	1070	2,900	1,000	1,140	214	1,290.08	6,544	320	20,450
ARCE 630/F4/ 13.95	21.65	1200	3,215	1,000	1,140	240	1,290.08	6,885	340	20,450
ARCE 900/F4/ 16.20	23.90	1320	3,600	1,000	2,223	264	1,642.45	8,729	400	23,824

TABLA 3.5. J COSTOS UNITARIOS DE LAS ESTRUCTURAS METALICAS (TORRES) : (\$/km)

- a) Los que son proporcionales a la sección del conductor, es decir: El costo inicial del conductor, los apoyos, el montaje de conductores, etc.
- b) Los costos constantes, es decir los que no varían con la sección: los aisladores, los costos operativos y mantenimiento de la línea.
- c) Las pérdidas de energía (calculada en el acápite: 3.5.5) y que varían casi inversamente con la sección del conductor.

En la tabla 3.5.K. se resumen estos costos mencionados, utilizando una moneda estable (dólares norteamericanos a fin de dar mayor validez a los cálculos), teóricamente se afirma que la sección más económica es aquella que iguala los costos de pérdida de energía con los costos proporcionales a la sección; pero como esta no es continua, se ha utilizado el criterio de menor costo total acumulado en el período considerado en el proyecto, además que los cálculos posteriores demuestran que la sección inicialmente seleccionada no origina ni pérdidas por efecto corona, por todos estos criterios se ha considerado al conductor de sección: 95 mm² como definitivamente el más conveniente económicamente

SECCION (mm ²)	70	95	120
-------------------------------	----	----	-----

MANO EQUIVALENTE (m)	140	186	190
-------------------------	-----	-----	-----

COSTOS INICIALES

ESTRUCTURAS	14,808	14,157	13,859
CONDUCTORES	11,271	15,435	21,105
MONTAJE DE CONDUCTORES	950	1,241	1,600
COSTOS INDIRECTOS	6,206	6,167	7,313
TOTAL UNITARIO	37,235	37,000	43,877

TOTAL (PARA LOS 40 KM DE LINEA)	1'489,400	1'480,000	1'755,080
---------------------------------	-----------	-----------	-----------

COSTOS DE PERDIDA DE ENERGIA

PERDIDA I ² * R	889,045	625,982	499,065
COSTO TOTAL (\$)	2'378,445	2'105,982	2'254,145

TABLA 3.5.K : SELECCION DE LA SECCION MAS ECONOMICA
COSTOS INICIALES Y COSTOS DE OPERACION

para este proyecto. Además que existe la posibilidad de utilizarlo en el futuro para transportar nuevas cargas de energía dados los proyectos de centrales hidroeléctricas existentes en pequeños pero profundos cauces de ríos que cruzan el recorrido de la línea.

3.6. EFEECTO CORONA Y RADIO DE INTERFERENCIA

- Cálculo de la tensión crítica disruptiva.- Cuando los conductores de una línea eléctrica alcanzan un potencial suficientemente grande tal que superan la rigidez dieléctrica del aire, se producen pérdidas de energía debido a la corriente que se forma a través del aire que circunda al cable que se vuelve conductor; lo que dá lugar a una corriente de fuga similar a la producida por la conductancia de aislamiento. Este efecto es visible en la oscuridad, produciéndose un halo azulado de sección transversal circular (en forma de corona) y se le llama "efecto corona".

La tensión crítica disruptiva (U_c) es el valor de la tensión (V) a la cual empiezan las pérdidas a través del aire; y se producen en el momento que esta tensión (U_c) es menor que la tensión entre fases de la línea de transmisión y se calcula por la fórmula de Peek:

$$U_c = 84 (mc) (s) (mt) (r) (n) Lg (D/r') \dots \dots \dots (a)$$

Donde:

mc = Coeficiente de rugosidad del conductor, se recomienda tomar los valores: 0.83 a 0.87 para cables, nosotros tomaremos : 0.87

s Factor de corrección de la densidad del

$$\text{aire} \frac{3.926 (h)}{237 + \theta}$$

h : Presión Barométrica en centímetros de columna de mercurio para 860 m.s.n.m. : $h = 68.6$ cm de Hg.

θ : Temperatura promedio de la zona del proyecto: 25°C.

$$\epsilon = (3.926 \times 68.6) / (273 + 25) = 0.9038$$

mt = Coeficiente por efecto de lluvia: $mt = 1$ (en seco), $mt = 0.8$ (en lluvia)

r = Radio del conductor: $12.6/2 = 6.30$ mm = 0.630 cm.

D = Distancia media geométrica: $DMG = 3.061 = 306.1$ cm

r' = r (radio del conductor) 0.630 cm (01 conductor por fase).

n = N° de conductores por fase = 1.

Reemplazando todos estos valores en la ecuación (a) se tendrá:

a) U_c . en Seco ($mt = 1$):

$$U_c = 84(0.87)(0.9038)(1)(0.630)(1)(\text{Lg}306.1/0.630) = 111.8 \text{ Kv.}$$

b) U_c . en lluvia ($mt = 0.8$):

$$U_c = 89.44 \text{ Kv.}$$

De estos resultados concluimos que no habrán pérdidas por efecto corona en nuestra línea de transmisión, ya que la tensión máxima de una línea de 60 KV como la de nuestro caso es de 72.5 KV que es menor a 111.8 y a 89.44 KV que son las tensiones críticas disruptivas en seco y en lluvia respectivamente.

Este resultado obtenido es interesante ya que la zona en estudio es esencialmente lluviosa (la más lluviosa del país, con precipitaciones anuales que superan los 3,000 mm anuales) especialmente los meses de diciembre a abril, por lo que de haberse obtenido resultados que mostraban pérdidas por efecto corona, estas habrían sido bastante considerables. Esto nos ratifica una vez más que el conductor de 95 mm² de sección está correctamente seleccionado ya que aparte de no originarnos pérdidas de potencia activa por efecto corona, tampoco se producirán radio interferencias causadas por la línea y que pueden dañar la recepción en aparatos de radio y televisión en la vecindad de la línea, ni interferencias con hilos de telecomunicaciones.

Por otra parte este resultado también influirá en el cálculo de las constantes generalizadas de la línea, ya que las pérdidas por efecto corona serán nulas al evaluar la conductancia (G) de la línea y sólo se

considerarán las pérdidas en los aisladores al evaluar este parámetro.

3.7.- CALCULO DE LAS CONSTANTES GENERALIZADAS DE LA LINEA

Para determinar el comportamiento de la línea de transmisión es decir calcular la corriente, tensión, potencia etc, a la llegada en las subestaciones, tanto en magnitud como en ángulo es necesario calcular sus parámetros. La secuencia es la siguiente:

a) CAPACIDAD ELECTRICA.- La fórmula más empleada es (según: CEI):

$$C_n = (0.0241) / L_g \text{ (DMG/R)}$$

Los términos: DMG ya lo calculamos anteriormente -
3.061 mt. = 3061 mm.

R = r (radio del conductor) 6.30 mm.

De donde :

$$C_n = (0.0241) / \lg(3061/6.30) = 0.008971 \text{ uf/Km.}$$

Con este valor procedemos a calcular la susceptancia capacitiva (B):

$$B = 2 \pi f (C_n) \text{ Siemens/Km.; Donde: } f = 60 \text{ Hz.}$$

$$B = 2 \pi (60)(0.008971) \times 10^{-6} = 3.3820 \times 10^{-6} \text{ Siemens/Km.}$$

b) CONDUCTANCIA (G).- En el caso de una línea de transmisión, este parámetro representa una resistencia

ficticia de fase a tierra; físicamente podemos asumir, que a través de esta resistencia (supuesta) se producen las pérdidas de energía activa por efecto corona y por la corriente de fuga a través de las cadenas de aisladores.

Luego:

$$G = (1/1000 \times V^2) (\text{Pérdidas Corona} + \text{Pérdidas en Aisladores})$$

$$G = \text{Siemens} / \text{Km.}$$

Donde:

$$V = \text{Tensión Simple Máxima} = 72.5 \text{ KV.} / (3)^{1/2}$$

Pérdidas por Efecto corona = 0 (Ya determinado en 3.6)

Pérdidas en Aisladores: Aquí nos damos un valor razonable de una pérdida de 10 watts/aisladores (Por tratarse de un atmósfera muy húmeda), como tendremos: 3,675 aisladores; habrá una pérdida de 36,75 KW ó 0.919 KW/Km (40 Km de línea)

Entonces el valor de la Conductancia (G) es:

$$G = \frac{1}{1,000} \times \left(\frac{72.5^2}{\sqrt{3}} \right) (0 + 0.919) =$$

$$5.24 \times 10^{-7} \text{ Siemens / km.}$$

La admitancia (\bar{Y}) de la línea, será la suma fasorial de la conductancia (G) y la susceptancia capacitiva (B):

$$\bar{Y} = (0.524 + j3.3820) \times 10^{-6} \text{ Siemens / Km.}$$

$$\begin{aligned} \bar{Y} &= (3.422 \times 10^{-6} \angle 81.20^\circ \text{ Siemens/Km.} \times 40 \text{ Km} - \\ &= 1.369 \times 10^{-4} \angle 81.20^\circ \text{ Siemens.} \end{aligned}$$

Igualmente, la impedancia (\bar{Z}) resulta de la suma fasorial de la resistencia ohmica (R) y la reactancia inductiva (X) ya calculadas en 3.5.3 y 3.5.4 respectivamente.

$$\begin{aligned} \bar{Z} &= 0.6616 \angle 49.60^\circ \text{ Ohmios/Km.} \times 40 \text{ Km.} = 26.464 \\ &49.60^\circ \text{ Ohmios.} \end{aligned}$$

Aproximando nuestra línea de transmisión a un circuito π equivalente simétrico, las constantes generalizadas tendrán por valores:

$$\bar{A} = \bar{D} = 1/2 (2 + \bar{Z} \bar{Y})$$

$$\bar{B} = \bar{Z}$$

$$\bar{C} = 1/4 (4 \bar{Y} + \bar{Z} \bar{Y}^2)$$

Donde: \bar{Z} e \bar{Y} están dados en ohmios y siemens respectivamente; reemplazando y operando fasorialmente obtenemos :

$$\bar{A} = \bar{D} = 0.9988 \quad | \quad \underline{0.0786^\circ}$$

$$\bar{B} = 26.464 \quad | \quad \underline{49.60^\circ}$$

$$\bar{C} = 1.373 \times 10^{-4} \quad | \quad \underline{81.26^\circ}$$

Asimismo, la impedancia característica de la línea (Z_c) está dada por la fórmula:

$$\bar{Z}_c = \left(\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}} \right)^{1/2} \quad \text{(la cual se ve no depende de la longitud de la línea)}$$

De donde obtenemos:

$$\bar{Z}_c = 438.93 \quad | \quad \underline{-15.81^\circ}$$

La Constante de propagación ($\bar{\gamma}$) ; se calcula así:

$$\bar{\gamma} = \left(\bar{Z} \bar{Y} \right)^{1/2} \quad \text{Conocido también con el nombre de ángulo característico ó complejo de la línea.}$$

$$\gamma = 1.5073 \times 10^{-3} \angle 65.41^\circ$$

3.8 FLUJO DE POTENCIA DE LA LINEA DE TRANSMISION.-

Ya calculadas las constantes generalizadas de la línea, podemos analizar el comportamiento de la misma, dado que se le ha representado por su circuito π equivalente. Se ha tomado para el análisis como base la tensión de 60 KV en las barras de salida en la central hidroeléctrica del Gera; estos resultados se muestran en la tabla 3.8. A.

De los resultados podemos observar lo siguiente:

De la gráfica: eficiencia de la potencia activa transmitida Vs. la potencia de salida para los factores de potencia: 0.7, 0.8, y 0.9; se observa que la mayor eficiencia se da para potencias de salida de los 4,000 a 5,000 KW que son valores muy aceptables si tenemos en cuenta que la potencia de diseño de la línea es del orden de los 7,500 KW por lo que la eficiencia de transmisión oscilará entre 90 y 96%.

La gráfica: pérdidas de potencia activa Vs. potencia de envío; nos muestra el comportamiento de las pérdidas de potencia de la Línea; encontrándose que para los 7,500 KW de potencia de diseño y un factor

CDS	POTENCIA DE ENVIO (KW)	CORRIENTE DE SALIDA (AMP)	CORRIENTE DE LLEGADA (AMP)	TENSION A LA LLEGADA (KV)	POTENCIA A LA LLEGADA		EFIC. %	PERDIDA P (W)	CAIDA DE TENSION %
					KH	KVAR			
0.7	500	6.87 (45.57)	11.21 (69.70)	59.75 (0.15)	405	1087	81.00	19.00	0.42
	1000	13.75 (45.57)	17.87 (60.80)	59.45 (0.21)	903	1603	90.30	9.70	0.92
	2000	27.49 (45.57)	30.90 (54.70)	58.89 (0.30)	1835	2563	91.80	8.20	1.85
	3000	41.24 (45.57)	45.89 (52.40)	57.84 (0.38)	2829	3623	94.30	5.70	3.60
	4000	54.99 (45.57)	56.95 (50.38)	57.49 (0.45)	3650	4340	91.30	8.70	4.18
	5000	68.73 (45.57)	69.22 (49.16)	56.30 (0.52)	4461	5067	89.20	10.80	6.15
	6000	82.48 (45.57)	80.70 (48.90)	55.83 (0.58)	5189	5829	86.50	13.50	6.95
7000	96.23 (45.57)	91.26 (48.75)	54.91 (0.62)	5894	6371	84.20	15.80	8.48	
7500	103.10 (45.57)	95.95 (47.45)	54.66 (0.65)	6218	6622	82.90	17.10	8.90	
0.8	500	6.01 (36.87)	10.05 (66.75)	59.80 (0.10)	413	956	82.60	17.40	0.33
	1000	12.03 (36.87)	16.60 (58.15)	59.51 (0.09)	905	1452	90.50	9.50	0.65
	2000	24.06 (36.87)	29.64 (51.25)	59.02 (0.05)	1899	2361	95.00	5.00	1.63
	3000	36.08 (36.87)	40.42 (45.85)	58.75 (0.01)	2865	2951	95.50	4.50	2.08
	4000	48.11 (36.87)	51.30 (44.20)	58.15 (0.03)	3702	3604	92.60	7.40	3.08
	5000	60.14 (36.87)	62.95 (43.75)	57.90 (0.05)	4556	4369	91.10	8.90	3.50
	6000	72.17 (36.87)	72.63 (42.26)	57.10 (0.10)	5308	4840	88.50	11.50	4.83
7000	84.20 (36.87)	82.80 (40.30)	56.15 (0.12)	6131	5221	87.60	12.40	5.92	
7500	90.21 (36.87)	86.41 (40.10)	55.95 (0.14)	6392	5409	85.20	14.80	6.95	
0.9	500	5.35 (25.84)	8.77 (62.96)	59.85 (0.05)	414	809	82.80	17.20	0.25
	1000	10.69 (25.84)	14.31 (52.25)	59.70 (0.01)	906	1170	90.60	9.40	0.50
	2000	21.38 (25.84)	24.90 (41.90)	59.35 (0.04)	1904	1711	95.20	4.80	1.08
	3000	32.08 (25.84)	35.13 (36.28)	59.15 (0.09)	2898	2134	96.60	3.40	1.42
	4000	42.77 (25.84)	44.95 (32.35)	58.85 (0.17)	3786	2414	94.70	5.30	1.92
	5000	53.46 (25.84)	53.20 (30.66)	58.60 (0.28)	4632	2776	92.60	7.40	2.33
	6000	64.15 (25.84)	62.72 (30.10)	58.35 (0.35)	5465	3212	91.10	8.90	2.75
7000	74.84 (25.84)	73.00 (29.25)	57.80 (0.75)	6329	3654	90.40	9.60	3.67	
7500	80.19 (25.84)	78.46 (28.80)	57.25 (0.85)	6761	3849	90.10	9.90	4.58	

TABLA : 3.8.A FLUJO DE POTENCIA DE LA LINEA : C.H. DEL GERA - SUBESTACION DE NOYOABAMBA Y RIGUA (TENSION DE ENVIO O DE SALIDA : 60(0. KV)

de potencia de 0.9 las pérdidas son del 9.9 %; obteniéndose pérdidas mínimas del 4.5 % a 3.4 % para envíos entre los 3 a 5 Mw. y $\cos \phi = 0.9$

En los que se refiere a la caída de tensión; la gráfica: caída de tensión Vs potencia de envío nos muestra que porcentualmente éstas están muy lejos de superar el Límite permisible para transformadores de potencia de 60/10 KV los cuales tienen regulación bajo carga de + 5 - 15 %; obteniéndose la máxima caída de tensión (8.9%) para un factor de potencia de 0.7; mientras que para factores de potencia entre 0.8 y 0.9 la caída de tensión oscila entre el 3 al 6%.

CAPITULO IV
CALCULOS MECANICOS DE LA LINEA

4.1 CALCULO MECANICO DEL CONDUCTOR.-

4.1.1 Especificaciones del Conductor Seleccionado

(Aleación del Al. S = 95 mm²)

- Norma de Fabricación: ITINTEC: P. 370. 221
NORMA DGE 019-T-3/1,989
- Tipo de Conductor : ALEACION DE ALUMINIO
TIPO AAAC
- Formación : 01 Hilo Central
06 Hilos En Capa Exterior
- Diámetro de Cada Hilo 2.52 mm.
- Diámetro Del Conductor: 12.60 mm.
- Sección Transversal: (S) 95 mm².
- Módulo de Elasticidad (E) 6,000 Kg/mm²
- Peso Unitario (w) 0.256 Kg/m
c
- Carga de Rotura (T) 2,658 Kg.
- Resistencia Eléctrica en c.c. a 20° C
0.357 Ohm/Km.

(E.C.E) para calcular las condiciones de templado del conductor, analizando los cambios tanto en esfuerzo en el mismo como la longitud de la flecha para las condiciones dadas en las hipótesis correspondientes.

Se utilizarán las E.C.E. siguientes:

1) Para vanos a nivel ($h/d = 0$)

$$\sigma_2^2 (\sigma_2 - M) = N \text{ donde:}$$

$$M = (T_01/s) - R$$

$$R = E (\alpha (t_02 - t_01) + 1/24 (w_1 * d / \sigma_01 * S)^2$$

$$N = E/24 (w_2 * d / S)^2$$

Donde:

σ_01, σ_02 : Esfuerzo inicial y final respectivamente
(Kg/mm²)

t_01, t_02 : Temperatura inicial y final respectivamente (°C)

E : Módulo de Elasticidad del material
(Kg/mm²)

α : Coeficiente de dilatación lineal del material (°C⁻¹)

d : Vano en m

$wr1, wr2$: Carga unitaria en las condiciones inicial y final (Kg/m)

$To1$: Tiro del conductor en la condición inicial (Kg)

S : sección del conductor (mm²)

2) Para Vanos a Desnivel ($h/d \neq 0$) la E.C.E. será la Siguiente

$$\sigma_{o2}^2 (\sigma_{o2} - M) = N \text{ donde:}$$

$$M = (To1/s) - R$$

$$R = E [\alpha (to1 - to2) + 1/24 (wr1 \times d / s) \cos^3 \delta]$$

$$N = E/24 (wr2 \times d/s)^2 \cos^3 \delta$$

Donde los términos son los mismos que en la E.C.E. anterior (Para vanos a nivel), con la salvedad que:

$$\delta = Tg^{-1} (h/d)$$

h = Desnivel entre los extremos del conductor en los apoyos (m)

d = Vano (m)

a) Ejemplo de Cálculo para Vanos a Nivel ($h/d = 0$)

Con Vano Básico : ($d = 300$ m)

De la Hipotesis I :

Carga debida al viento ; Pv

$$Pv = (39 \text{ Kg/m}^2) \cdot \frac{e}{1,000} = (39) \cdot \left(\frac{12.60}{1000}\right) =$$

$$= 0.4914 \text{ Kg/m}$$

Luego: Carga resultante; Wr1

$$Wr1 = (wc^2 + Pv^2)^{1/2} = (0.256^2 + 0.4941^2)^{1/2}$$

$$= 0.5541 \text{ Kg/m}$$

Tiro Máximo : (To1)

To1 = Tiro de rotura/Coef. de seguridad

$$= 2,658/3 = 886 \text{ Kg.}$$

Esfuerzo Máximo: $\sigma_1 = To1/S = 886/95 = 9.32 \text{ Kg/mm}^2$.

De la Hipótesis II:

to2 - 25°C.

$$Wr2 = wc = 0.256 \text{ Kg/m.}$$

Para calcular el esfuerzo de templado en II (σ_2)

utilizaremos la E.C.E

$$\sigma_2^2 = (\sigma_1 - M) - N \dots \dots (a)$$

$$M = (\sigma_1/S) - R$$

$$R = E [\alpha (to2 - to1) + 1/24 (wr1 \cdot d / (\sigma_1 \cdot S)^2)$$

Luego:

$$R = 6,000 \left[23 \times 10^{-6} (25 + 10) + \frac{1}{24} (0.5541 \times 300/9.32 \times 95)^2 \right]$$

$$R = 13.642$$

Por lo tanto

$$M = (886/95) - 13.642 = -4.32$$

Además:

$$N = \frac{E}{24} (w r^2 \times d/S)^2 = \frac{6,000}{24} (0.256 \times 300/95)^2 =$$

$$= 163.39$$

Reemplazando en (a):

$$\sigma_{o2}^2 (\sigma_{o2} + 4.32) = 163.39$$

$$\text{de donde: } \sigma_{o2} = 4.34 \text{ Kg/mm}^2$$

Como en la Hipótesis II además se tiene como restricción que:

$$\sigma_{o2} < 18\% (T.C.D) \quad \sigma_{o2}$$

$$\sigma_{o2}' = 0.18 \times T_{o/S} = 0.18 (2,658/95) = 5.04 \text{ kg/mm}^2$$

Luego se está cumpliendo con que : $\sigma_{o2} \leq \sigma_{o2}'$

De la hipótesis III:

$$t_{o2} = 40^{\circ}\text{C}$$

$$w_{r2} = w_c = 0.256 \text{ Kg/m}$$

Aplicando la E.C.E

$$\sigma_{o2}^2 = (\sigma_{o2} - M) = N$$

$$M = (886/95) - 6,000 [23 \times 10^{-6} (40 + 10) + 1/24$$

$$(0.5541 \times 300/9.32 \times 95)^2] = -6.386$$

$$N = 6,000/24 (0.256 \times 300/95)^2 = 163.39$$

$$\text{Luego: } \sigma_{o2}^2 (\sigma_{o2} + 6.386) = 163.39$$

$$\text{De donde } \sigma_{o2} = 3.965 \text{ Kg/mm}^2$$

Finalmente las flechas (F) respectivas, se obtendrán aplicando la siguiente fórmula:

$$F = (w_r \times d^2) / 8T_o$$

$$d = \text{Vano} = 300 \text{ m}$$

$$w_r = \text{Carga en el conductor (Kg/m)}$$

$$T_o = \text{Tiro en el conductor (Kg)}$$

Sustituyendo en dicha fórmula los valores correspondientes a cada hipótesis:

Hipótesis I:

$$T_{o1} = 886 \text{ Kg}$$

$$w_{r1} = 0.5541 \text{ Kg/m}$$

$$F_1 = (0.5541 \times 300^2) / 8 \times 886 = 7.03 \text{ m}$$

Hipótesis II:

$$t_{o2} = (G_{o2}) (S) = 4.34 \times 95 = 412.30 \text{ Kg}$$

$$F_2 = (0.256 \times 300^2) / 8 \times 412.3 = 6.98 \text{ m}$$

Hipótesis III:

$$T_{o3} = 3.965 \times 95 = 376.66 \text{ Kg}$$

$$F_3 = (0.256 \times 300^2) / 8 \times 376.66 = 7.65 \text{ mt}$$

Luego suponiendo que el montaje se realizó sin sobrecarga en el conductor, debemos calcular la variación de esfuerzo y la flecha con la temperatura; ya que según la hora en que se realice el montaje, se tendrán diferentes temperaturas; consideramos las siguientes: 0, 10, 20, 25, 30, 35 y 40°C.

Estas variaciones de temperatura se verifican en la Hipótesis II, es decir las condiciones iniciales serán los valores en la Hip. II; y las condiciones finales incluirán las temperaturas que vayamos variando; así por ejemplo para la temperatura 0°C se tendrá:

Condición Inicial	Condición Final:
$t_{01} = 25^{\circ}\text{C}.$	$t_{02} = 0^{\circ}\text{C}$
$w_{r1} = 0.256 \text{ Kg/m}$	$w_{r2} = 0.256 \text{ Kg/m}$
$o_1 = 4.34 \text{ Kg}.$	$o_2 = ?$
$T_{01} = 412.3 \text{ Kg}.$	
$d = 300 \text{ mt}.$	

Así nos planteamos las condiciones iniciales y finales para las demás temperaturas y utilizando la E.C.E. obtenemos la siguiente tabla:

TEMPERATURA AMBIENTE °C	0	10	20	25	30	35	40
G _a (kg/mm ²)	5.19	4.81	4.49	4.34	4.21	4.08	3.97
F (mt)	5.84	6.30	6.75	6.98	7.20	7.43	7.65

Esta tabla es muy útil para conocer el esfuerzo del conductor y la flecha correspondiente a los vanos que pueden presentarse en el trayecto de la línea: nosotros analizaremos para los vanos: 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450 y 500 m.

Para ello utilizaremos la fórmula:

$$F_2 = F_1 \left(\frac{d_2}{d_1} \right)^2$$

Por ejemplo para un vano de 400 m correspondiente a la temperatura de 25°C se tendrá:

$$F_2 = 6.98 \left(\frac{400}{300} \right)^2 = 12.40 \text{ m}$$

Así obtenemos la siguiente tabla general:

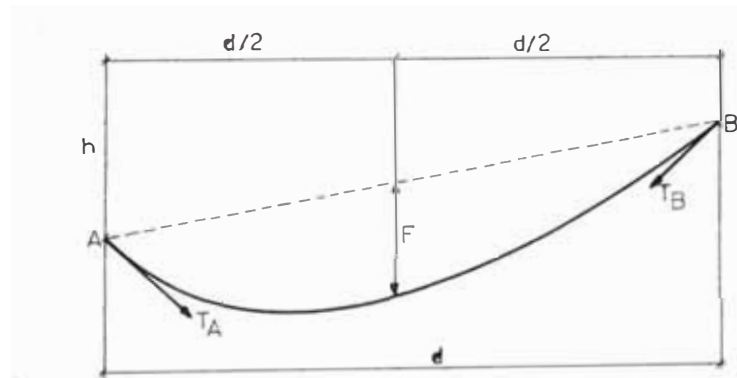
FLECHAS EN METROSLONGITUDES DE VANOS EN METROS

T °C	σ_a	100	150	200	250	300	350	400	450	500
	(kg/mm ²)									
0	5.19	0.65	1.46	2.60	4.06	5.84	7.95	10.38	13.14	16.22
10	4.81	0.70	1.58	2.80	4.38	6.30	8.58	11.20	14.18	17.50
20	4.49	0.75	1.69	3.00	4.69	6.75	9.19	12.00	15.19	18.75
25	4.39	0.78	1.75	3.10	4.85	6.98	9.50	12.41	15.70	19.39
30	4.21	0.80	1.80	3.20	5.00	7.20	9.80	12.80	16.20	20.00
35	4.08	0.83	1.86	3.30	5.16	7.43	10.11	13.21	16.72	20.64
40	3.97	0.85	1.91	3.40	5.31	7.65	10.41	13.60	17.21	21.25

b) ejemplo de cálculo para vanos desnivelados:

Consideramos: $(h/d = 0.4)$

Con vano básico: $d = 300 \text{ m}$



En el cálculo emplearemos el método gráfico, es decir los abacos de "RAES"

Procedimientos de Cálculo:

De la Hipótesis I :

$$T_B = T_{\text{máx.}} = \text{Tiro de Rotura} / 3 = 2,658 / 3 = 886 \text{ kg}$$

$$w_{r1} = (Pv^2 + wc^2)^{1/2} = 0.5541 \text{ Kg/m}$$

De donde:

$$M = T_b / w_r \times d = 886 / 0.5541 \times 300 = 5.40$$

de los gráficos de RAES: M vs. D

con $h/d = 0.4$ y $M = 5.40$ hallamos el valor de D
 $= 0.208$

Luego la tensión en el punto más bajo de la catenaria
o parabólica (T_0) será:

$$T_0 = w_r \times d/D = (0.5541 \times 300)/0.208 = 799.20 \text{ Kg}$$

De donde:

$$\sigma_{o1} = 799.20/95 = 8.41 \text{ Kg/mm}^2$$

De la hipótesis II:

$t_{o2} = 25^\circ\text{C}$.

$$w_{r2} = w_c = 0.256 \text{ Kg/m}$$

Para calcular el esfuerzo de templado en II (σ_{o2});
utilizamos la E.C.E correspondiente a vanos a
desnivel ($h/d = 0.4$) o sea $h/d = 0$

$$\sigma_{o2}^2 (\sigma_{o2} - M) = N \dots\dots\dots (a)$$

Donde:

$$M = (T_{o1}/s) - R \dots\dots\dots (b)$$

$$R = E [\alpha (t_{o2} - t_{o1}) + 1/24 (w_{r1} \times d)] / (\sigma_{o1} \times S)^2$$

$$\cos \delta]; \delta = \arccos^{-1} (0.4) = 21.8^\circ, \cos (21.8^\circ) = 0.93$$

$$R = 6,000 \left[23 \times 10^{-6} (25+10) + 1/24 (0.5541 \times 300/8.41 \times 95)^2 (0.93)^3 \right] = 13.535$$

$$N = E/24 (wr^2 \times d/S)^2 \cos^3 \delta; \text{ en (b) } M = 8.41 - 13.535 = -5.125$$

$$N = 6,000/24 (0.256 \times 300/95)^2 (0.93)^3 = 131.42$$

Reemplazando en (a):

$$\sigma_{o2}^2 (\sigma_{o2} + 5.125) = 131.42$$

$$\text{De donde: } \sigma_{o2} = 3.83 \text{ Kg/mm}^2$$

De la Hipótesis III.

$$t_{o2} = 40^\circ\text{C}$$

$$wr^2 = wc = 0.256 \text{ Kg/m}$$

Aplicando la E.C.F

$$\sigma_{o2}^2 (\sigma_{o2} - M) = N$$

$$M = 8.41 - 6,000 \left[23 \times 10^{-6} (40 + 10) + 1/24 \right.$$

$$\left. (0.5541 \times 300/8.41 \times 95)^2 (0.93)^3 \right] = -7.195$$

$$N = 6,000/24 (0.256 \times 300/95)^2 (0.93)^3 = 131.42$$

$$\text{Reemplazando en (a): } \sigma_{o2}^2 (\sigma_{o2} + 7.195) = 131.42$$

$$\text{De donde: } \sigma_{o2} = 3.51 \text{ Kg/mm}^2$$

Las flechas respectivas se obtienen de la fórmula:

$$F = (K \times w_r \times d^2) / (8 \times T_o \cos \delta)$$

Donde: K = Coeficiente de Schmith And Rosenthal.

$$K = 1 + [1/49 (w_r \times d/T_o)^2] = 1.001$$

luego :

Para la Hipotesis I:

$$F_1 = (1.001 \times 0.5541 \times 300) / (8 \times 799.2 \times 0.93) \\ 8.40 \text{ m}$$

Para la Hipótesis II:

$$T_{o2} = \sigma_{o2} (s) = 3.83 \times 95 = 364 \text{ Kg}$$

$$K_2 = 1.0010$$

$$F_2 = (1.0010 \times 0.256 \times 300^2) / (8 \times 364 \times 0.93) = 8.52 \text{ m}$$

Para la Hipótesis III:

$$T_{o3} = 3.51 \times 95 = 333.5 \text{ Kg}$$

$$K_3 = 1,0012$$

$$F_3 = (1.0012 \times 0.256 \times 300^2) / (8 \times 333.5 \times 0.93) = 9.30 \text{ m}$$

Del mismo modo que en el caso anterior (vanos a nivel) aquí calcularemos la variación del esfuerzo y la flecha con la temperatura ambiental consideraremos

las siguientes: 0, 10, 20, 25, 30, 35, 35, y 40°C.

Verificaremos estas variaciones de temperatura en la hipótesis II, es decir las condiciones iniciales serán los valores de la Hip. II; y las condiciones finales incluirán las variaciones de temperaturas consideradas. Así por ejemplo para la temp. de 0°C

Condición Inicial		Condición Final	
t_0	25°C	t_{02}	0°C
w_{r1}	0.256 Kg/m	w_{r2}	0.256 Kg/m
G_{01}	3.83 Kg	G_{02}	= ?
T_{01}	= 364 Kg		
d	= 300 m		

Así nos planteamos las condicionales iniciales y finales para las demás temperaturas y utilizamos la E.C.E (Para vanos a desnivel) para obtener la siguiente tabla:

TEMPERATURA AMBIENTE °C	0	10	20	25	30	35	40
σ_0 (kg/mm ²)	4.58	4.25	3.96	3.83	3.72	3.61	3.51
F (m)	7.12	7.68	8.24	8.52	8.77	9.04	9.30

Luego calcularemos para todas estas temperaturas consideradas y los vanos correspondientes, los esfuerzos y la variación de las flechas en el tendido del conductor para vanos a desnivel ($h/d = 0$)

Los vanos que consideramos serán los mismos que en cálculo anterior es decir $d = 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, \text{ y } 500$ m. Obteniendo la siguiente tabla general:

TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS DE REGULACION: CONDUCTOR ALEACION DE ALUMINIO DE 95 mm² DE SECCION, PARA VANOS DESNIVELADOS (h/d = 0.4) COEFICIENTE DE SEGURIDAD = 3.

FLECHAS EN METROS

T°C	σ ₀ (Kg/mm ²)	LONGITUDES DE VANOS EN METROS								
		100	150	200	250	300	350	400	450	500
0	4.58	0.79	1.78	3.16	4.94	7.12	9.69	12.66	16.02	19.78
10	4.25	0.85	1.92	3.41	5.53	7.68	10.45	13.65	17.28	21.33
20	3.96	0.92	2.06	3.66	5.72	8.24	11.22	14.65	18.54	22.89
25	3.83	0.95	2.13	3.79	5.92	8.52	11.60	15.15	19.17	23.67
30	3.72	0.97	2.19	3.90	6.09	8.77	11.94	15.60	19.73	24.36
35	3.61	1.00	2.26	4.02	6.28	9.04	12.30	16.07	20.34	25.11
40	3.51	1.03	2.33	4.13	6.46	9.30	12.66	16.53	20.93	25.83

4.1.4 CALCULO DE LAS FLECHAS MAXIMAS Y MINIMAS .-Estas ya han sido calculadas para todos y cada uno de los casos que se presentan en el tendido de nuestra línea y cuyos resultados están en las tablas de templado anteriores. De estas tablas seleccionaremos de la hipótesis de esfuerzo máximo y flecha máxima respectiva, las flechas requeridas y lo haremos

utilizando el vano promedio: $d = 300 \text{ m}$

Luego:

$$a) \text{ tiro máximo (vano: } 300 \text{ m, } h/d = 0) = 5.19 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\times 95 \text{ mm}^2 = 493 \text{ Kg}$$

$$\text{Flecha mínima} = 5.84 \text{ m}$$

$$b) \text{ Tiro mínimo (vano. ; } 300 \text{ m, } h/d = 0.4) = 3.51 \times 95$$

$$= 333.5 \text{ Kg}$$

$$\text{Flecha máxima} = 9.30 \text{ m}$$

En el trazo del perfil de la línea se utilizarán las siguientes escalas :

$$\text{Horizontal : } (x) = 1/2,000$$

$$\text{Vertical : } (y) = 1/500$$

La plantilla de flechas la representaremos mediante la Ecuación Hiperbólica, que representa a la curva descrita por el cable:

$$Y = C [\text{Cosh } (X/C) - 1]$$

Con X e Y en cm.

Con la flecha máxima; $F_{\text{max}} = 9.30 \text{ m}$ ($d = 300 \text{ m}$) y las escalas correspondientes, calculamos el valor de la constante "C".

$$9.30 \times 100/500 = C [\text{Cosh } (300/2 \times 100/2000/C) - 1]$$

de donde : $C = 15.42$

Luego la Ecuación de Plantilla Máxima será:

$$Y = 15.42 [\text{Cosh} (x/15.42) - 1]$$

Esta ecuación nos representa a la plantilla de flecha máxima utilizada para ubicar los apoyos limitando la distancia entre apoyos al máximo acercamiento a tierra del conductor más bajo.

Hacemos el mismo cálculo para la flecha mínima: $F_{\text{mín.}} = 5.84 \text{ m}$ ($d = 300 \text{ m}$) y las escalas correspondientes con estos datos calculamos "C"

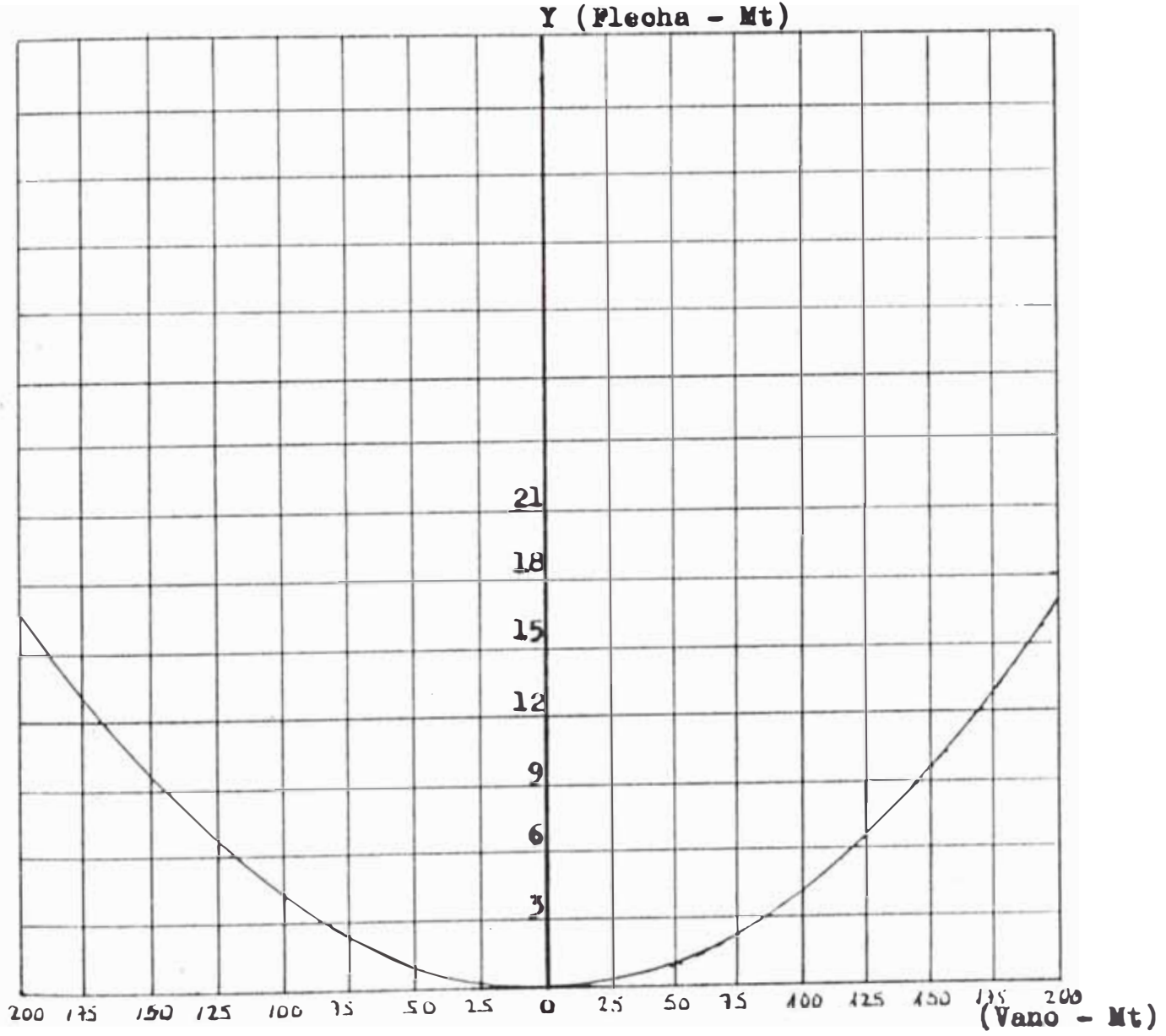
$$5.84 \times 100/500 = c [\text{Cosh} (300/2 \times 100/2000)/c - 1]$$

De donde: $C = 24.30$

$$\text{Luego } Y = 24.30 [\text{Cosh} (X/24.30) - 1]$$

Que al igual que en el caso anterior es la ecuación representativa de la planilla de flecha mínima utilizada para evitar esfuerzos sobre las estructuras o torres que tienden a alejarlo de su base en dirección vertical (tiro hacia arriba).

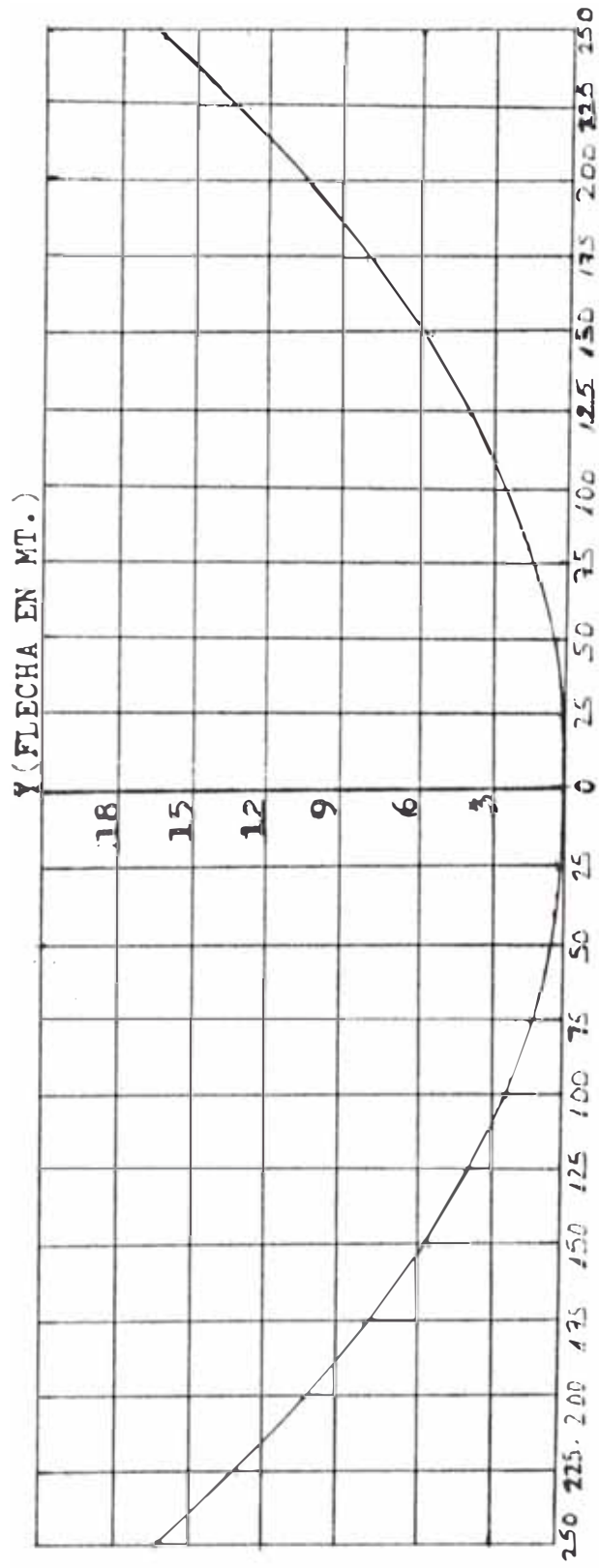
PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA



ESCALAS: 1 + 2000 Horizontal

1 + 500 Vertical

PLANTILLA DE FLECHA MINIMA



ESCALAS: 1 : 2000 Horizontal
 1 : 500 Vertical

CALCULO MECANICO DEL CABLE DE GUARDA.

El cable de guarda a utilizarse tiene las siguientes especificaciones:

Será cableado de acero galvanizado con las siguientes características:

- Designación	AC - 50
- Norma	ASTM A - 363
- Galvanizado	CLASE A
- Sección	49.5 mm ²
- Composición	Ac.7 hilos - 3 mm \emptyset
- Diámetro	7.92 mm.
- Carga Mín. de Rotura	6,200 Kg.
- Módulo de Elec. Final	25,000 Kg/mm ²
- Coef. de Dilatación Ln.	12 x 10 ⁻⁶ /°C
- Peso Unitario	0.392 Kg/m.

Las hipótesis de cálculo a emplearse serán las mismas que para el cálculo mecánico del conductor de aleación de aluminio que se empleará en esta línea de transmisión, incluyendo el coeficiente de seguridad de la primera hipótesis que lo tomamos igual a 3, Siguiendo la misma metodología de cálculo anterior, es decir empleando las ecuaciones de cambio de estado para calcular los esfuerzos en el conductor (en el cable de guarda en este caso) y la variación

de las flechas, y efectuando el cálculo correspondiente se obtiene la siguiente tabla para vanos a nivel;

TABLA DE TENSIONES Y FLECHAS DE REGULACION, PARA EL CABLE DE GUARDA: ACERO GALVANIZADO DE 49.4 mm², PARA VANOS A NIVEL, COEFICIENTE DE SEGURIDAD: 3.

FLECHAS EN METROS

T°C	T ₀ (Kg.)	LONGITUDES DE VANOS EN METROS								
		100	150	200	250	300	350	400	450	500
0	1138	0.43	0.97	1.72	2.69	3.88	5.28	6.90	8.73	10.78
10	1005	0.49	1.10	1.95	3.05	4.39	5.97	7.80	9.88	12.19
20	872	0.56	1.27	2.25	3.51	5.06	6.89	8.99	11.39	15.06
25	806	0.61	1.37	2.43	3.80	5.47	7.44	9.72	12.31	15.19
30	790	0.62	1.40	2.48	3.90	5.58	7.60	9.92	12.55	15.50
35	774	0.63	1.43	2.53	3.96	5.70	7.76	10.13	12.83	15.83
40	758	0.65	1.46	2.59	4.04	5.82	7.92	10.35	13.35	16.17

4.2. CARACTERISTICAS Y DIMENSIONAMIENTO DE LAS ESTRUCTURAS

4.2.1. ANGULO DE GIRO DE LA CADENA DE AISLADORES

Es importante calcular el ángulo de giro o de desvío de la cadena de aisladores para determinar el acercamiento del conductor a la estructura de apoyo; la fórmula que considera la acción del viento y el

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{2T \operatorname{Sen} \alpha/2 + (0.001 P_v d_v \phi \cos \alpha/2 + 1/2 P_v S_{ca})}{(1/2) W_{ca} + W_c d_p}$$

b) Angulo Normal de Giro.- Cuando el recorrido de la línea es completamente recto, es decir no presenta cambios de ángulos topográficos apreciables ($\alpha = 0^\circ$)

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{0.001 P_v d_v \phi + 1/2 P_v S_{ca}}{(1/2) W_{ca} + W_c d_p}$$

c) Angulo Mínimo de Giro .- Este es el ángulo que se presenta cuando la presión del viento sobre la cadena de aisladores es opuesto al tiro sobre los conductores.

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{2T \operatorname{Sen} \alpha/2 - (0.001 P_v d_v \phi \cos \alpha/2 + 1/2 P_v S_{ca})}{(1/2) W_{ca} + W_c d_p}$$

4.2.2. ESTRUCTURAS DE ALINEAMIENTO

Procedemos en primer lugar a determinar el ángulo máximo de giro de la cadena (β), de acuerdo a la fórmula respectiva :

- T = 886 kg
- $\alpha = 0^\circ$ a 2°
- $P_v = 39 \text{ kg/m}^2$
- $d_v = 300 \text{ m}$
- $d_p = 500 \text{ m}$

ángulo topográfico de la línea en el cálculo efectuar es la siguiente :

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{2T_0 \operatorname{Sen}(\alpha/2) \pm (0.001 P_v d_v \phi \cos \alpha/2 + 1/2 P_v S_{ca})}{(1/2) W_{ca} + W_{cx} d_p}$$

Con el fin de de que el ángulo de desvío (β) sea el más representativo es usual considerar que el viento actue sobre el vano viento máximo y el peso del conductor se considera correspondiente al mayor vano gravitante o vano peso.

El significado de cada término de la fórmula (a) es :

- T_0 = Tiro máximo del conductor (kg)
- α = Ángulo topográfico de la línea
- P_v = Presión horizontal del viento en kg/m²
- d_v = Vano viento (m)
- ϕ = Diámetro del conductor en mm
- S_{ca} = Superficie de la cadena de aisladores (m²)
- W_{ca} = Peso de la cadena de aisladores (kg)
- d_p = Vano peso o vano gravitante (m)
- W_c = Peso unitario del conductor (kg/m)

Tres son las situaciones que determinan a su vez tres ángulos de desvío estos son :

a) Ángulo Máximo de Giro .- Esta situación se presenta, cuando la acción del viento se suma al tiro del conductor.

- $\emptyset = 12.60 \text{ mm}$
- $S_{ca} = (0.245 * 0.146) * 5 = 0.1854 \text{ m}^2$
- $W_{ca} = 25 * 2 = 50 \text{ kg.}$ (doble cadena en apoyos de anclaje)
- $W_c = 0.256 \text{ kg/m}$

Reemplazando en (b)

$$\text{tg } \beta = \frac{(2 * 886 \text{ sen } 1^\circ + 0.001 * 39 * 300 * 12.60 \text{ cos } 1^\circ + \frac{1}{2} * 39 * 0.1854}{\frac{1}{2} * 50 + 0.256 * 508}$$

De donde :

$$\text{Tg } \beta = 1.173 \dots\dots\dots \beta = 49.56^\circ$$

Luego este será el ángulo máximo con que podrá oscilar la cadena y que determinará la posición en la que el conductor se encuentra más cerca de la estructura o apoyo.

Por otro lado se recomienda mantener al conductor a una distancia "r" del apoyo dado por :

$$r = 0.1 + V/150 ; V = 60 \text{ kV}$$

$$r = 0.1 + 60/150 = 0.5 \text{ m}$$

El acercamiento límite determinará una longitud mínima del brazo del apoyo, el cual se calcula así :

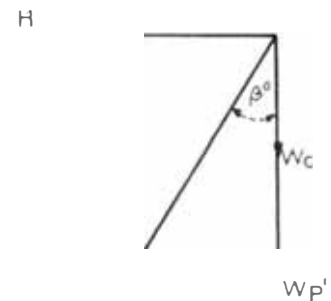
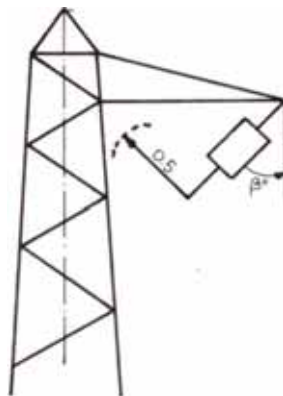
$$d' = r + L (\text{sen } \beta)$$

Donde :

- d' = Longitud mínima del brazo del apoyo
- L = Longitud de la cadena de aisladores = 1.00 m
- β = Angulo máximo de giro = 49.56°

Luego :

$$- d' = 0.5 + 1 \times \text{sen} (49.56) = 1.26 \text{ m}$$



Si se necesitara contrapesos su módulo sería :

$$\text{tg } \beta = H / (w_c - w_{p'}) :$$

$w_{p'}$ = Peso de cada contrapeso (por cruceta)

Donde :

$$H = (w_c^2 + w_{pc}^2)^{1/2} * dv = (0.256^2 + 0.414^2)^{1/2} * 300$$

166.23 kg

$$\text{tg } \beta = 1.173 = (166.23) / (0.256 * 500 + w_{p'})$$

$$w_{p'} = 163.213 / (1.18) - 130.05 = 9 \text{ kg cada contrapeso}$$

De los resultados anteriores la longitud mínima que deberán tener los brazos o crucetas de las

estructuras (torres) además de los márgenes de tolerancia para fijar los brazos a la estructura y sujeción de la cadena de aisladores será de d' 1.26 m.

La separación vertical entre conductores está dado por la fórmula.

$$d'v = k (F_{\max} + 1)^{1/2} + \sqrt{150}$$

Donde k , tiene los siguientes valores (para tensiones nominales : $v < 100$ kV).

$$\beta > 65^\circ \quad ; \quad k = 0.70$$

$$40 < \beta < 65^\circ \quad ; \quad k = 0.65$$

$$\beta < 40^\circ \quad ; \quad k = 0.60$$

$F_{\max} = 7.65$ m ($t = 40^\circ\text{C}$ y vano medio de 300 m).

Luego la distancia vertical será :

$$d'v = 0.65 (7.65 + 1.00)^{1/2} + 60/150 = 2.31 \text{ m}$$

Como se ha elegido una disposición triangular con un lado vertical de los conductores y los otros dos diagonales, no será necesario calcular la separación horizontal entre conductores, ya que la distancia mínima a la estructura (d') nos dará una separación adecuada.

Con el fin de adaptarse a las dimensiones

normalizadas existentes en el mercado hemos elegido un apoyo (torre metálica) con los brazos superiores de 1.50 m y el inferior de 1.70 m de longitud respecto al eje de la estructura y corresponde a la torre cuya designación es :

ACACIA 50/F31/S.A. (utilizada para apoyos con cadena de aisladores en suspensión o anclaje).

4.2.3. ESTRUCTURAS DE ANGLIO

Se calculará las dimensiones de los brazos o crucetas para estructuras cuyos topográficos son :

$$\alpha' = 3^\circ \text{ a } 20^\circ$$

$$\alpha'' = 21^\circ \text{ a } 60^\circ$$

$$\alpha''' = 61^\circ \text{ a } 90^\circ$$

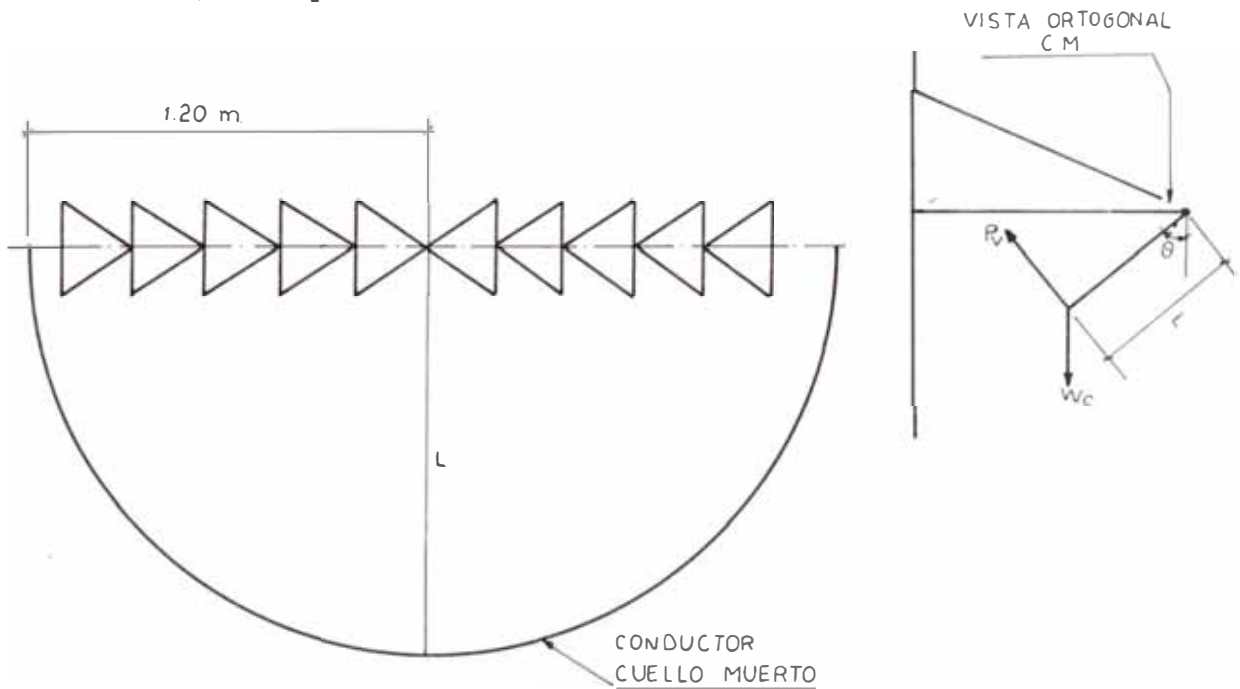
Siguiendo el mismo procedimiento que en el ejemplo mostrado para ($\alpha = 0^\circ$ a 2°), obtenemos el ángulo máximo de giro (β) y la longitud mínima del brazo de las estructuras lo que nos permite seleccionar el modelo de estructura (torre metálica) de esta manera obtenemos la siguiente tabla.

ANG. TOPOGRAF. (α)	ANG. MAXIMO DE GIRO : β	LONGITUD MINIMA DEL BRAZO (m)	DESIGNACION O TORRE SELECCIONADA
0° a 2°	49.56	1.27	Ac 50/F31/S.A
3° a 20°	71.24	1.45	Ac 310/F4/S.A
21° a 60°	81.33	1.49	Arce 630/F4/S.A
61° a 90°	83.50	1.50	Arce 900/F4/S.A

Todos estas estructuras que aparecen en esta tabla pueden ser utilizadas indistintamente como apoyos en cadenas en suspensión o anclaje ya que para los ángulos máximos de giro de la cadenas, cumplen con las distancias mínimas de seguridad, tanto del conductor (a masa a la estructura) como a la longitud mínima o distancia mínima vertical que debe existir entre conductores. El elegir una cadena de suspensión o anclaje dependerá de la necesidad de anular o no el tiro del conductor mediante estructuras con cuello muerto. Los modelos de estructuras "ARCE" están diseñadas para llevar cadenas en suspensión, en anclaje o mixtas (anclaje - suspensión a la vez).

Lo que procederemos a verificar a continuación es la utilidad de las estructuras seleccionadas para cadenas de anclaje. Para ello calcularemos el ángulo de giro (θ) del conductor y cadena de aisladores que forman el cuello muerto. El proceso de cálculo es el

que sigue :



Considerando que el cuello muerto forma un semicírculo, como el de la figura, observando al conductor longitudinalmente y además como en el caso más crítico el viento sopla perpendicularmente al conductor (P_v) ; este formará un ángulo (θ) con la vertical; luego se cumplirá que :

$$W_v (\cos\theta) = W_c \dots\dots\dots (a)$$

$$W_c = \text{Peso unitario del conductor} \times L = \text{kg} \dots\dots\dots (b)$$

a presión del viento será :

$$W_c = 0.001 P_v \varnothing (\pi * L) \text{ kg} \dots\dots\dots (b)$$

$$W_c = W_c * \pi * L \text{ kg} \dots\dots\dots (c)$$

(b) y (c) en (a) :

$$0.001 P_v \emptyset (\pi \times L) \cos (\theta) = w_c \times \pi \times L$$

De donde el ángulo de inclinación será:

$$\theta = \cos^{-1} (w_c / 0.001 P_v \emptyset)$$

Como :

$$P_v = 39 \text{ Kg/m}^2$$

$$\emptyset = 12.60 \text{ mm}$$

$$w_c = 0.256 \text{ Kg/m.}$$

$$\text{De donde: } \theta = 58.60^\circ$$

Luego la longitud necesaria del brazo de la estructura está dado por:

$$d = r + L (\text{Sen } \theta)$$

$$d = 0.5 + 1.20 (\text{sen } 58.6^\circ) = 1.50 \text{ m}$$

Las estructuras seleccionadas tienen por longitud de brazos:

ACACIA	: Ac 50 /F31/S.A	Brazos Superiores	Brazos Inf.
	: Ac 310 /F4 /S.A	1.50 m. c/u	1.75 m.
	: ARCE 630/F4/S.A	2.30 m. c/u	2.40 m.
ARCE	: ARCE 900/F4/S.A		

Por lo que no existirá problema alguno en utilizar estos apoyos. En las estructuras ACACIA al

utilizarlas con cadena de anclaje lo que podríamos hacer es disminuir en unos centímetros, (10 a 15 cm) la longitud del cuello muerto; ya que el ángulo de giro no depende de dicha longitud y se podrá utilizar sin ningún inconveniente estos apoyos en cadenas de anclaje.

4.3 DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS.

Este acápite se refiere fundamentalmente a diseñar mecánicamente las estructuras de apoyo de la línea de transmisión de acuerdo a la carga que soportarán cada una de ellas (alineamiento y ángulo), según las hipótesis que se establezcan para su cálculo.

4.3.1. HIPOTESIS DE CÁLCULO DE LAS ESTRUCTURAS

En todos los casos se considerarán las siguientes fuerzas actuantes sobre la estructura:

- Fuerzas horizontales laterales, debidas al viento transversal y horizontal sobre la estructura, conductor, cable de guarda y cadena de aisladores, además de la resultante debida al ángulo topográfico de la línea.

- Fuerzas horizontales longitudinales debidas al tiro desbalanceado de los conductores, es decir por rotura de cualquier conductor o cable de guarda.

- Fuerzas verticales debidas al peso del conductor, peso de las cadenas de aisladores, accesorios, peso de una persona con herramientas sobre el brazo o cruceta para labores de mantenimiento o instalación.

4.3.2. ESTRUCTURAS DE ALINEAMIENTO Y ANGULO DEBIL (0 A 2°).

HIPOTESIS DE CALCULO

1_o HIPOTESIS (hipótesis de viento; C.S. 1.5)

- Cargas permanentes
- Cargas transversales

2_o HIPOTESIS (hipótesis de rotura; C.S. 1.2)

- Cargas permanentes
- Rotura de un conductor cualquiera : 50% del tiro máximo.

3_o HIPOTESIS (2_o hipótesis de rotura; C.S. 1.2)

- Cargas permanentes
- Rotura del cable de guarda: 100% del tiro máximo:
vano medio: 300 m y t = 0°C

Apoyo a Emplear: ACACIA 50/ F31/S.A

Utilización del Apoyo:

- | | |
|---------------|--------|
| - Vano medio | 300 m. |
| - Vano máximo | 400 m. |
| - Vano peso | 400 m. |

- Angulo máximo 2°

Justificación del Apoyo

De la HIP. I:

- Cargas permanentes: (cargas verticales)

a) Carga sobre la cabeza de la torre:

Peso del cable de guarda: 400 m x (0.392 Kg/m)	= 157 kg
accesorios de amarre	- 9
	166 Kg

b) Cargas permanentes sobre la cruceta:

Peso del conductor: 400 m x 0.256 Kg/m	= 102.4
Peso de la cadena de aisladores	25.0
Peso de un hombre con herramientas	- 50.0
(*) 0.5 x 100	
Agregamos un contrapeso en caso necesario	9.0
	186.4 Kg.

(*) Al no ser necesario que el operario se desplace hasta la punta de la cruceta para colocar la cadena, consideramos sólo el 50% del peso del operario con las herramientas.

Luego : El apoyo elegido soporta con C.S. = 1.5 una carga vertical de 200 kg sobre cada cruceta

- Cargas transversales

Viento sobre la torre : 120 Km/h (mínimo: 90 Kg/m²)

Viento sobre conductores:

$$300 \times 0.126 \times 39 = 147.42 \times 3 = 442.00 \text{ kg}$$

Resultante de ángulo, conductores:

$$2 \text{ Sen } (1^\circ) \times 886 = \frac{30.93 \times 3}{178.35 \text{ Kg}} = 93.00 \text{ kg}$$

Viento sobre el cable de guarda:

$$300 \times 0.00792 \times 39 = 92.66 \times 1 = 92.66 \text{ kg}$$

Resultante de ángulo sobre cable de guarda :

$$2 \text{ Sen } (1) \times 1,138 = \frac{40.00 \times 1}{132.66 \text{ Kg.}} = \frac{40.00 \text{ kg}}{667.66 \text{ Kg.}}$$

Este apoyo soporta con c.s 1.5 y viento simultáneo de 120 Km/h sobre la torre, un esfuerzo de 600 Kg aplicado en el centro de la torre el apoyo ACACIA 100/F31/S.A. que soporta 942 Kg con C.S 1.5 resulta excesivo para este caso.

De la Hip. II

- Cargas permanentes: idem al anterior - 186 Kg

- Rotura de un conductor cualquiera: se considera el 50% del tiro máximo del conductor: $886 \text{ Kg} \times 0.5 = 443 \text{ kg}$

HIPOTESIS DE CALCULO

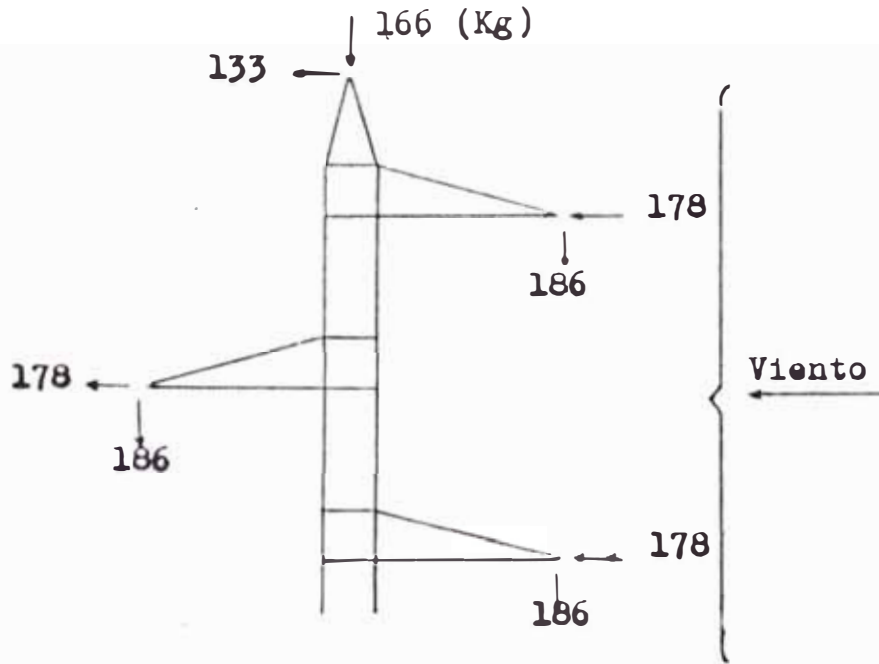
TENSION: 60 KV.

Nº CIRCUITOS: UNO

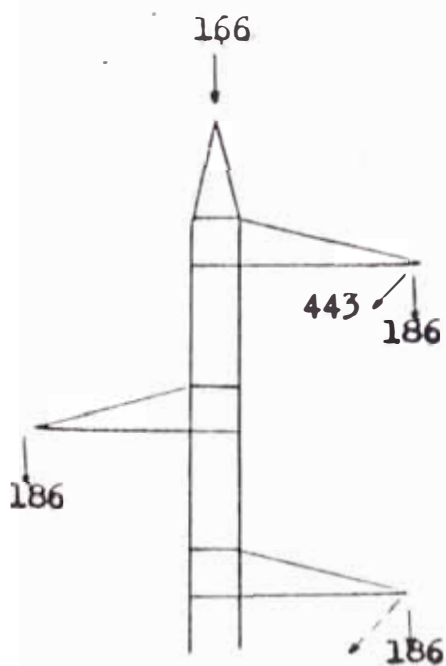
APOYO: ALINAMIENTO Y ANGULO DEBIL (HASTA 2°)

DETERMINACION DEL APOYO: ACACIA 50/F31/S.A.

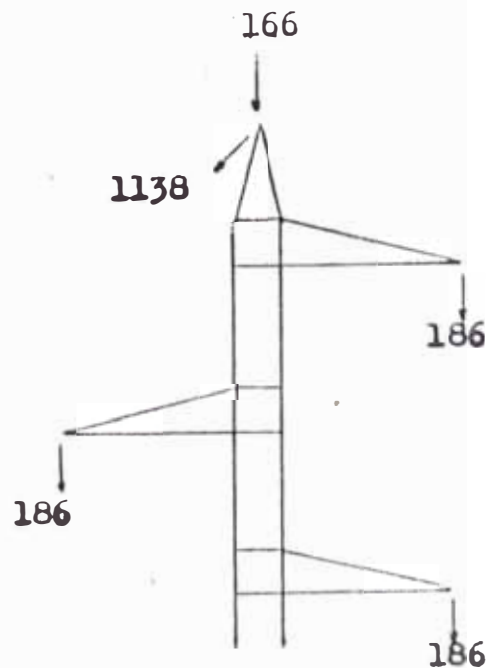
1ª HIPOTESIS (C. de S. 1.5)



2ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



3ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



El apoyo soporta con c.s. 1.2 : 1,059 Kg.

De la Hip. III:

- Cargas permanentes: idem al anterior 186 Kg.
- Rotura del cable de guarda: se considera el 100% del tiro máximo del cable de guarda (300 m y t 0°C) = 1,138 Kg.

El apoyo soporta con c.s. 1.2 : 2,856 Kg.

La distancia mínima entre conductores en este apoyo es de 2.40 m (entre los del lado vertical); Longitud de brazos: 02 superiores = 1.50 m c/u y el inferior = 1.75 m

4.3.2 ESTRUCTURAS DE ANGULO Y TERMINALES

A) Apoyo de Anclaje o Suspensión y Angulo hasta 20°

HIPOTESIS DE CALCULO

1₀ HIPOTESIS (hipótesis de viento; C.S. =1.5)

- Cargas permanentes
- Cargas transversales

2₀ HIPOTESIS (hipótesis de desequilibrio; C.S.=1.2)

- Cargas permanentes
- Desequilibrio de tracciones (50% de tiro

máximo.)

3₀ HIPOTESIS (hipótesis de rotura; C.S.= 1.2)

- Cargas permanentes
- Rotura de un conductor cualquiera (100% del tiro máximo)

4₀ HIPOTESIS (Hipótesis de rotura; C.S.= 1.2)

- Cargas permanentes
- Rotura del cable de guarda (100% del tiro máximo)

Apoyo a Emplear: Se utilizará el apoyo ACACIA 310/F4/S.A.

Utilización del Apoyo

- Vano medio 300 m.
- Vano máximo 400 m.
- Vano Peso 400 m.
- Angulo Máximo 20°

Justificación del Apoyo

De la HIP. I:

- Cargas permanentes sobre las crucetas: idem al anterior = 186 Kg.
- Cargas transversales:
Viento sobre la torre: 120 Km/h (mínimo: 90 Kg/m²)

Viento sobre conductores:

$$300 \times 0.126 \times 39 = 147.42 \times 3 = 442.26 \text{ kg}$$

Resultante de ángulo, conductores:

$$2 \text{ Sen } (10^\circ) \times 886 = \frac{307.70}{455.12 \text{ Kg}} \times 3 = 923.10$$

Viento sobre el cable de guarda:

$$300 \times 0.00792 \times 39 = 92.66 \times 1 = 92.66 \text{ kg}$$

Resultante de ángulo sobre C. de G.:

$$2 \text{ Sen } (10^\circ) \times 1,138 = \frac{395.22 \times 1}{487.88 \text{ Kg.}} = \frac{395.22}{1853.24 \text{ Kg.}}$$

Este apoyo soporta un esfuerzo transversal con c.s 1.5 y viento simultáneo sobre la torre de 120 Km/h de 2,720 Kg.

De la Hip. II

- Cargas permanentes: idem al anterior = 186 Kg
- Desequilibrio de tracciones (50% de tiro máximo)

Sobre conductores: $3 \times 0.5 \times 886 = 1,329 + 443$
Kg /fase

$$\text{Sobre el C. de G.: } 0.5 \times 1,138 = \frac{569}{1,898 \text{ Kg}}$$

El apoyo soporta un esfuerzo longitudinal de 4,221

HIPOTESIS DE CALCULO

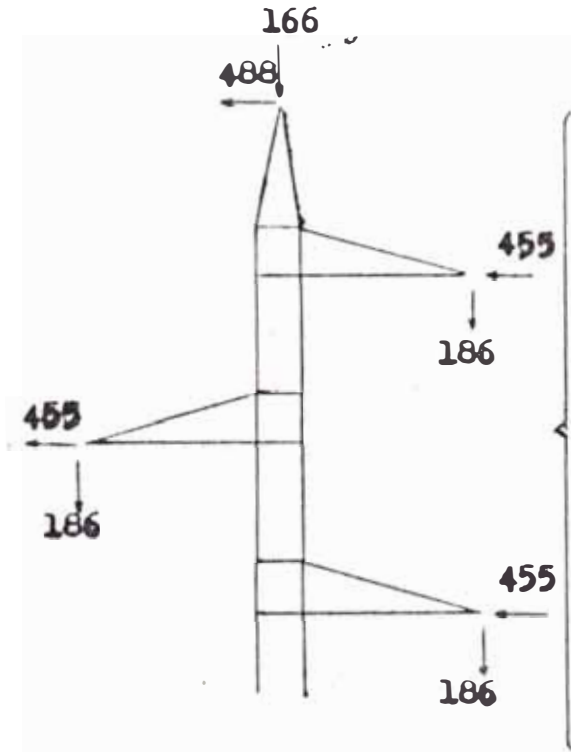
TENSION: 60 KV.

Nº CIRCUITOS: UNO

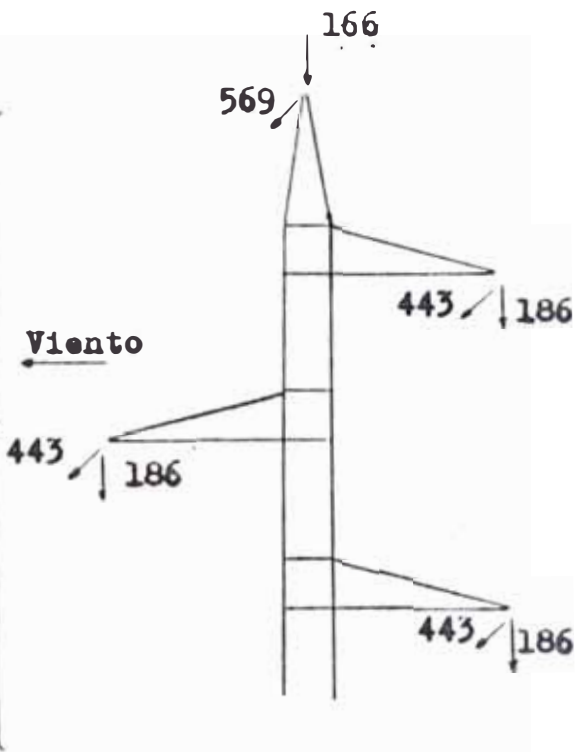
APOYO: ANCLAJE Y ANGULO MAXIMO DE 20°

DENOMINACION DEL APOYO: ACACIA 310/F4/S.A.

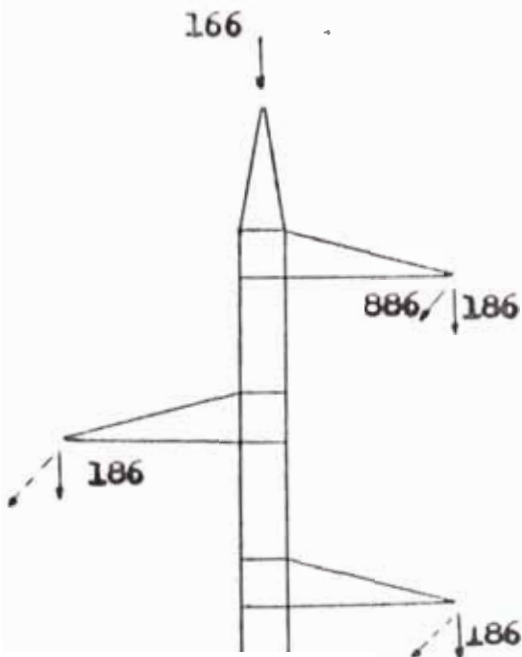
1ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2.5)



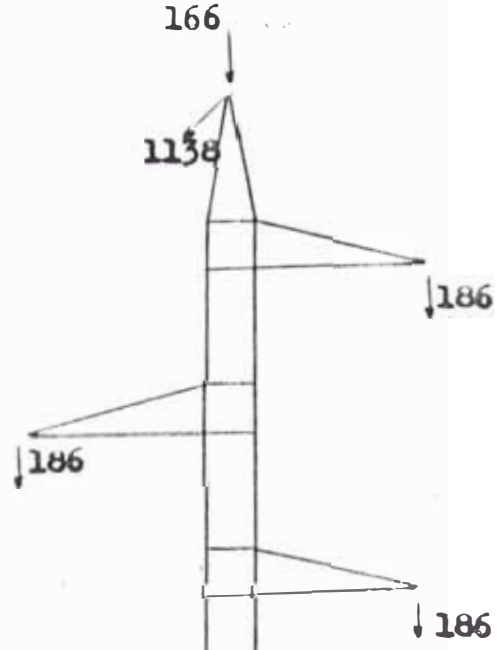
2ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



3ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



4ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



Kg con c.s. 1.2

De la Hip. III:

- Cargas permanentes: idem al anterior 186 Kg
- Rotura de un conductor (100% del tiro máximo)= 886 kg

Este apoyo soporta un esfuerzo de torsión de 1407 kg con C.S. 1.2

DE LA HIP IV

- Carga permanente idem al anterior = 186 kg.
- Rotura del cable de guarda (100% del tiro máximo)

Tiro máximo del cable de guarda para vano medio :
300 m y $t = 0^{\circ}\text{C.} = 1,138 \text{ kg}$

Este apoyo soporta un tiro longitudinal de 4,221 Kg con c.s 1.2.

La distancia mínima entre conductores del lado vertical es de 3.60 m , longitud de los brazos superiores es de 1.50 m y la del brazo inferior es de 1.75 m.

B). Apoyo de fin de línea (terminal) y ángulo de 60° .- Esta estructura podrá cumplir la función de apoyo en ángulo topográfico de hasta 60° y también como apoyo terminal o de fin de línea.

HIPOTESIS DE CALCULO

HIPOTESIS I (hipótesis de viento; C.S.= 1.5)

- Cargas permanentes

- Cargas transversales

HIPOTESIS II (hipótesis de desequilibrio; C.S. = 1.5)

- Cargas permanentes

- Desequilibrio de tracciones (100% de tiro máximo.)

- Viento sobre la torre (90 Kg m²)

- Viento sobre conductores (39 Kg/m²)

HIPOTESIS III (hipótesis de rotura; C.S.= 1.2)

- Cargas permanentes

- Rotura de un conductor cualquiera (100% del tiro máximo: de dos conductores, es decir la torsión producida por dos conductores)

HIPOTESIS IV (hipótesis de rotura; C.S. = 1.2)

- Cargas permanentes

- Rotura del cable de guarda (100% del tiro máximo)

Apoyo a Emplear: Se utilizará el apoyo denominado:
ARCE 630/F4/S.A.

Utilización del Apoyo

- Vano medio	300 m.
- Vano máximo	400 m.
- Vano Peso	400 m.
- Angulo Máximo	60°

Justificación del Apoyo

De la HIP. I:

- Cargas permanentes sobre las crucetas: Idem al anterior = 186 Kg c/u.

- Cargas transversales:

Viento sobre la torre: 120 Km/Hr. (mínimo: 90 Kg/m²)

Viento sobre conductores:

$$300 \times 0.126 \times 39 = 147.42 \times 3 = 442.26 \text{ kg}$$

Resultante de ángulo, conductores:

$$2 \operatorname{Sen} 30^\circ \times 886 = \frac{886.00}{1033.42 \text{ Kg}} \times 3 = 2658.00$$

Viento sobre el cable de guarda:

$$300 \times 0.00792 \times 39 = 92.66 \times 1 = 92.66 \text{ kg}$$

Resultante de ángulo sobre cable de guarda :

$$2 \operatorname{Sen} 30^\circ \times 1,38 = 1138.0 \quad \frac{1138.00}{1230.66 \text{Kg.}} \times 1 = \frac{1138.00}{4320.92 \text{ Kg.}}$$

Este apoyo soporta con c.s 1.5 y viento sobre el de 120 Km/h un esfuerzo transversal de 5,900 Kg.

DE LA HIP. II

- Cargas permanentes sobre las crucetas	= 186 kg
- Desequilibrio de tracciones (100% de tiro máximo)	
Sobre conductores : 886 kg x 3	= 2,658.00 kg
Sobre el cable de guarda : 1,138	= 1,138
Viento sobre cond 300 x 0.0126x39x3	= 442.26
Viento sobre el cable de G.300 x 0.00692x39	= 92.66

	4,330.92

Este apoyo soporta un esfuerzo longitudinal de 5,900 kg. con viento simultaneo sobre el apoyo de 120 km/h y C.S.= 1.5

De la Hip. III

Rotura de Conductores.-

Tensión máxima del conductor : 886 Kg.

Por ser este apoyo una estructura asimétrica, consideramos la tensión máxima de 2 conductores x 2 = 1,772 Kgs.

HIPOTESIS DE CALCULO

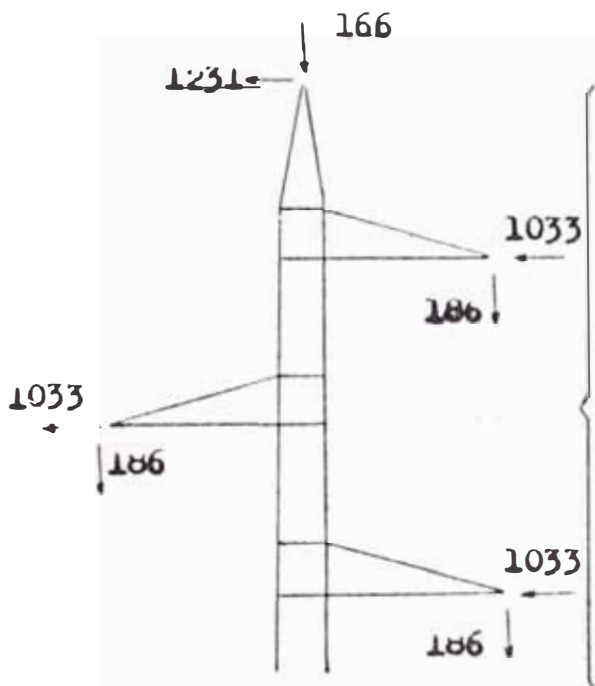
TENSION: 60 KV.

Nº DE CIRCUITOS: UNO

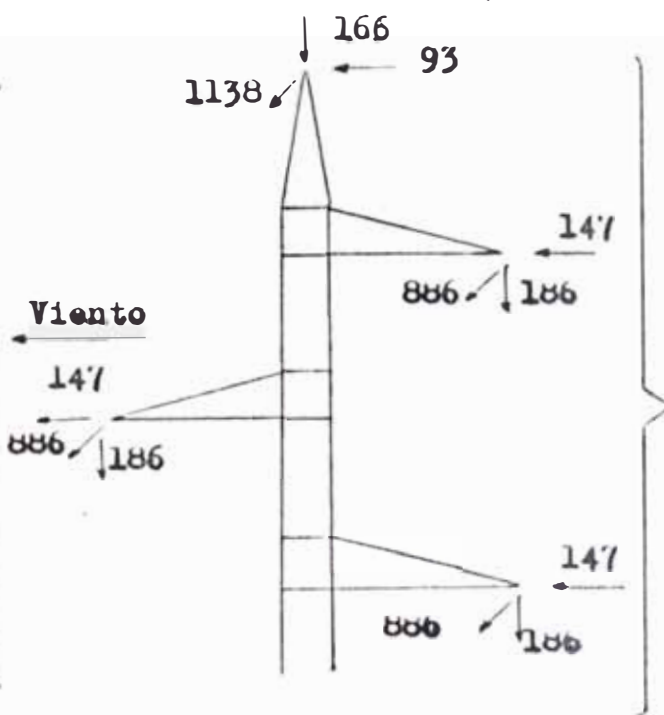
APOYO: TERMINAL Y ANGULO MAXIMO DE 60°

DENOMINACION DEL APOYO: ARCE 630/F4/S.A.

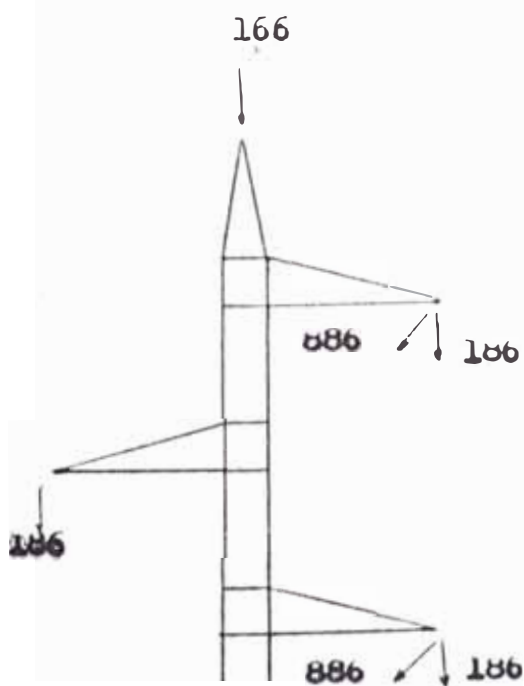
1ª HIPOTESIS (C. de S. 1.5)



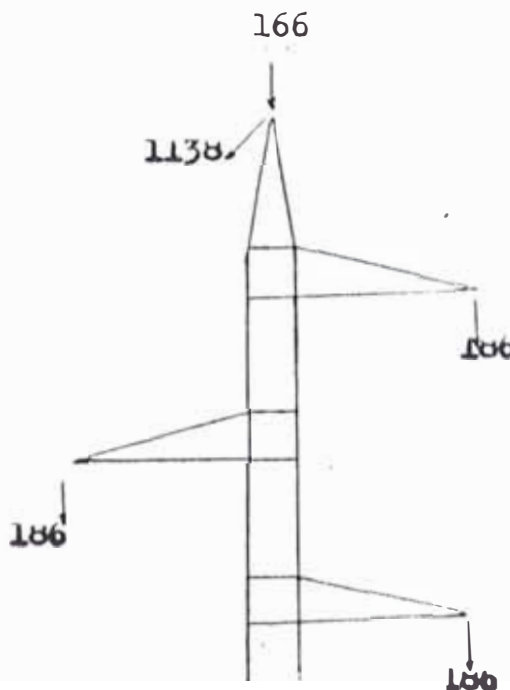
2ª HIPOTESIS (C. de S. 1.5)



3ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



4ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



Este apoyo soporta un esfuerzo de torsión de 2,727 Kg con c.s.= 1.2

De la Hig. IV:

Rotura de Cable de Guarda.-

Se considera el tiro máximo del cable de guarda es decir: 1,138 Kgs.

Este apoyo soporta un tiro longitudinal de 8,045 Kg. con c.s. = 1.2

Distancia entre conductores y longitud de los brazos del apoyo: la distancia entre los dos conductores del lado vertical en este apoyo es de 4 m y la longitud de los dos brazos superiores es de 2.30 m y del brazo inferior 2.40 m.

c) Apoyo terminal y ángulo de hasta 90°.- esta estructura al igual que la de 60°; podrá cumplir la función de apoyo terminal y de soporte para ángulos topográficos entre 61 hasta 90° inclusive.

HIPOTESIS DE CALCULO

HIPOTESIS I (Hipótesis de viento; C.S.= 1.5)

- Cargas permanentes
- Cargas transversales

HIPOTESIS II (hipótesis de desequilibrio; C.S.=1.5)

- Cargas permanentes
- Desequilibrio de tracciones (100% de tiro máximo.)

HIPOTESIS III (Hipótesis de rotura; C.S.=1.2)

- Cargas permanentes
- Rotura de un conductor cualquiera (100% del tiro máximo: de un conductor)

HIPOTESIS IV (hipótesis de rotura; C.S.=1.2)

- Cargas permanentes
- Rotura del conductor cualquiera (100% del tiro máximo del del cable de guarda.)

Apoyo a Emplear: Se utilizará el apoyo denominado ARCE 900/F4/S.A.

UTILIZACION DEL APOYO

- Vano medio 300 m.
- Vano máximo 400 m.
- Vano peso 400 m.
- Angulo terminal y anclaje

Justificación del Apoyo

De la HIP. I:

- Cargas permanentes sobre cada cruceta : 186 Kg.
- Cargas transversales:

Viento sobre la torre: 120 Km/h (mínimo: 90 Kg/m²)

Viento sobre conductores:

$$300 \times 0.126 \times 39 = 147.42 \times 3 = 442.26 \text{ Kg}$$

Resultante de ángulo sobre conductores.

$$2 \text{ Sen } 45^\circ \times 886 = \frac{1253.00}{1400.42 \text{ Kg.}} \times 3 = 3759.00$$

Viento sobre el cable de guarda:

$$300 \times 0.00792 \times 39 = 92.66 \times 1 = 92.66$$

Resultante de ángulo sobre cable de guarda.

$$2 \text{ Sen } 45^\circ \times 1,138 = \frac{1,609.38 \times 1}{1702.04 \text{ Kg.}} = \frac{1609.38}{5903.30 \text{ Kg.}}$$

Este apoyo soporta con viento simultaneo de 120 Km/h y c.s - 1.5 un esfuerzo transversal d 9,000 Kg

De la Hip. II

- Cargas permanentes sobre las crucetas = 186 Kg.

- Desequilibrio de tracciones (100% de tiros máximos) sobre conductores :

$$\text{Tiro máximo} = 886 \text{ Kg} \times 3 = 2,658 \text{ Kg.}$$

Sobre el cable de guarda :

$$\text{Tiro máximo: } 1138 \times 1 = \frac{1,138}{3,798} \text{ kg}$$

Este apoyo soporta un esfuerzo longitudinal de 9,000 Kg simultáneo sobre el apoyo de 120Km/h y c.s. =1.5

De la Hipotesis III:

- Cargas permanentes = 186 Kg
- Rotura de un conductor (100 % del tiro máximo);
Tensión máxima del conductor 886 Kg

Este apoyo soporta un esfuerzo de torsión de 5,454 Kg con c.s. 1.2.

De la Hipotesis IV:

- Cargas permanentes = 186 Kg.
- Rotura de cable de guarda (100 % del tiro máximo);
se considera el tiro máximo del cable de guarda es decir 1,138 Kg.

Este apoyo soporta un tiro longitudinal de 12,777 Kg con c.s. = 1.2 distancia entre conductores y longitud de los brazos del apoyo .- La distancia entre los dos conductores del lado vertical de este apoyo es de 4.00 m ; y la longitud de los dos brazos superiores es de 2.3 m y del brazo inferior 2.40 m.

HIPOTESIS DE CALCULO

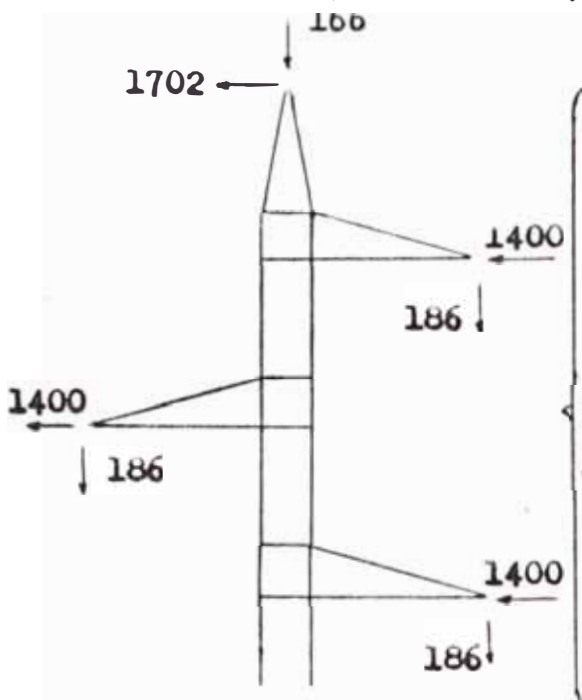
TENSION: 60 KV.

Nº DE CIRCUITOS: UNO

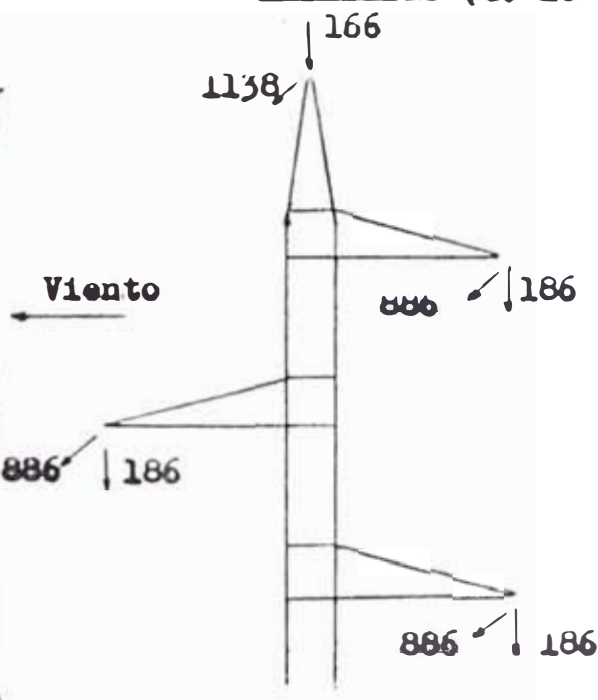
APOYO: TERMINAL Y ANCLAJE, ANGULO MAXIMO: 90º

DENOMINACION DEL APOYO: ARCE 900/F4/S.A.

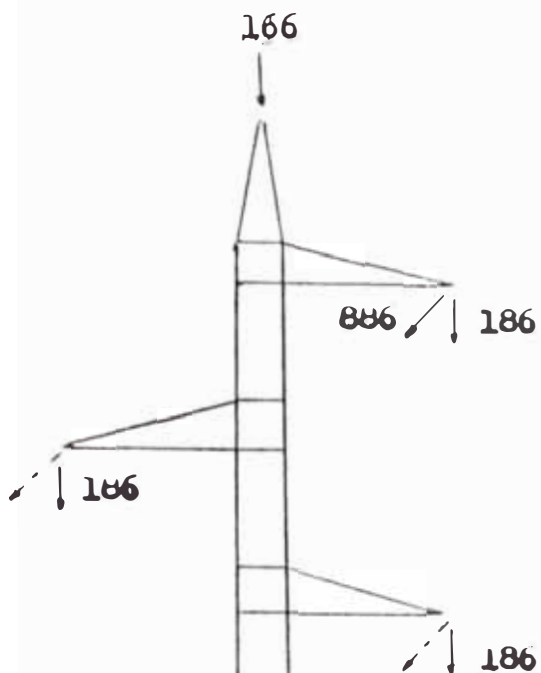
1ª HIPOTESIS (C. de S. 1.5)



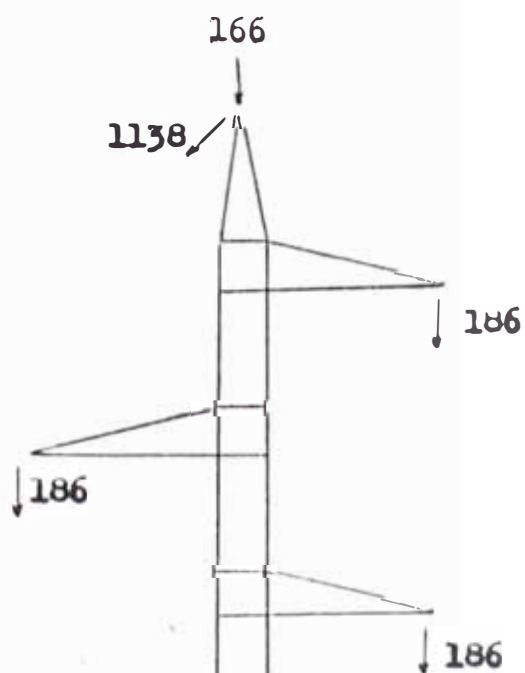
2ª HIPOTESIS (C. de S. 1.5)



3ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



4ª HIPOTESIS (C. de S. 1.2)



4.4. PUESTA A TIERRA DE LA LINEA DE TRANSMISION.

Todas las estructuras de la línea de transmisión irán puestas a tierra ya que la línea deberá estar protegida contra descargas atmosféricas que pueden dejarla fuera de servicio. Dado que sólo existirá una terna trifásica, ésta exige una mayor confiabilidad en el suministro de energía para lo cual necesitamos disminuir al máximo las consecuencias de fallas.

Las fallas a tierra debido a los conductores son generalmente previstas en las subestaciones de transformación, mientras que la formación de arcos, por sobretensiones atmosféricas tienen que ser minimizados por un buen sistema de puesta a tierra. Para esto se ha previsto usar los siguientes dispositivos:

- Cable de guarda.
- Cuernos metálicos de descarga
- Electrodo (varillas de puesta a tierra).

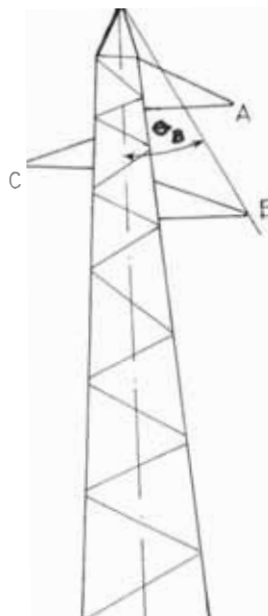
4.4.1. CABLE DE GUARDA.

Tiene por objeto apantallar a los conductores de la línea. Es una forma de protección ampliamente usada contra las tormentas eléctricas pero también cumple funciones mecánicas (refuerza la estabilidad mecánica de las estructuras) y eléctricas ya que

ofrece punto de tensión cero a lo largo de toda la línea.

Este cable de guarda, cuya tabla de templado previamente se ha calculado, tienen una ubicación normalizada en las torres. Esta es en la parte terminal de la cabeza de la torre, por lo que no será necesario un mayor análisis sobre éste aspecto.

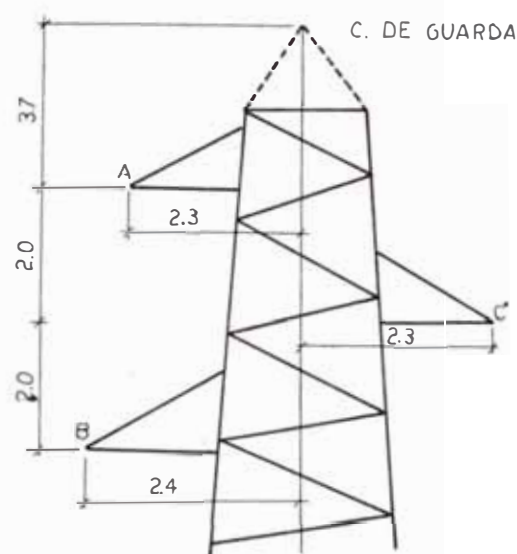
Lo que si analizaremos es el ángulo de protección de nuestra línea, es decir, el ángulo que forman la vertical que pasa por el cable de guarda (que en nuestro caso coincide con el eje de simetría de la torre) y el segmento que une a este con el conductor protegido.



α_B : Es el ángulo de protección del cable de guarda al conductor "B"

Es decir cada conductor tendrá su respectivo ángulo de protección. Un criterio al respecto dice que cuando $\theta < 30^\circ$ dicha línea o conductor estará realmente protegida. Por ejemplo si tomamos un modelo de estructura de las ya seleccionadas se tendrá:

Modelo ARCE 630/F4/S.A.



$$\theta_A = \text{T}\bar{\theta}'(23/37) = 31^\circ$$

$$\theta_B = \text{T}\bar{\theta}'(23/57) = 22^\circ$$

$$\theta_C = \text{T}\bar{\theta}'(24/7.7) = 17^\circ$$

Y así tenemos, analizando nuestros demás modelos en todos los casos que los ángulos de protección son menores de 30° o muy ligeramente superiores a él (1, o 2° más); por lo que nuestra línea estará realmente protegida por el cable de guarda.

-RADIO CRITICO (Rc).- Nos permitirá determinar la zona óptima de protección de nuestra línea y es función de la corriente crítica (Ic) de rayo, el cual es a su vez función del nivel de sobre tensión del que se desea proteger; se calcula así:

$$- R_c = 6.7 (I_c)^{0.8} \text{ m} \dots\dots\dots (a)$$

donde:

R_c = Radio crítico que determina la zona óptima de protección de la línea.

I_c = Corriente crítica del rayo.

$$I_c = (V_s) / (F_s \times F_n \times Z_0) \dots\dots\dots (b)$$

V_s = Sobretensión producida en la línea

Z_0 = Impedancia característica de la línea.

$$= 439 \Omega \text{ (calculada con anterioridad)}$$

La corriente crítica del rayo, está determinada por la máxima tensión de impulso que soporta la cadena de aisladores; (05 aisladores por cadena de anclaje y suspensión). Dicha Tensión es de 525 KV a nivel del mar (ver tabla en el acápite 3.2.2)

F_s = Factor de ensuciamiento = 1.05 (estimado: 3.2.2)

F_n = Factor de altura = 1.056 (calculado en 3.2.2)

Reemplazando en (b) : $I_c = 2.16 \text{ KA}$

$$\text{en (a) : } R_c = 6.70 (2.16)^{0.8} = 12.40 \text{ m}$$

Luego con este radio crítico se trazarán las siguientes zonas alrededor de los conductores y el cable de guarda.

conductores y cable de guarda:

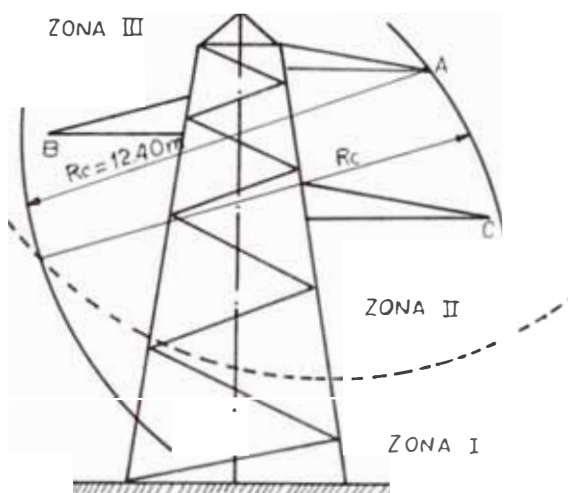


Fig. 4.4.A. Ubicación del cable de guarda:método de los radios críticos.

El significado de cada una de las zonas de esta figura es el siguiente:

- ZONA I. - Debajo de la parábola (puntos que equidistan del conductor "A" y tierra); todo rayo que caiga debajo de esta parábola (Zona I) caerá a tierra.
- ZONA II. - Puntos encima de la parábola; todo rayo que caiga en esta zona tenderá a caer sobre los conductores.
- ZONA III. - Zona achurada formada por el área que encierran las intercepciones del radio

crítico (R_c) con la parábola; constituyen la zona que protegerá el cable de guarda; cualquiera que sea su ubicación en el apoyo, pero lógicamente dentro de esta zona crítica de protección; en nuestro caso el cable de guarda estará en la punta de la cabeza de la torre.

El mismo análisis se puede hacer respecto a los conductores "B" o "C" el resultado será idéntico, con respecto al área de protección del cable de guarda.

4.4.2 CUERNOS DE DESCARGA Y ELECTRODOS O PICAS..

- CUERNOS DE DESCARGA.- Se los llama también arcing - horns y protegen a la cadena de aisladores, y sirven de puente al aislamiento, limitando los arcos en las cadenas originadas por las descargas atmosféricas, a la vez que dan un camino a tierra para las corrientes atmosféricas. Se los colocará del lado del conductor para que actúen en función del voltaje de la línea a tierra; se estima que estos descargadores alivian en aproximadamente un 90% la máxima tensión de impulso que pueda sostener la cadena de aisladores.

- ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA. Todo sistema de transmisión de energía eléctrica necesita de uno o

un conjunto de electrodos enterrados que sirvan de conexión eléctrica con tierra. Luego la Línea conectada a este electrodo se dice que está puesta a tierra. Muchos dispositivos relacionados con un sistema de transmisión de energía están puestos a tierra. Las tomas de tierra juegan un papel importante durante los cortos períodos de existencias de fallas; o cuando se presentan repentinas sobretensiones originadas por descargas atmosféricas o por fenómenos transitorios ocasionados por el cierre o apertura de interruptores. Las corrientes de corta duración que circulan por los conductores a tierra durante estos períodos anormales pueden ser de muchos miles de amperios.

La resistencia ideal de las tomas de tierra es cero. Desde luego como esto es imposible siempre será importante conseguir que este valor sea el más pequeño posible. Como ya dijimos anteriormente el objetivo principal de la puesta a tierra de nuestra línea de transmisión es protegerla de formación de arcos debido a las sobretensiones de origen atmosférico.

La Norma VDE 0141 recomienda que para que la evacuación de las descargas atmosféricas a tierra sea segura, para líneas de más de 60 KV entre fases, la

resistencia de puesta a tierra debe ser menor o igual que:

$$R < V_s / I_f \dots\dots\dots (a)$$

V_s Tensión de impulso que sostiene la cadena de aisladores

$$V_s = \frac{525 \text{ Kv}}{F_s \times F_h}$$

I_f = corriente de rayo incidente en KA.

Esta corriente de rayo incidente (I_f) es diferente a la corriente de rayo crítica considerada para la ubicación del cable de guarda, y depende de la intensidad de la descarga atmosférica, y puede variar desde corrientes pequeñas de 1,000 amperios hasta de 160,000 amp. (tormentas) no existiendo registros en nuestro país sobre estas intensidades de corrientes. Consideraremos que no sobrepasan los valores entre 20 y 40 kA, y tomaremos el valor de $I_f = 20 \text{ KA}$ en la zona de selva alta.

Reemplazando en (a) tendremos :

$$R < (525) / 1.05 \times 1.056 \times 20 = 23.70 \text{ ohmios}$$

Este valor de la resistencia de puesta a tierra es aceptable para este tipo de líneas y nosotros lo consideraremos como la máxima resistencia de tierra al calcular las dimensiones de nuestro electrodo el cual tendrá como forma física una varilla llamada

también pica ó jabalina de puesta a tierra, la cual irá incada en el terreno a una determinada profundidad.

En cuanto al comportamiento eléctrico de los suelos , la resistividad del terreno está determinado por sus contenidos de óxido de silicio y óxido de aluminio que son altamente resistivos, mientras que la conductividad representa un fenómeno esencialmente electroquímico o electrolítico por lo que depende de la cantidad de agua contenida, humedad, porosidad del material del suelo, etc. Un informe técnico de la Bureau Of Standars nos da la siguiente tabla sobre resistividad del terreno:

Clase De Terreno	Resistividad en $\Omega - m$		
	Promedio	Minimo	Máximo
Rellenos (Cenizas, escoria, desechos salinos)	23.70	5.90	70.00
Arcillas, esquistos, margas.	40.60	3.40	163.00
Idem al anterior con contenido de grava y Arena	158.00	10.20	1350.00
Grava, Arena, piedras con contenidos de Arcilla	940.00	590.00	4580.00

Mientras que otros estudios muestran la siguiente tabla:

Tipo de Suelo o Terreno	Resistividad ($\Omega - m$)		
Terrenos Vegetales	10	-	50
Arcillosos, Limos	20	-	80
Tierras de cultivo	50	-	100
Fangos o turbas	150	-	300
Tierra aluvi3n	200	-	500
Rocosos y gravas	2500	-	10000
Fedelpastos secos	3000	-	30000
Concreto de Cimentaci3n	10000	-	50000

En el estudio de nuestra lnea se hicieron mediciones de resistividad en los puntos de recorrido de la lnea encontrndose a nivel del suelo valores desde 50 hasta 300 $\Omega - m$. Especialmente en zonas con presencia de grava, pero a unos 40 a 60 cm de profundidad, esta disminuía considerablemente variando sólo entre 40 a 80 $\Omega - m$ por lo que para efectos de cálculo se ha uniformizado un valor de resistividad del terreno de 50 $\Omega - m$ a lo largo de la lnea, para una profundidad de 40 cm sobre el suelo del extremo superior de la varilla.

Como ya se dijo anteriormente el electrnodo a utilizar ser una varilla de acero galvanizado que irá prendido en el suelo con su extremo superior a 40 cm de la superficie.

De acuerdo a las fórmulas de H.B. DWIGHT, la resistencia de puesta a tierra (con el cable desconectado) de un sistema de varilla única de tierra prendida en el suelo será:

$$R = (s) / (2\pi L) \times (\ln 4 L/r - 1)$$

Donde :

R = Resistencia de la puesta a tierra en ohmios
23.70

s = Resistividad del terreno = $50 \Omega - m$ ó $5,000 \Omega - cm$
promedio evaluado a un mínimo de 40 cm
bajo la superficie del terreno.

L = Longitud de la varilla en cm.

r = Radio de la varilla en cm.

Evaluando obtenemos la siguiente tabla:

Resistencia de la puesta a tierra (Ω)	Dimensiones de la jabalina ó varilla	
	L (cm)	(r) cm.
22.60	190.00	1.27
22.12	195.00	1.27
21.67	200.00	1.27
20.82	210.00	1.27

De esta tabla eligiendo dimensiones estandarizadas tomamos un electrodo (varilla o jabalina) de 2 m de longitud y radio: 1.27 cm.

Luego : el electrodo de puesta a tierra a emplear:

- Forma : Jabalina o varilla
- Material : Acero galvanizado A-365
- Dimensiones : Longitud: 2.00 m
Diámetro: 2.54 cm (1"Ø)

4.5. CALCULO DE CIMENTACIONES.

Para el diseño de la cimentación se ha tomado zapatas de cimentación cuyo propósito es distribuir las cargas de modo que no se exceda la capacidad de carga permisible del terreno, y a la vez mantenga estable la estructura. En el diseño de las zapatas de cimentación las líneas de acción de la carga coincide con su centro de gravedad. En el caso de las líneas de transmisión se presentan fuerzas transversales (del viento) que hacen que se considere fuerzas de vuelco en el diseño de dicha cimentación.

4.5.1 DIMENSIONES DE LAS ZAPATAS DE CIMENTACION.- Para las torres tipo "ACACIA"; se ha previsto cimentación tipo monobloque y se ha tomado un coeficiente de compresibilidad del terreno de 8 kg/cm².

Para las torres tipo "ARCE" (que son torres de 4 patas) se han utilizado cimentaciones separadas y para su cálculo se ha previsto un ángulo de arrancamiento de 30°.

cimentación.

A) Cimentación de la Estructura Unida al Terreno con Empotramiento a su tramo Inferior.- Para nuestro caso se trata de estructuras (Torres) normalizadas, es decir las dimensiones de la zapata ya están dadas

para los diferentes tipos o modelos de estructuras y para determinados coeficientes de compresibilidad del terreno; así por ejemplo:

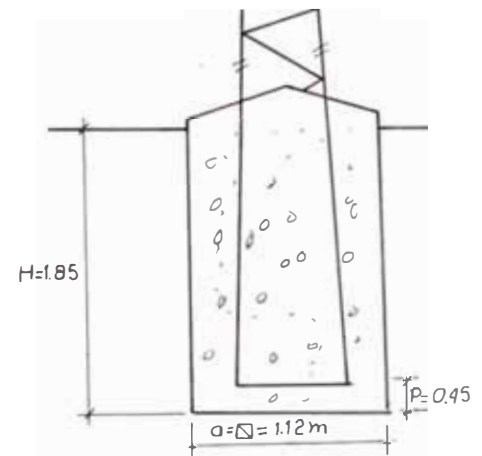
La torre ACACIA 50/F31/2TA (2 tramos y anclaje) tiene por zapata de cimentación :

$K =$ compresibilidad del terreno

8 kg/cm^2

Volumen (zapata) = 230 m.

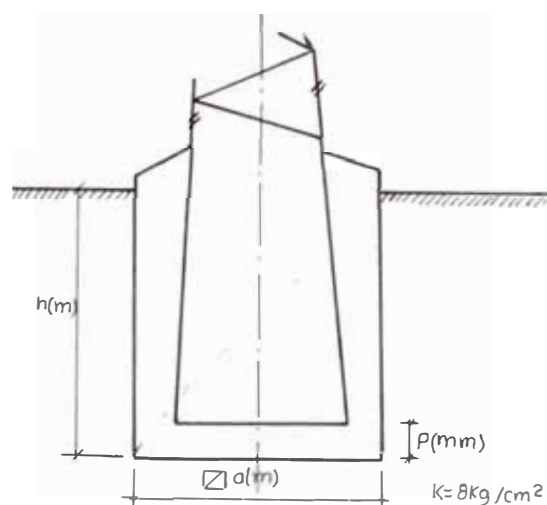
Material: Concreto Armado



Zapata de cimentación para un apoyo empotrado directamente en su tramo inferior.

Los valores de H, a, p y volumen (m³) de la zapata están tabulados para los modelos "ACACIA" y "ARCE" para coeficientes de compresibilidad del terreno de 8, 12, 16, kg/cm² donde estos apoyos están directamente empotrados en su tramo inferior.

De las tablas de cimentaciones que se adjuntan en el apéndice del presente proyecto extraemos las dimensiones de las zapatas de concreto armado para los modelos de torres que utilizaremos en nuestro proyecto.

1. TORRE SERIE ACACIA:

h (m)	ACACIA 50			ACACIA 310		
	C I M E N T A C I O N E S					
a (m)	h	a	v	h	a	v
v (m ³)	P = 450 mm			P = 550 mm		
	2T	1.85	1.05	2.00	-	-
2TA	1.85	1.12	2.30	-	-	-
3T	1.90	1.22	2.80	2.60	1.34	4.50
3TA	1.90	1.30	3.20	-	-	-
T	1.95	1.39	3.70	2.65	1.51	5.9
4TA	1.95	1.47	4.10	-	-	-
5T	1.95	1.57	4.70	-	-	-

2.- TORRES SERIE ARCE.- La cimentación de este tipo de apoyo es el denominado de patas separadas, indicándose en la tabla las dimensiones de cada uno de los cuatro macizos de hormigón armado, para terrenos de características medias, con ángulo de

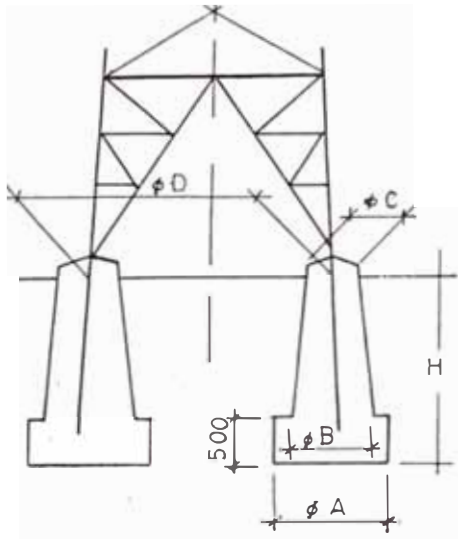
arrancamiento $\alpha=30^\circ$ y calculadas para un Coeficiente de seguridad de vuelco de 1.5

En la tabla que mostramos a continuación (la cual es un extracto correspondiente a los modelos ARCE que utilizaremos), las cotas D, C, A, B, H, volumen, y sección A tienen los siguientes significados:

- D = Es el diámetro del círculo que une los centros de los círculos de los cuatro macizos.
- C = Es el diámetro de la base superior del macizo troncocónico de cada pata.
- A = Es idem a "C" pero de la base inferior del pedestal de la base.
- B = Es el diámetro inferior del macizo troncocónico.
- H = Profundidad de enterramiento o altura total de cada macizo.

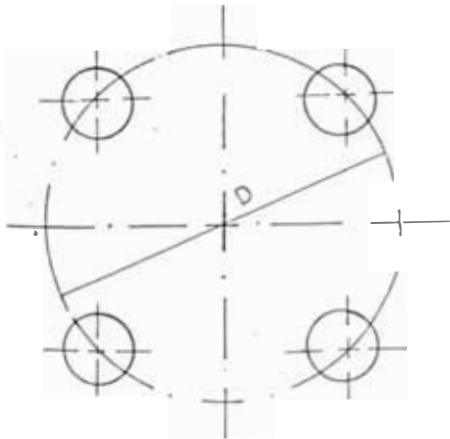
Volumen: indica el volumen en m³ de cada macizo de cimentación.

Sección A: indica la superficie en m² de la base del pedestal que sirve de apoyo a cada macizo troncocónico



TIPO	COTAS	ALTURAS (m)			
630		9.45	11.70	13.95	16.20
	D	3.50	3.92	4.35	
	C	0.80	0.80	0.80	
	A	1.30	1.30	1.30	
	B	1.00	1.00	1.00	
	H	2.40	2.40	2.40	
	Volum.	2.00	2.00	2.00	
	Secc.A	1.32	1.32	1.32	
	D	-	-	-	4.78
	C	-	-	-	0.90
900	A	-	-	-	1.60
	B	-	-	-	1.20
	H	-	-	-	3.20
	Volum.	-	-	-	3.90
	Secc.A	-	-	-	2.01

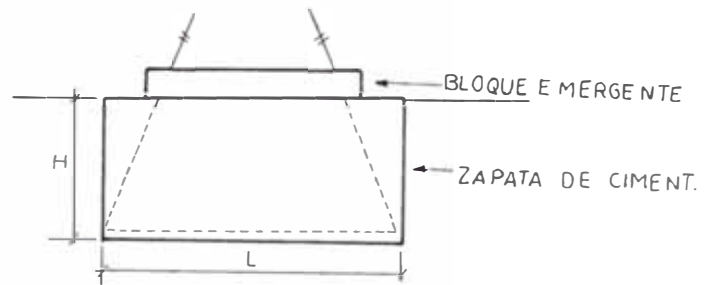
TABLA DE CIMENTACIONES PARA APOYOS TIPO ARCE
(04 Patas Separadas y Ancladas al Tramo inferior).



B) Cimentación de la Estructura: Anclada al terreno a las patas que sobresalen del Monobloque de cimentación (sólo para torres : SERIE ACACIA)

Ejemplo de cálculo de las dimensiones de la zapata de cimentación de concreto armado para una torre serie

ACACIA 50/F31/2TA



Donde:

L = Es la longitud de la zapata cuya base supondremos cuadrada : $S = L^2$

H = Es la altura de la zapata (hasta la superficie del suelo).

La presión que origina una reacción del terreno está compuesta por la suma de todas las cargas verticales (W_v) sobre la estructura más el peso propio de la torre (W_t), y el peso de la zapata (W_z) y el del bloque emergente (W_b).

Luego:

$$P = W_v + W_t = W_z + W_b = \text{Carga total sobre el terreno (kg)}. \quad \dots\dots\dots (a)$$

Donde:

$W_v = 724 \text{ kg.}$ (véase hip. I diseño de las estructuras en 4.3)

$W_t = 620 \text{ kg.}$ (peso propio de la torre)

$W_z =$ Peso de la zapata de concreto, se calcula así:

$$W_z = V_z \text{ (m}^3\text{)} \times \gamma \text{ concreto armado (kg/m}^3\text{)} \quad \dots\dots (b)$$

Donde

$\delta_{c.a}$ = Densidad del concreto con agregados de hormigón : 2,440 kg/m³; $V_z = L^2 \times H = m^3$

en (b) :

$$W_z = 2,440 (L^2) (H) \text{ Kg.}$$

$$W_b = \text{Peso del bloque emergente del suelo} =$$

$$10 \% (W_z) = 244L^2 H \text{ Kg.}$$

Reemplazando estos valores en (a):

Luego:

$$P = (1,344 + 2,684L^2 H) \text{ Kg.} \quad \dots\dots (d)$$

a) Esfuerzos de Tracción sobre el Terreno de Cimentación.- Para determinar si existirán esfuerzos de tracción sobre el terreno de cimentación se calculará la excentricidad de la presión resultante en la base (e) en m

Luego:

$$e = M / P \text{ m} \quad \dots\dots\dots (e)$$

Donde:

e = Excentricidad de la presión resultante en la base (m)

M = Momento o fuerza de vuelco originado por las fuerzas horizontales que actúan sobre la torre : kg- m.

$P =$ Carga total sobre el terreno (véase ecuación "d") Kg.

Cálculo de "M": El momento flector máximo en este apoyo se origina cuando se supone la rotura del cable de guarda con 100% de tiro máximo es decir : 1,138 kg aplicando en el centro del apoyo:

Luego:

$$M = (14.60/2) \text{ m} \times 1,138 \text{ kg} = 8,307.4 \text{ Kg-m} \quad \dots\dots (f)$$

Reemplazando (d) y (f) en (e):

$$e = 8,307.4 / (1,344 + 2,684L^2 H) \text{ m} \quad \dots\dots\dots (g)$$

Para que no se presente esfuerzos de tracción en el terreno el valor de "e" debe ser menor que $(L/6)$ (L se definió como la longitud de la base de la zapata de cimentación que hemos considerado cuadrada).

Es decir si $e < L/6$ no se producirán esfuerzos de tracción en el terreno.

b) Esfuerzos de Compresión en el Terreno de Cimentación.- Por otra parte la carga vertical total (P) aplicada al terreno de cimentación producirá en éste esfuerzos de compresión:

La presión uniforme origina por la carga "P" será

$$s = P/L^2 = (1,344 + 2,684L^2 H)/L^2 \text{ kg/m}^2 \dots\dots (h)$$

Además la presión s' (que se supone es debida al momento de vuelco por las fuerzas transversales) está dada por:

$$s' = (6M/(L^3)) \text{ Kg/m}^2 = 6 \times 8,307.4/L^3 \\ = (49,8444)/(L^3) \text{ Kg/m}^2 \dots\dots\dots (i)$$

Donde: si $s' < s$ se debe cumplir que:

$s'' = P/L^2 (1 + 6e/L)$ Presión máxima o más desfavorable que ejercerá el apoyo y su cimentación sobre el terreno.

Reemplazando valores de "P" y "e" de las ecuaciones (d) y (g) respectivamente en (j) se obtendrá finalmente:

$$s'' = (1,344L + 2,684L^2 H + 49,844.4)/L^3 \text{ Kg/m}^2 \dots (k)$$

Luego se deben tomar valores de "L" y "H" (dimensiones de la zapata de cimentación), tal que al reemplazar en la ecuación (g) se obtenga el valor de la excentricidad "e" inferior a $L/6$, a fin de evitar

esfuerzos de tracción en el terreno y al reemplazar estos mismos valores en la ecuación "k" no se supere el esfuerzo de compresibilidad del terreno cuyos valores variarán entre 0.6, 0.7, 0.8, 2, 3, 4, Kg/cm².

Evaluando obtenemos la siguiente tabla para el apoyo:
ACACIA 50/F31/2TA

K Kg/m ²	P Kg	M Kg-m		L m	H m
6000	19320	8307	0.43	2.58	1.00
7000	23076	8307	0.36	2.47	1.30
8000	24433	8307	0.34	2.35	1.50

Generalizando las fórmulas deducidas se tendrá que :
Reemplazando la fórmula de la excentricidad $e = (M/P)$
m en la ecuación (j) :

$$s'' = (PL + 6M) / (L^3) \text{ kg/m}^2 \dots\dots\dots (1)$$

De donde obtenemos la siguiente tabla de cimentaciones:

(ver tabla 4.5.A)

En esta tabla se presentan dimensiones de la zapata de cimentación para valores de coeficiente de compresibilidad del terreno (K) hasta 8,000 Kg/m².

Para terrenos cuyo coeficiente "K" sea mayor a este valor se emplearán las mismas dimensiones en la zapata que los correspondiente a 8,000 Kg/m² debido a que la longitud de la base (L) no puede tomar valores tal que $L/6$ sea menor que la Exentricidad "e", ya que si esto ocurriera se presentarían esfuerzos de tracción en el terreno de cimentación que tenderán a arrancar la torre de su base.

APoyo	K	P	M	e	L	H
	Kg/m ²	Kg	Kg-m	m	m	m
AC 50/F31/2T	6000	18119	7425	0.40	2.50	1.00
	7000	21442	7425	0.34	2.40	1.30
	8000	22641	7425	0.32	2.30	1.50
AC 50/F31/2TA	6000	19320	8307	0.43	2.58	1.00
	7000	23076	8307	0.36	2.47	1.30
	8000	24433	8307	0.34	2.35	1.50
AC 50/F31/3T	6000	20883	9815	0.47	2.90	1.00
	7000	24538	9815	0.40	2.50	1.30
	8000	25830	9815	0.38	2.40	1.50
AC 50/F31/3TA	6000	21480	10726	0.50	3.00	1.00
	7000	24380	10726	0.44	2.65	1.30
	8000	25538	10726	0.42	2.55	1.50
AC 50/F31/4T	6000	21402	12199	0.57	3.50	1.00
	7000	25415	12199	0.48	3.00	1.30
	8000	26520	12199	0.46	2.80	1.50
AC 50/F31/4TA	6000	21900	13138	0.60	3.68	1.00
	7000	26276	13138	0.50	3.10	1.30
	8000	26812	13138	0.49	3.00	1.50
AC 50/F31/5T	6000	22445	14589	0.65	3.90	1.00
	7000	27017	14589	0.54	3.40	1.30
	8000	28056	14589	0.52	3.20	1.50
AC 310/F4/3T	6000	21337	9815	0.47	2.90	1.00
	7000	25167	9815	0.39	2.50	1.30
	8000	26527	9815	0.37	2.40	1.50
AC 310/F4/4T	6000	21784	12199	0.56	3.50	1.00
	7000	25955	12199	0.47	3.00	1.30
	8000	27109	12199	0.45	2.80	1.50

TABLA 4.5.A; DIMENSIONES DE CIMENTACIONES PARA APOYOS DE LA SERIE ACACIA: ANCLADAS DIRECTAMENTE A LAS PATAS QUE SOBRESALEN DE LA ZAPATA MONOBLOQUE DE CONCRETO ARMADO

4.5.2 CALCULO DE LOS REFUERZOS DE ACERO DE LA ZAPATA DE CIMENTACION.

Las zapatas de cimentación siempre van reforzadas por varillas de acero estructural, luego las dimensiones de la zapata no sólo requieren no sobrepasar la carga de rotura del suelo sino también revisar los esfuerzos cortantes de adherencia en el concreto reforzado con acero.

Características del Concreto.-

- Resistencia a la compresión: 175 Kg/cm²
- Esfuerzo unitario de tensión en el refuerzo longitudinal : 1,265 Kg/cm²
- Máximo esfuerzo cortante en el concreto : 3.9 Kg/cm²
- Máximo esfuerzo cortante perimetral en el concreto : 7.0 Kg/cm²

Los esfuerzos mínimos que debe cumplir una zapata de concreto han sido fijados por el Instituto Americano del Concreto y son los siguientes:

a) Esfuerzo Cortante Seccional.- Aquí consideraremos a la zapata actuando como una viga y se calcula este esfuerzo a una distancia "d" de la cara de la columna o sección rectangular emergente de la zapata; esta distancia "d" se llama: "PERALTE" y se calcula con la fórmula:

$$d = (50P_1 LC^2/R_b)^{1/2} ; \text{Peralte m\u00ednimo en m .}$$

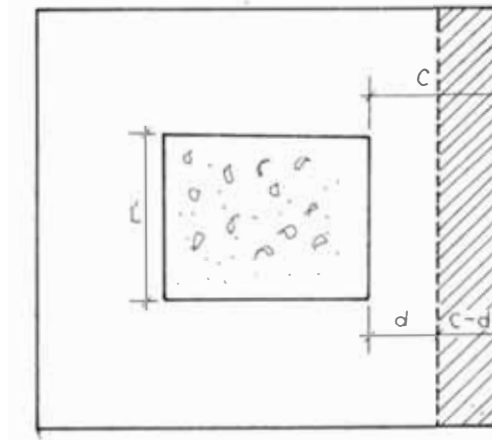


Fig. 4.5.A VISTA DE PLANTA DE UNA ZAPATA DE CIMENTACION

El Peralte "d" viene a ser la distancia medida desde la cara en compresión de la zapata hasta el centro del acero de refuerzo.

En nuestro caso el bloque emergente tiene sección cuadrada cuya dimensión será ligeramente mayor a la de la base del apoyo. Por ejemplo la torre AC 50/F31/2TA tendrá un bloque emergente de : 0.64m² de sección, es decir de L' = 0.8 m por 0.2 m de altura.

Luego de la figura 4.5.A se tendrá:

$$d_{\text{m\u00ednimo}} = (L - L')/4 = (2.35 - 0.8)/4 = 0.39 \text{ m}$$

Para hacer m\u00ednimo el esfuerzo cortante y el de adherencia se adopta:

$d' > d$; Luego tomamos como valor del Peralte: d'
 $= 0.40 \text{ m}$.

El esfuerzo cortante viene dado por la fórmula:

$$V = (C - d') \times L \times K/L \times d' = (C - d') \times K/d' \text{ Kg/m}^2$$

...(a)

De la figura ; $C = (L - l)/2 = (2.35 - 0.8)/2 = 0.78 \text{ m}$

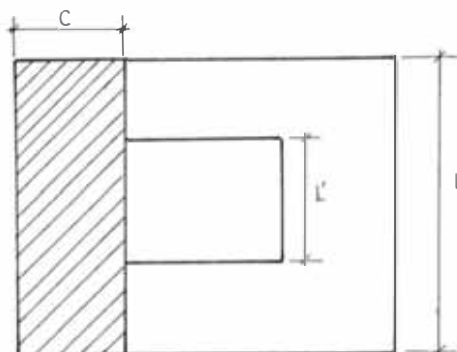
De la tabla 4.5.A ; para $L = 2.35 \text{ m}$; $K = 8,000 \text{ Kg/m}^2$

Reemplazando en (a):

$$V = (0.78 - 0.4) \times 8,000/0.4 = 7,600 \text{ Kg/m}^2 = 0.76 \text{ Kg/cm}^2$$

Que es menor al máximo esfuerzo cortante en el concreto que es 3.9 Kg/cm^2

b) Esfuerzo Cortante Perimetral .- Este esfuerzo actúa en dos direcciones en la zapata, y se localiza en una sección crítica cortante ubicada a una distancia $d/2$ del perímetro del pedestal (ver figura)



El esfuerzo cortante perimetral será : (V')

$$V' = (K) (AREA) / (Perímetro \times d) =$$

$$= K(d^2 + 2dL') / 4(d + L') d \dots\dots\dots (b)$$

Reemplazando valores en (b)

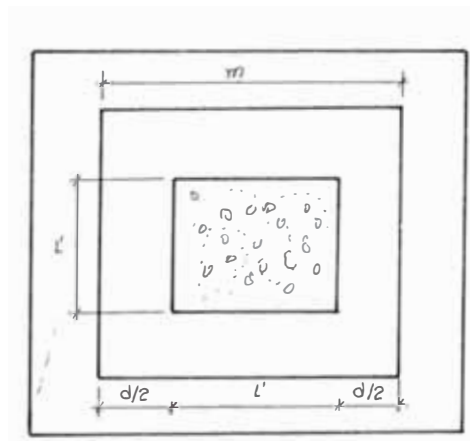
$$V' = (8,000) (0.42 + 2 \times 0.4 \times 0.8) / 4 (0.4 + 0.8) 0.4$$

$$= 3,333 \text{ Kg/m}^2 = 0.33 \text{ Kg/cm}^2$$

Que es menor al esfuerzo máximo perimetral en el concreto = 3.5 Kg/cm²

c) Esfuerzo de Adherencia.- Para obtener un buen concreto reforzado, es necesario que el concreto y el acero de refuerzo actúen juntos esto se consigue con varillas de fierro corrugado.

El esfuerzo de adherencia de las varillas en conjunto como refuerzo está dado por: $U = K(AREA) / (Sp \times d)$
Kg/m² ... (c)



$$m = d + L'$$

$$\text{Perímetro} = 4m = 4(d + L')$$

$$\text{Area} = m^2 - L'^2 = d^2 + 2dL'$$

El área de la fórmula (c) se refiere al área achurada de la figura

Luego ; $AREA = L \times C$

S_p Es la suma de los perímetros de todas las varillas usadas en el refuerzo longitudinal.

Las características de las varillas corrugadas más usadas se muestra en la siguiente tabla:

arilla (Ø")	Area (cm ²)	Perímetro (cm)	Esfuerzo Permisible de Adherencia(Kg/cm ²)
3/8	0.712	2.992	35.2
1/2	1.267	3.990	33.7
5/8	1.979	4.987	27.0
3/4	2.850	5.985	22.5
7/8	3.879	6.982	19.3
1	5.067	7.980	16.9

Por ejemplo en una zapata de cimentación tal como para un apoyo AC 50/F31/2TA se emplearán 16 varillas de 1/2" de diámetro se tendrá:

$$S_p = 16 \times 3.99 = 63.84 \text{ cm} = 0.6384 \text{ m}$$

$$A = L \times C = 2.35 \times 0.775 = 1.82 \text{ m}^2$$

$$K = 8,000 \text{ Kg/m}^2; \text{ correspondiente a } l = 2.35 \text{ m}$$

Reemplazando en (c)

$$U = 8,000 \times 1.82 / 0.6384 \times 0.4 = 57,018 \text{ Kg/m}^2$$

$$5.7 \text{ Kg/cm}^2$$

Este esfuerzo es menor que el esfuerzo permisible de adherencia correspondiente a la varilla de fierro corrugado de $\emptyset = 1/2"$ que es igual a 33.7 Kg/cm².

Debe observarse que el refuerzo hallado significa un determinado número de varillas (dependiendo de cada estructura) colocadas en dirección longitudinal a una distancia "d" (Peralte) de la cara del bloque emergente y se doblarán 10 cm en su base en un ángulo de 90° (a manera de pié o zapata de acero). Un número igual de varillas se colocan en dirección transversal como refuerzo para esfuerzos por temperatura y contracción.

CAPITULO V
TRAZADO DE LA LINEA

5.1. CRITERIOS DE SELECCION DE RUTA.

Los criterios básicos en la selección de ruta han tenido en cuenta en primer lugar la ubicación de las subestaciones, tanto en las localidades de Moyobamba como en Rioja y procurando encontrar aquella que sea la de menor longitud lo que por ende derive en un menor costo.

Generalizando, se han tenido en cuenta las siguientes premisas:

- Ubicación de las subestaciones tanto en la salida de la Central Hidroeléctrica del Gera, como los de llegada en Moyobamba y Rioja.

- Conseguir el máximo acercamiento permisible a la carretera con el fin de minimizar la construcción de caminos de acceso hasta la línea para efectuar labores de mantenimiento de las estructuras, cadenas

de aisladores y reparaciones en general en la Línea de transmisión.

- Evitar en lo posible el cruce de la línea sobre la carretera (Marginal de la Selva a lo largo de la cual recorre la línea) entre al C.H. del Gera - Moyobamba -Rioja.

- Evitar las interferencias con líneas de telecomunicaciones.

- Procurar evitar los desniveles muy grandes entre apoyos, así como también ángulos topográficos de gran magnitud, permitiéndose esto último sólo cuando sea estrictamente necesario.

- Evitar zonas pantanosas ó fácilmente inundables, dadas las intensas precipitaciones pluviales que se dan en esta zona de selva alta. Esto es un factor importante a tener en cuenta al efectuar el levantamiento topográfico de la línea, buscando ubicar los puntos donde deberán de ir las estructuras en zonas donde se evite el empose del agua en la base de los apoyos.

5.2 DISPOSICIONES DE LAS ESTRUCTURAS SEGUN LOS VANOS EQUIVALENTES

Una vez trazado el recorrido de la línea (Levantamiento Topográfico del Perfil de la Línea) y efectuando el cálculo mecánico del conductor y de las estructuras de apoyo, el paso siguiente es ubicar los puntos donde irán ubicadas cada una de las estructuras de acuerdo a sus correspondientes vanos equivalentes.

El trazo de la línea (levantamiento topográfico) necesario para ubicar las estructuras son cotas de perfil y de planta (vertical y horizontal) respectivamente y se elevan a escalas : perfil 1/500 y planta 1/2,000.

Cuando se ubiquen las estructuras se deberán respetar las alturas mínimas del conductor al suelo, la distancia mínima del apoyo a la carretera. La plantilla de flecha máxima nos sirve para evitar sobrepasar los acercamientos máximos del conductor al suelo; mientras que la plantilla de flecha mínima nos sirve para evitar que se presenten tiros hacia arriba en la estructura, que tienden a sacarlo de su base y esfuerzos de templado excesivos, que pueden **originar** vibraciones en el conductor el mismo que de producirse va debilitando poco a poco al conductor produciéndose

con el tiempo su rotura por fatiga del material.

Para algunos cruces importantes con la carretera se deberá utilizar apoyos de anclaje (doble cadena de aisladores en anclaje por fase, con conductores en cuello muerto), este mismo apoyo en anclaje se utilizará en tramos con fuerte desnivel a fin de que la cadena de anclaje soporte el tiro del conductor.

La disposición de las estructuras a lo largo del recorrido de la línea de transmisión : C.H. Gera - Subestaciones de Moyobamba y Rioja se muestran en el plano correspondiente; los ángulos topográficos, cotas de perfil y de planta se encuentran en los planos respectivos al levantamiento topográfico del trazado de la ruta de esta línea de transmisión.

CAPITULO VI

ESPECIFICACIONES TECNICAS

GENERALIDADES.- El objetivo de este capítulo es fijar el alcance así como delimitar la responsabilidad de las partes involucrada en la buena ejecución del proyecto tanto en la etapa de suministro como del montaje.

En lo que se refiere al suministro, son las normas de fabricación de los materiales y equipos a utilizarse en la línea las que se deberán de cumplir a fin de garantizar la calidad de los mismos. Aquí nos regimos por las normas ITINTEC y por las Normas Internacionales correspondientes.

6.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES.-

A) ESTRUCTURAS DE APOYO

a) Generalidades.- Los apoyos serán estructuras metálicas (Torres) de 02 o mas tramos, construidos sobre la cimentación; cada tramo incluyendo la cabeza del apoyo está constituido por viguetas o perfiles

estructurales soldados y empernados entre si. El material usado es el acero estructural.

b) Estructuras de Alineamiento: (Angulo topográfico de $0^{\circ} - 2^{\circ}$)

ESPECIFICACION	No TRAMOS	LONG.DE LA CABEZA (m)	ALTURA TOTAL (m)	CADENA DE AISLADORES	No UNID
ACACIA 50/F31/2T	02	4.60	13.05	suspensión	39
ACACIA 50/F31/3T	03	4.60	17.25	suspensión	39
ACACIA 50/F31/4T	04	4.60	21.44	suspensión	09
ACACIA 50/F31/5T	05	4.60	25.64	suspensión	01
ACACIA 50/F31/2TA	02	4.60	14.60	Anclaje	35
ACACIA 50/F31/3TA	03	4.60	18.85	Anclaje	17
ACACIA 50/F31/4TA	04	4.60	23.09	Anclaje	01

b2) Estructuras de Angulo:

1) Angulo Topográfico: $3^{\circ} - 20^{\circ}$

ACACIA 310/F4/3T	03	4.60	17.25	suspensión	12
ACACIA 310/F4/4T	04	4.60	21.44	suspensión	02

2) Angulo Topográfico: $21^{\circ} - 60^{\circ}$

ARCE 630/F4/9.45	02	7.70	17.25	Anclaje	02
ARCE 630/F4/11.70	03	7.70	19.40	Anclaje	09
ARCE 630/F4/13.95	03	7.70	21.65	Anclaje	03

ESPECIFICACION	No TRAMOS	LONG.DE LA CABEZA (m)	ALTURA TOTAL (m)	CADENA DE AISLADORES	No UNID
----------------	--------------	-----------------------------	------------------------	-------------------------	---------

3) Angulo Topográfico: 61 - 90°

ARCE 900/F4/16.20	4	7.70	23.90	Anclaje	02
-------------------	---	------	-------	---------	----

b3) Estructura Terminal

ARCE 630/F4/9.45	2	7.70	17.25	Anclaje	02
------------------	---	------	-------	---------	----

c) Normas.- Las normas a ser usadas para el suministro de los perfiles de acero estructural son:

DIN - 1700 - ST37

SAE - 1020

Para los demás elementos y accesorios de la torre, las normas que deberán utilizarse en el suministro son:

- Pernos, pines, arandelas, tuercas, contratuercas:

SAE 1020

- Galvanizado del material: ASTM - A153

- Soldadura de elementos : ASTM - A233

d) Pruebas.- Los apoyos de cada tipo de estructura deberán ser sometidos a pruebas. El fabricante

acompañara copia del protocolo de prueba.

Las cargas mínimas útiles que deberán resistir las estructuras son:

TIPO DE ESTRUCTURA	LONG. DE LOS BRAZOS (m) (CRUZETAS)	CARGA TORSIONAL SOBRE LAS CRUZETAS. (Kg - m)	CARGA HORIZ. A 2m SOBRE BRAZO INFER. (kg)	C.S
1) Alineamiento	1.30	960	1,060	1.5
2) Angulo				
3 - 20°	1.50	1,460	4,025	1.5
21- 60°	2.30	2,500	5,900	1.5
61- 90°	2.30	5,000	9,000	1.5
3) Terminal	2.30	2,500	5,900	1.5

B) AISLADORES, FERRETERIAS Y ACCESORIOS:

a) Generalidades.- Los aisladores deberán ser de porcelana o vidrio templando sin asperezas, rugosidades ni defectos, cuyo espesor deberá ser uniforme.

b) Caperuza y Badajo (BALL AND SOCKET).- Serán de hierro maleable o de cualquier material que garantice la resistencia adecuada. El vidrio o porcelana se unirá con el badajo y caperuza, mediante un cemento

adecuado. Tanto el badajo como la caperuza serán galvanizados en caliente.

c) Grampas.- Las grampas utilizadas para la cadena de aisladores serán de aleación de aluminio, dando una adecuada área de apoyo al conductor, evitando deformarlo ya que esto podría producir la rotura del mismo. Las grampas deberán tener una parte en la que se presione al conductor cuya longitud no deberá ser menor de dos veces el diámetro del conductor.

d) Varillas de Armar.- En todas las cadenas de aisladores el conductor deberá llevar varillas de armar del tipo STOCKBRIDGE revestidos, (MADE OF A10110), especiales para conductor de aleación de aluminio, ubicándose uno en cada extremo del vano, a una distancia de 0.9 m de las grampas.

f) Contrapesos.- En caso de ser necesario contrapesos estos serán tipo MADE OF W10510. Material de hierro fundido galvanizado cuyo peso será de acuerdo a cada caso específico.

g) Grampas de Anclaje.- Las grampas de anclaje para los conductores serán del tipo pernos de sujeción, tendrán la parte en contacto con el conductor de aluminio; y el cuerpo de acero de alta resistencia

galvanizado.

h) Cadena de Aisladores.- Las cadenas de aisladores serán de 02 tipos: de suspensión y de anclaje; pero ambos compuestos por 5 elementos. Sus características son:

Tipo: Suspensión (Standard) : 254 x 146 mm.

Clase : ANSI 52 - 3; Norma : ANSI C29.2

Número de Aisladores: 05

(Para suspensión y Anclaje)

Línea de Fuga (mm) 1,461

Tensión de Impulso al 50%

para descarga superficial (Kv):

Onda (+) 525

Onda (-) 495

Tensión de Descarga a Fre-

cuencia Industrial (Kv)

En Seco 325

En Lluvia 215

C) CONDUCTOR DE FASE

a) Generalidades.- El conductor de fase será cable desnudo de aleación de aluminio de 95 mm² de sección y 12.60 mm de diámetro, la aleación será del tipo tratado térmicamente similar a la AA6210

b) Alambre.- El alambre de procedencia extranjera (preferiblemente francesa) deberá cumplir la Norma ASTM B233. La composición química de la aleación deberá ser certificada mediante pruebas. La aleación tendrá como límite los siguientes porcentajes máximos en la composición:

Cobre	:	0.10 %
- Hierro	:	0.50 %
- Silicio	:	0.50 %
- Manganeso	:	0.03 %
- Magnesio	:	0.6 - 0.9 %
- Zinc	:	0.10 %
Cromo	:	0.03 %
- Otros elementos	:	0.13 %
- Aluminio	:	El porcentaje restante.

c) Trefilado.- La obtención de los hilos a partir del alambre deberá realizarse en máquinas que estén limpias de otros elementos, especialmente cobre. Estos hilos no deberán llevar soldaduras de ninguna clase en zonas intermedias, en caso de ser necesario unir los hilos por ser su longitud insuficiente para el embalaje en carretes, se utilizará soldadura en frío debiendo ser recocidos y su carga de rotura deberá ser como mínimo el 50% de la carga de rotura nominal del alambre.

Finalmente el conductor obtenido del proceso de trefilado deber cumplir con la norma ASTM B399 la NORMA ITINTEC P. 370. 221 y Norma DGE 019 T - 3/1989.

d) Embalaje.- Los carretes deberán ser manufacturadas de madera suave pero resistente y libre de defectos; el carrete deberá ser cerrado con una lámina de plástico o de papel encerado en toda su circunferencia para cubrir totalmente al conductor, cuyo extremo interno y externo deberá sobresalir del carrete, asegurándose a éste mediante grampas y protegido con un sombrero metálico adecuado.

Las características del conductor son:

Material	: Aleación de Aluminio
Número de hilos	: 19
Sección	: 95 mm ²
Díámetro	: 12.60 mm
Resistencia Máxima en c.c	: 0.4288 Ohm/Km.
Carga mínima de Rotura	: 2,658 Kg.
Peso unitario del Conductor	0.256 Kg/mt.

D) CABLE DE GUARDA.- El cable de guarda será de acero galvanizado de 49,5 mm², la norma a que deberá sujetarse su fabricación es la publicación :

IEC - 209.

Las características principales del cable de guarda son:

Número de hilos	: 7
Sección	: 49.5 mm ²
Diámetro del cable	: 7.92 mm
Carga mínima de rotura	: 6,200 kg.
Peso unitario de cable	: 0.392 kg/m
Norma	: ASTM - 363

E) MATERIALES DE PUESTA A TIERRA.- Todas las estructuras o apoyos de la línea de transmisión, estarán puestas a tierra para protección, toda la ferretería y parte metálica sin tensión estará conectados a tierra, cuyos elementos constituyentes serán:

- Varilla ó Pica (Electrodo)

Material : Acero Galvanizado: A - 365

Longitud : 2,000 mm.

Diámetro : 25.4 mm.

- Conductor de cobre Electrolítico de 70 mm² de sección.

- Grampas de amarre y conexión a la varilla de dispersión de acero galvanizado (Ver apéndices de

ferreterías utilizadas)

6.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE MONTAJE.

GENERALIDADES. La parte correspondiente al montaje de la línea de 60 kV (C. H. GERA - Moyobamba - Rioja) comprende todos los trabajos necesarios para la instalación de las estructuras metálicas (torres), el armado e instalación de la cadena de aisladores y el tendido del conductor. Esto último incluye la colocación de empalmes, antivibradores, contrapesos (en caso necesario), templado del conductor.

A) EMBALAJE Y TRANSPORTE .- EL transporte a partir del lugar de entrega del material suministrado por el propietario es de responsabilidad del contratista. Esto comprende:

- Recepción y verificación del material en el lugar indicado por el propietario.
- Almacenaje de los materiales
- Carga y descarga en cualquier medio de transporte necesario.
- Apertura de caminos de acceso necesarios para efectuar los trabajos, llevando los materiales al lugar de obra.

B) PROCEDIMIENTO DE EJECUCION Es deber del contratista presentar al propietario el procedimiento que utilizará para el armado, levantamiento, alineamiento y forma de ejecutar la cimentación de las estructuras, así como la metodología a seguir en la colocación, templado y amarre del conductor a las cadenas de aisladores.

C) CIMENTACIONES .- El tipo de cimentación dependerá de la resistencia del terreno, de cuyo valor (kg/m²) dependerá las dimensiones de la zapata de cimentación, según los valores ya calculados en las tablas correspondientes (Ver 4.5.1). Para valores de alta resistencia del terreno se tomarán las dimensiones correspondientes al valor de 8,000 kg/m² que figura en dicha tabla. Una vez realizado el excavado, la colocación de las varillas de fierro corrugado y el encofrado se ubicarán las 04 patas (miembros estructurales acanalados), que forman parte del primer tramo de la torre y cuyo extremo inferior estará doblado horizontalmente 20 cm a manera de zapata, luego se llenará el concreto, incluido el pedestal de la cimentación; de cuyas 04 esquinas sobresaldrán los perfiles acanalados de la torre (de 0.8 a 1.20 m dependiendo del número de tramos de la misma)

D) MONTAJE DE LAS ESTRUCTURAS (TORRES) .- El armado de este tipo de estructuras se hace en el mismo sitio de la obra, el procedimiento a seguirse es el siguiente : Se emperna convenientemente a las patas que sobresalen del bloque de concreto armado los miembros acanalados que forman parte del primer tramo (01 en cada esquina), terminado esto se continúa el armado colocando los miembros llanos a las viguetas acanaladas, mediante soldadura y en caso de ser necesario se empernarán. Una vez terminado el primer tramo, se colocarán las viguetas de base del segundo tramo, empernándolas a la cabeza del primero , y se sigue el mismo procedimiento descrito; de la misma forma se procederá en todos los tramos que pueda tener la estructura. Luego se procederá al armado de la cabeza la cual como se puede observar incluirá los brazos correspondientes de la torre que servirán de apoyo a la cadena de aisladores y al conductor de la línea, este armado se realiza de manera similar al de los tramos, es decir colocando las viguetas planas o acanaladas, de acuerdo al modelo de torre correspondiente y respetando las dimensiones que se indican en las láminas del apéndice del presente proyecto, para cada estructura utilizada.

E) AISLADORES .- El ensamble y montaje de las cadenas de aisladores se realizará con el máximo cuidado,

evitando en lo posible las flexiones de la cadena para evitar deformar las varillas o provocar fatiga en las grampas de conexión de los mismos, las cadenas deberán colocarse en los apoyos, perfectamente limpios de polvo ó cualquier otro tipo de impurezas sobre su superficie

F) TENDIDO DEL CONDUCTOR.- Durante el desenrollado, templado, reglaje y colocación del cable en las grampas, se deberá observar cuidado para evitar el deterioro del conductor producido por torsiones, desgarramientos o rotura de los hilos, etc. se evitará en todo momento arrastrar al conductor por el suelo.

El conductor se tirará entre dos soportes inmediatos, teniendo cuidado de reforzar dichos soportes para evitar los esfuerzos indebidos y se realizará usando apoyos móviles equipados con poleas.

El templado y reglaje del conductor se realizará en lo posible bajo condiciones de viento tranquilo, el contratista deberá disponer de dinamómetro, teodolito, nivel, miras graduadas y demás implementos para efectuar el trabajo.

Se aceptará como error máximo en los vanos:

- En terreno plano: 2D centímetros
- En terreno con pendiente media de 10 % : 3D
- En terreno con pendiente media de 20 % : 4D

D es el vano correspondiente a los apoyos en metros.

En cuanto a la flecha, se aceptará un error de + - 3% sobre el valor de la flecha.

G) PUESTA A TIERRA.- Las conexiones a tierra se colocarán de acuerdo a lo indicado en la láminas; una vez colocadas el propietario verificará la resistencia y de no ser la adecuada se dispondrá las modificaciones que sean necesarias.

CAPITULO VII

METRADO Y PRESUPUESTO

Este capítulo del proyecto incluye 4 secciones. En la sección (7.1) se presupuesta sólo el suministro del material electromecánico, el cual incluye el flete por el transporte del material desde la costa a la selva (ciudades de Rioja y Moyobamba). En la sección (7.2) comprende el metrado y presupuesto de las obras civiles y se basa en precios unitarios (P.U.) incluyen : material, mano de obra, equipo, repuestos, leyes sociales, gastos generales y utilidad. En la sección (7.3) se ha considerado sólo el montaje de los materiales electromecánicos listados en (7.1), considerándose en este presupuesto : gastos generales, dirección técnica y utilidad, separados de los precios unitarios. Finalmente en la sección (7.4) se incluye un análisis de los precios unitarios para el montaje electromecánico de la línea de transmisión.

Para el análisis de los precios unitarios descritos en (7.4) se ha tomado las siguientes consideraciones : los

costos de montaje están en relación directa con los "Costos de Mano de Obra", y el empleo de materiales y equipos requeridos para las actividades de montaje.

Costo del día/hombre considerando todos los beneficios de ley.

Para evaluar este costo se considerará 08 Horas de trabajo diario y se considerarán toda la variedad de trabajadores que intervienen en este tipo de obras, convirtiendo el jornal diario de intis a dólares americanos. Los salarios tienen como base junio de 1,990 e incluyen todos los beneficios de ley; y el cambio promedio del dólar americano al mes de junio de 1,990 fue I/. 75,000 por dólar.

	Hora/Hombre (I/.)	Día/Hombre (I./)	Día/Hombre (\$/.)
- Operario	: 110,000	880,000	11.73
- Oficial	: 102,000	816,000	10.88
- Obrero (Peón):	96,000	768,000	10.24
- Topógrafo	: 150,000	1'200,000	16.00
- Chofer	: 110,000	880,000	11.73
- Dibujante	: -----	738,461	9.85
- Capataz	: 180,000	1'440,000	19.20

Costo Día/Máquina de vehículos, maquinarias demás
equipos empleados.

Estos costos unitarios incluyen: alquiler de la maquinaria, costos de mantenimiento, combustible, grasas y aceites que puedan los mismos consumir.

	Hora/Máquina (\$/.)	Día/Máquina (\$/.)
- Camioneta	10.00	80.00
- Camión (6 TM) :	28.00	224.00
- Grúa - Camión	45.00	360.00
- Tractor :	45.00	360.00
- Máquina Soldadora :	0.50	4.00
- Grupo Electrónico (200 kW) :	17.50	140.00

7.1 METRADO Y PRESUPUESTO DEL SUMINISTRO DEL MATERIAL

ELECTROMECHANICO

A) ESTRUCTURAS DE APOYO

Descripción	Unid.	Cant.	P.U.(\$)	Transp. (Flete \$)	Total \$/.)
ACACIA 50/F31/2T	Un.	39	1,200	112	51,168
ACACIA 50/F31/3T	Un.	39	1,970	147	82,563
ACACIA 50/F31/4T	Un.	09	2,500	200	24,300
ACACIA 50/F31/5T	Un.	01	3,000	270	3,270
ACACIA 50/F31/2TA	Un.	35	1,660	124	62,440
ACACIA 50/F31/3TA	Un.	17	2,145	160	39,185
ACACIA 50/F31/4TA	Un.	01	2,900	196	3,096
ACACIA 310/F4/3T	Un.	12	2,035	152	26,244
ACACIA 310/F4/4T	Un.	02	2,700	211	5,822
ARCE 630/F4/9.45	Un.	05	2,600	209	14,045
ARCE 630/F4/11.70	Un.	09	2,900	214	28,026
ARCE 630/F4/13.95	Un.	03	3,215	240	10,365
ARCE 900/F4/16.20	Un.	02	3,600	264	7,728
					358,252.=

B) CONDUCTORES DE FASE Y CABLE DE GUARDA

B1) Conductor de Aleación de ALuminio

95 mm², 19 Hilos. m 126.000 4.90 617,400.=

B2) Cable de Guarda, Acero Galvanizado

49.5 mm², 07 Hilos m 42.000 3.0 126,000.=

C) AISLADORES Y ACCESORIOS

C1) Aislador de Porcelana Tipo
Suspensión: 254 x 146 mm -

Clase 52 - 3 Un. 3,675 28.00 102,900.=

C2) Cuernos de Descarga (Arcing-
Horns) Para Cadenas en Susp.

Un. 306 30.00 9,180.=

C3) Cuernos de Descarga para
Cadenas de Anclaje.

Un. 432 23.00 9,936.=

C4) Accesorios de Sujeción
y demás Ferreterías:

Grampas de Suspensión	Un.	520
Conector casquillo - Ojo	Un.	575
Conector Bola - Ojo	Un.	575
Conector de Enganche	Un.	605

Descripción	Unid.	Cant.	Precio Unit	Total (\$)
Grampa de Anclaje de Conduc- tor de Fase.	Un.	430		
Conector Horquilla - Ojo	Un.	130		
Grampa de Anclaje del Cable de Guarda.....	Un.	72		
Conector Ojo - Ojo	Un.	72		
Varilla de Armar (Armor Rods)	Un.	735		
Amortiguadores Tipo Stock Bridge.....	Un.	504		
Contrapesos	Un.	09		
		GLOBAL		31,400.=

D) ELEMENTOS DE PUESTA A TIERRA

D1) Varilla de Acero Galvanizado de 1"	m.	350	1.50	525.=
D2) Conductor de Cobre Desnudo de 95 mm ² , 37 Hilos, Temple Blando	m.	180	2.50	450.=
D3) Grapa de Amarre (KTC)	Un.	174	3.00	522.=
D4) Grapa de Conexión a la Varilla	Un.	174	3.00	522.=
D5) Cable de Acero Galva- nizado de 3/8" Ø, 07 Hilos.	m.	3,132	3.35	10,492.=
		TOTAL		1'267,579.=

LINEA DE TRANSMISION : C.H. DEL GERA - MOYOBAMBA - RIOJA7.2 METRADO Y PRESUPUESTO DE OBRAS CIVILES. (Material y Mano de Obra)

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
1.00	Pruebas de resistencia suelo (Kg/m ²), a lo largo de la Línea a fin de seleccionar las cimentaciones más adecuadas, de acuerdo al tipo de terreno y clase de estructura.	Un.	30	200	6,000.00
2.00	CIMENTACIONES				
	Excavaciones, encofrado, armado y vaciado de concreto armado, apisonado y acabado; incluyendo suministro de concreto y varillas de fierro corrugado.				
	Estructura				
					Resistencia del Terreno (Kg/m ²)
	Acacia 50/F31/2T	6,000	Un. 02	190	380.00
		7,000	Un. 03	210	630.00
		≥ 8,000	Un. 34	250	8,500.00
	Acacia 50/F31/2TA	6,000	Un. 01	240	240.00
		7,000	Un. 02	260	520.00
		≥ 8,000	Un. 32	300	9,600.00
	Acacia 50/F31/3TA	7,000	Un. 01	330	330.00
		≥ 8,000	Un. 38	399	15,162.00
	Acacia 50/F31/3TA	7,000	Un. 02	405	810.00
		≥ 8,000	Un. 15	456	6,840.00
	Acacia 50/F31/4T >	8,000	Un. 09	550	4,950.00
	Acacia 50/F31/4TA ≥	8,000	Un. 01	584	584.00
	Acacia 50/F31/5T ≥	8,000	Un. 01	630	630.00
	Acacia 310/F4/3T >	8,000	Un. 12	641	7,692.00
	Acacia 310/F4/4T >	8,000	Un. 02	850	1,700.00

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
	Estructura				
	Resistencia del Terreno (Kg/m ²)				
	Arce 630/F4/9.45 \geq 8,000	Un.	05	1,140	5,700.00
	Arce 630/F4/11.70 \geq 8,000	Un.	09	1,140	10,260.00
	Arce 630/F4/13.95 \geq 8,000	Un.	03	1,140	3,420.00
	Arce 630/F4/16.20 \geq 8,000	Un.	02	2,223	4,446.00
	TOTAL				88,394.00

LINEA DE TRANSMISION: C.H. DEL GERA - MOYOBAMBA - RIOJA

7.3 PRESUPUESTO DEL MONTAJE ELECTROMECANICO DE LA LINEA DE TRANSMISION

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
1.00	Transporte de Equipos, Herramientas, Campamentos Instalación de Almacenes y Desmovilización		(Estimado Global)		6,500.=
2.00	ESTRUCTURAS DE APOYO (Ensamble) E INSTALACION DE AISLADORES Y ACCESORIOS				
	Ubicación y replanteo, recepción en almacén en sitio, transporte al lugar de ubicación, ensamble de estructuras instalación completa incluyendo aisladores y dispositivos de fijación del cable de guarda y conductores de las siguientes estructuras:				
	ACACIA 50/F31/2T	Un.	39	571.15	22,274.85
	ACACIA 50/F31/3T	Un.	39	747.33	29,145.87
	ACACIA 50/F31/4T	Un.	09	923.51	8,311.59
	ACACIA 50/F31/5T	Un.	01	1,099.69	1,099.69
	ACACIA 50/F31/2TA	Un.	35	585.33	20,486.55
	ACACIA 50/F31/3TA	Un.	17	761.51	12,945.67
	ACACIA 50/F31/4 A	Un.	01	937.69	937.69
	ACACIA 310/F4/3T	Un.	12	923.79	11,085.48
	ACACIA 310/F4/4T	Un.	02	1,158.79	2,317.58
	ARCE 630/F4/9.45	Un.	05	937.71	4,688.55
	ARCE 630/F4/11.70	Un.	09	1,290.08	11,610.72
	ARCE 630/F4/13.95	Un.	03	1,290.08	3,870.24
	ARCE 900/F4/16.20	Un.	02	1,642.45	3,284.90

2.01	Instalación de Puestas a tierra de estructuras, incluyendo medición, excavación y relleno. Conj.	174	58.14	10,116.36
3.00	CONDUCTORES DE FASE Y CABLE DE GUARDA			
	Recepción, transporte al sitio acomodo de bobinas, tendido y ajuste de flechas, engrampado y terminado.			
3.01	Terna simple de tres conductores de fase de aleación de aluminio de 95 mm ² . incluyendo colocación de varillas de armar, cuellos muertos y amortiguadores	km 40	1241.35	49,654.00
3.02	Cable de guarda simple de 49.5 mm ² de sección incluye fijación de conector bimetálico y colocación de amortiguadores	km 40	396.91	15,876.40
4.00	Camino de acceso :			
	Estimado de construcción : 30 m por estructura	km 5.22	360.00	1,879.20

	SUB - TOTAL			216,085.34
	Dirección Técnica, Gastos Generales y Utilidad (20%)			43,217.07

	Total Montaje Electromecánico			259,302.41
				=====

LINEA DE TRANSMISION: C.H. DEL GERA - MOYOBAMBA - RIOJA

7.4 COSTOS UNITARIOS DEL MONTAJE DE LA LINEA DE TRANSMISION

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
1.00	TRABAJOS PRELIMINARES				
1.01	Transporte a obra de equipos herramientas, campamentos, al macenes (estimado global)				6,500.00
2.00	Estructuras de apoyo, ensamble, instalación de aisladores y accesorios.				
	A) Ubicación y replanteo de la línea :				
	Rendimiento : 05 Estruct/día				
	<u>Mano de Obra</u>				
	Topografía	d/h	1	16.00	16.00
	Chofer (operario)	"	1	11.73	11.73
	Peones (ayudantes)	"	2	10.24	20.48
	Dibujante (operario)	"	1	9.85	9.85

					58.06
	<u>Equipo y material</u>				
	Camioneta	d/m			80.00
	Teodolito	d/m			4.00

					84.00

	Total : Mano de obra + Eq. y Mat.				142.06
	Precio C/Estructura				28.41
	B) Transporte local de materiales :				
	Para estructuras, aisladores, etc.				
	Rendimiento : 06 Estructuras/día				
	<u>Mano de Obra</u>				
	Capataz	d/h	1	19.20	19.20
	Operarios	"	2	11.73	23.46
	Peones	"	4	10.24	40.96

					83.62

tem	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
<u>Equipo y material</u>					
	Camión	d/m	1	224	224.00
	Grúa	d/m	1	360	360.00

					584.00
Total Mano de obra + Eq. y Mat. = 667.62					
Precio c/estructura = 111.27					

C) Acondicionamiento de estructuras
(ensamble ó armado en sitio)

Rendimiento :

- Apoyos tipo : ACACIA 50/F31/S.A. : 04/día/tramo
- Apoyos tipo : ACACIA 310/F4/S.A. : 03/día/tramo
- Apoyos tipo : ARCE 630/F4/S.A. : 02/día/tramo

Mano de obra

Maestro (capataz)	d/h	1	19.20	19.20
Operarios (soldadores)	"	2	11.73	23.46
Oficial	"	1	10.88	10.88
Peones	"	6	10.24	61.44

114.98				

Equipo y material

Camioneta	d/m	1	80.00	80.00
Grúa	"	1	360.00	360.00
Máquina soldadora	"	1	4.00	4.00
Grupo eléctrico	"	1	140.00	140.00
Herramientas (5% M.de O.)				5.75

589.75				

Total Mano de obra + equipo y maq. = 704.73

Precio : C/apoyo ACACIA 50/f31/tramo	176.18
C/apoyo ACACIA 310/F4/tramo	= 235.00
C/apoyo ARCE 630/F4/tramo	352.37

D) Instalación de ferreterías y aisladores
rendimiento

- Estructuras : 03 cadenas : 08/día
- Estructuras : 06 cadenas : 06/día

Mano de obra

Chofer (operario)	d/h	1	11.73	11.73
Oficial	"	1	10.88	10.88
Peones	"	8	10.24	81.92

104.53				

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
<u>Equipo y material</u>					
	Sogas nylon	m	100	0.05	5.00
	Poleas	d/e	3	0.50	1.50
	Camión	d/m	1	224.00	224.00
	Herramientas (5% mano de obra)				5.23

					235.73

Total de mano de obra + eq. y mat. = 340.26

Precio instalación : Est./03 cadenas = 42.53
Est./06 cadenas = 56.71

E) Instalación de puesta a tierra
de cada estructura
Rendimiento = 04 Estruct/día

Mano de obra

Capataz	d/h	1	19.20	19.20
Peones		2	10.24	20.48
Chofer	"	2	11.73	23.46

				63.14

Equipo y material

Camioneta	h/m	1	80.00	80.00
Herramientas (5 % mano de obra)				3.16

				83.16

Total mano de obra + Eq. y mat. = 146.30

Precio : cada P. a tierra/Estructura = 36.58

2.01 Estructuras

Tipo ACACIA 50/F31

Susp.	02 tramos	03 tramos	04 tramos	05 tramos
A)	28.41	28.41	28.41	28.41
B)	111.27	111.27	111.27	111.27
C)	352.36	528.54	704.72	880.90
D)	42.53	42.53	42.53	42.53
E)	36.58	36.58	36.58	36.58
	-----	-----	-----	-----
	571.15	747.33	923.51	1,099.09

2.02 Estructuras

Tipo ACACIA 50/F31/

Anc.	02 tramos	03 tramos	04 tramos
A)	28.41	28.41	28.41
B)	111.27	111.27	111.27
C)	352.36	528.54	704.72
D)	56.71	56.71	56.71
E)	36.58	36.58	36.58
	-----	-----	-----
	585.33	761.51	937.69

2.03 Estructuras

Tipo ACACIA 310/F4

Susp.	03 tramos	04 tramos
A)	28.41	28.41
B)	111.27	111.27
C)	705.00	940.00
D)	42.53	42.53
E)	36.58	36.58
	-----	-----
	923.79	1,158.79

2.04 Estructuras

Tipo ARCE 630/F4/

Anc.	02 tramos	03 tramos	04 tramos
A)	28.41	28.41	28.41
B)	111.27	111.27	111.27
C)	704.74	1057.11	1409.48
D)	56.71	56.71	56.71
E)	36.58	36.58	36.58
	-----	-----	-----
	937.71	1290.08	1642.45

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
2.05	Medición de resistencia de puesta a tierra, excavación, instalación de materiales, relleno y apisonado.				
	Rendimiento : 04 Estructuras/día				
	A) MEDICION				
	<u>Mano de obra</u>				
	Oficial	d/h	1	10.88	10.88
	Peones	"	2	10.24	20.48

					31.36
	B) INSTALACION				
	<u>Mano de obra</u>				
	Oficiales	d/h	2	10.88	21.76
	Peones	"	8	10.24	81.92
	Chofer	"	1	11.73	11.73

					115.41
	<u>Equipo y Materiales</u>				
	Camioneta	d/m	1	80.00	80.00
	Herramientas (5% mano de obra)				5.77

					85.77
	Total : M.de O.(med. é inst.) + Eq. y Maq. = 232.54				
	Precio/estructura = 58.14				
3.00	Conductores de fase y cable de guarda.				
	A) Recepción y transporte al sitio :				
	Rendimiento : 03 bobinas/viaje				
	03 viajes/día				
	<u>Mano de obra</u>				
	Operario	d/h	2	11.73	23.46
	Oficial	"	1	10.88	10.88
	Peón	"	2	10.24	20.48

					54.82
	<u>Equipo y Material</u>				
	Camión	d/m	1	224.00	224.00
	Grúa	"	1	360.00	360.00

					584.00

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
Total : M. de O. + Eq. y Mat.= 638.82					
Precio C/viaje = 212.94					
1,500 m/bobina (aprox.)					
Luego se tendrá :					
84 bobinas del conductor					
20 bobinas del cable de guarda					
Precio total por los 40 km de línea :					
Conductor : 28 viajes x 212.94 = 5,962.32					
Cable de guarda : 10 x 212.94 = 2,129.40					
Luego : Los precios unitarios serán :					
Terna trifásica/km	\$/km	1		149.00	149.00
Cable de guarda/km		1		53.24	53.24
B) Acomodo de bobinas					
Rendimiento = 12 bobinas/día					
<u>Mano de Obra</u>					
Operario	d/h	1		11.73	11.73
Peón	"	4		10.24	40.96

					52.69
Precio acomodo cada/bobina = 4.39					
Precios unitarios :					
Terna trifásica/km = (4.39*84)/ 40 = 9.22					
Cable de guarda/km = (4.39*28)/ 40 = 3.07					
C) Tendido, ajuste de flechas, engrampado y terminación:					
Tendido del conductor (M.de O.)					
Capataz	d/h	1		19.20	19.20
Operarios	"	2		11.73	23.46
Oficiales	"	4		10.88	43.52
Peones	"	5		10.24	51.20

					137.38
<u>Templado (M. de O.)</u>					
Operarios	d/h	2		11.73	23.46
Oficiales	"	4		10.88	43.52
Peones	"	2		10.24	20.48

					87.46

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)
<u>Equipo y materiales</u>					
	Tractor Winche	d/m	1	360.00	360.00
	Portabobinas	d/e	1	1.50	1.50
	Frenos	"	1	10.50	10.50
	Poleas	"	50	0.30	15.00
	Radios	"	6	0.50	3.00
	Tirfor	"	4	4.00	16.00
	Triki	"	2	2.00	4.00
	Sogas	m	300	0.05	15.00
	Cable guía	m	3000	0.01	30.00
	Camión	d/m	1	224.00	224.00
	Grasa, aceite: día estimado				30.00

					709.00

Sub total : tendido + templado + E. y M. = 933.84

D) Instalación de Armor Rods
Rendimiento : 12 estructuras/día

Mano de Obra

Operarios	d/h	2	11.73	23.46
Peones	"	6	10.24	61.44

				84.90

Equipo y Material

Camioneta	d/m	1	80.00	80.00
Herramientas (5% de M.de O.)				4.25

				84.25

Sub total Mano de obra + Eq. y Mat. = 169.15

Costo por c/estructura = 14.10

Costo c/km = 14.10 * 174/40 = 61.33

E) Cuellos muertos (Estructura de anclaje)

Rendimiento : 4 apoyos/día

Mano de Obra :

Capataz	d/h	1	19.20	19.20
Operario	"	1	11.73	11.73
Oficiales		2	10.88	21.76

				52.69

Equipo y Material

Camioneta	d/m	1	80.00	80.00
Herramientas (5% de M. de O.)				2.63

				82.63

Item	Descripción	Unid.	Cant.	Precio Un.	Total(\$)

Sub total : Mano de obra + Eq. y Mat. = 135.32					
Costo por estructura = 33.83					
Costo por c/km = 33.83 * 72/40 = 60.89					
F) Amortiguadores					
Rendimiento : 09 apoyos/día					
<u>Mano de Obra</u>					
	Capataz	d/h	1	19.20	19.20
	Operario	"	1	11.73	11.73
	Oficiales		2	10.88	21.76

					52.69
<u>Equipo y Material</u>					
	Camioneta	d/m	1	80.00	80.00
	Herramientas (5% de M.de O.)				2.63

					82.63
Sub total mano de obra + Eq. y Mat. = 135.32					
Costo por apoyo = 15.04					
Costo por c/km = 15.04 * 72/40 = 27.07					

3.01 Conductor de fase terna simple :

A)	149.00
B)	9.22
C)	933.84
D)	61.33
E)	60.89
F)	27.07

1,241.35

3.02 Cable de guarda

A)		53.24
B)		3.07
C)	933.84/3	= 311.28
D)		-----
E)	60.89/3	= 20.30
F)	27.07/3	= 9.02

396.91

Nota : Todos estos costos unitarios fueron referidos en lo que respecta a mano de obra, a lo que le cuesta a una empresa constructora su personal en la ciudad de Lima, al mes de junio de 1990.

El significado de la notación utilizada es :

- d/h = día - hombre
- d/m = día - máquina
- d/e = día - equipo

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- Es importante destacar el empleo de estructuras de acero (torres) como apoyos en esta línea de transmisión debido a las muchas ventajas que ofrecen en comparación con los demás tipos de apoyos. Las principales ventajas son:

a) La línea estará en zona de selva alta y son menos susceptibles al grass, matorrales, incendios forestales que suelen ocurrir en estas zonas.

b) Pueden ensamblarse en zonas casi inaccesibles (en el mismo sitio) ocupando un mínimo de espacio ya que son autosoportados; lo único que se recomendaría es un mantenimiento periódico de las mismas, mediante el repintado especialmente con pinturas anticorrosivas, lavado de la cadena de aisladores, etc.

2.- El conductor de aleación de aluminio seleccionado de 95 mm² garantizará una óptima operatividad de la línea tanto técnica como económica; en el primer caso debido que podrán interconectarse a ella sin mayores dificultades nuevas fuentes de energía al existir los proyectos de próxima construcción de las pequeñas centrales hidroeléctricas a la altura del Centro poblado de Marona (06 km de Moyobamba) y otra sobre el río Negro (muy cerca a Nuevo Cajamarca). Por otra parte si observamos el plano de recorrido de la línea esta pasa

por sobre los ríos : "Tónchima" , "Indoche" y "Mayo" existiendo estudios sobre el posible aprovechamiento de alguno de los grandes desniveles que presentan estos ríos en especial el "Tónchima" en la construcción de otras pequeñas centrales; por lo que esta misma línea se podría muy bien aprovechar en conducir esta energía eléctrica a la localidades vecinas; ya que si bien económicamente se ha demostrado que para esta línea la sección de 95 mm² resultó ser la más económica; también lo es que la potencia que va a conducir de 7,450 kW puede sin mayores dificultades técnicas, incrementarse hasta en un 80%, lo único que aumentaría serían las pérdidas Joule ($I^2 R$) en un 3 a 5%; pero en forma global la operación de esta línea seguiría siendo rentable; además no se presentarían problemas por sobre calentamiento ya que en la zona de Selva Alta la temperatura promedio es de 25°C. y las temperaturas más altas que se registren difícilmente sobrepasan los 30°C; lo cual hace que la capacidad de corriente en el límite térmico sea superior a los 300 amperios.

3.- Es recomendable una supervisión estricta sobre todo en el montaje de la línea de transmisión, especialmente en lo que se refiere al conductor, ya que la aleación de aluminio es muy frágil especialmente en su superficie, por lo que se debe evitar deterioros innecesarios producidos por arrastrar el conductor en el suelo, torceduras por mal manipuleo y en general cualquier acción de parte de los operarios que puede causar daño al

cable conductor o a la cadena de aisladores.

4.- En la adquisición del conductor de esta línea de transmisión (cable desnudo de aleación de aluminio) se recomienda regirse a la Norma DGE 0.19-T-3/1,989 del Ministerio de Energía y Minas, existiendo empresas nacionales que fabrican este conductor rigiéndose a esta norma de reciente aprobación. Además se está fabricando este cable con materia prima en forma de lingote proveniente de Francia, del cual se obtienen los hilos y luego el conductor, el mismo que no es necesario que sea sometido al tratamiento térmico como se hacía hasta hace poco para mejorar sus propiedades mecánicas, lo cual abarata su costo hasta en un 30%, por supuesto que se deberá solicitar al fabricante los protocolos de pruebas respectivas para asegurarnos que dicho conductor cumpla con lo que exigen las normas respectivas.

5.- Finalmente podemos concluir que en cada parte correspondiente a la elaboración del presente proyecto se ha puesto énfasis al aspecto técnico y sobre todo económico a fin de dotar al valle del Alto Mayo (Provincias de Moyobamba y Rioja) de un micro sistema de electrificación mediante un diseño adecuado y muy flexible de poder ser ampliado de esta línea de transmisión; la misma que al entrar en operación estamos seguros que significará el despegue definitivo de esta próspera Zona de la Amazonía Peruana.

BIBLIOGRAFIA

1.- LINEAS DE TRANSPORTE DE ENERGIA

Luis María Checa/Editora Marcombo/2da Edición - 1986

2.- LINEAS DE TRANSMISION DE POTENCIA

G Berena.

3.- REDES ELECTRICAS DE ALTA Y BAJA TENSION

Gaudencio Zopetti/2da Edición / Edit. G. Gili - 1,964

4.- CALCULATION OF RESISTANCE TO GROUND.

H. B. DWIGHT

5.- CODIGO ELECTRICO DEL PERU (1976)

CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (TOMO IV) - 1,978

6.- SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

WILLIAM STEVENSON / 2DA EDICION / 1,966

7.- ESTUDIO DEFINITIVO:

PROYECTO "CENTRAL HIDROELETTRICA DEL GERA Y DEL SAUCE"

- Proyecto Especial "Alto Mayo, Bajo Mayo y Huallaga Central"

- Convenio Cia. "ELEC NOR" - "CORDESAM".