

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**Línea de Sub - Transmisión en 60 KV. Chiclayo  
Lambayeque - Illimo - Motupe - Olmos**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**Hernán Rolando Guío Míñaya**

*Promoción 1978 - 2*

LIMA - PERU - 1994

## **SUMARIO**

Según la Ley de Concesiones Eléctricas N°25844 y su Reglamento, las Empresas de Servicio Público de Electricidad, tienen bajo su responsabilidad de concesión solamente, aquellos servicios eléctricos que administran, por otro lado, el coeficiente de electrificación de la Región Nor-Oriental del Marañón es de 22%, y la estructura de mercado de Electronorte S.A. es deficitaria por cuanto es predominantemente doméstico.

Por lo tanto, es necesario que se desarrollen proyectos de inversión de alta rentabilidad y corta maduración, así mismo, lograr su financiamiento a través de convenios internacionales de gobierno a gobierno con condiciones financieras bastantes blandas.

La línea de subtransmisión 60 kV Chiclayo-Olmos permitirá abastecer y ampliar el suministro eléctrico a poblaciones de su área de influencia, así como electrificar plantas industriales, agro-industriales, incluyendo Cervecería del Norte, Jugos del Norte, plantas procesadoras de Aceite de Limón, pozos tubulares y el Plan Piloto 1200 Hectáreas del Proyecto Olmos, con

la mejora del factor de carga correspondiente, del análisis económico actualizado se demuestra la plena eficiencia económica del proyecto.

**LINEA DE SUB-TRANSMISION  
60 KV CHICLAYO-OLMOS**

## EXTRACTO

**TITULO** : LINEA DE SUB-TRANSMISION 60 KV  
CHICLAYO-OLMOS.

**AUTOR** : Hernán Guío Minaya.

**GRADO** : Ingeniero Electricista.

**FACULTAD** : Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

**UNIVERSIDAD** : Universidad Nacional de Ingeniería.

**CIUDAD** : Lima.

**ANO** : 1994

---

### AREA DE INFLUENCIA

El área de influencia del Proyecto es la Región Nor-Oriental del Marañón, Sub-Región II Lambayeque, Provincia de Lambayeque; abarca las localidades de

Lambayeque, Mochumí, Túcume, Illimo, Pacora, Jayanca, Motupe y Olmos.

La población total beneficiada por el Proyecto estimada al año 2015 alcanza a 220,000 habitantes.

El acceso a las Ciudades de Lambayeque, Mochumi, Tucume, Pacora, Jayanca, Illimo, La Viña, Motupe, Olmos mediante la antigua carretera Chiclayo Lambayeque.

#### **ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO**

Se han estudiado las siguientes alternativas:

ALTERNATIVA No 1 : Línea de sub-transmisión 33 KV Chiclayo Oeste-S.E.Motupe en doble terna y S.E. Motupe-S.E. Olmos en simple terna.

Postes C.A.C.

Valor actual neto (VAN) - 34,456.35 miles de dólares U.S.A.

Beneficio/Costo (B/C) = 2.07056

Tasa interna de retorno económico (TIRE) - 45%

ALTERNATIVA No 2 : Línea de sub-transmisión 60 KV Chiclayo Oeste-S.E. Illimo en doble terna y S.E. Illimo-S.E. Olmos en simple terna.

Postes C.A.C.

Valor actual neto (VAN) = 41,881.44 miles de  
dólares USA.

Beneficio/Costo (B/C) 2.04

Tasa interna de retorno económico (TIRE) - 82.49%

ALTERNATIVA No 3 : Línea de sub-transmisión 138 KV  
Chiclayo Oeste-S.E. Olmos en simple terna.

Estructuras metálicas.

Valor actual neto (VAN) = 29,970.21 miles de  
dólares USA.

Beneficio/Costo (B/C) 2.09%

Tasa interna de retorno económico (TIRE) - 35%

ALTERNATIVA No 4 : Centrales Térmicas Diesel

Valor actual neto (VAN) 12,319.24 miles de  
dólares USA.

Beneficio/Costo (B/C) 1.917623%

Tasa interna de retorno económico (TIRE)= 19.3%

La evaluación económica de las alternativas muestra  
que la Alternativa No 2 es la más conveniente.

#### **INGENIERIA DEL PROYECTO**

Descripción técnica de la línea:

-Línea de 60 KV, 25Mw de capacidad, 98.76 Km. de  
longitud.

- Doble terna S.E. Chiclayo Oeste-Illimo y en simple terna S.E. Illimo-S.E. Olmos.
- Conductor de Aleación de Aluminio 177.33 mm<sup>2</sup>.  
AASC.
- Estructuras de Concreto Armado Centrifugado de 16m., 18m. y de 20m.
- Aisladores de porcelana tipo antifog conformados por cadenas de 5 aisladores.

#### EVALUACION ECONOMICA

El costo del Proyecto a precios de Noviembre de 1993 es:

Descripción	Millones	
	Moneda Nacional S/.	Moneda Extranjera US \$
S.T. Chiclayo Olmos 60 kV	3.265	3.985

Los indicadores económicos del Proyecto evaluados con tasa de descuento 12%, ingresos calculados con tarifa promedio 5.7 Ctv. USA.\$/Kwh de acuerdo a disposiciones vigentes y de venta de 11.3 Ctv. USA.\$ obteniéndose:

Valor Actual Neto : 41,881.44 Miles  
USA.\$

Tasa Interna de Retorno

Económico : 82.49%

Relación Beneficio Costo : 2.04



## I N D I C E

	Pág.
<b>CAPITULO I.- INTRODUCCION</b>	1
1.1 Antecedentes Generales	2
1.2 Suministro de energía	5
<b>CAPITULO II.- MEMORIA DESCRIPTIVA</b>	6
2.1 Ubicación	7
2.2 Geografía	7
2.3 Condiciones Metereológicas de la Zona del Proyecto	8
2.4 Características Geotécnicas y Geológicas	10
2.4.1 Evaluación Geotécnica del Suelo de Fundación	10
2.4.2 Características Geológicas	11
2.5 Alcance y Descripción del Proyecto	13
2.6 Proyección y Determinación de la Máxima Demanda	14
2.6.1 Características	14
2.6.2 Pronóstico de la Población	14
2.6.3 Pronóstico del número de viviendas	15
2.6.4 Número de usuarios residenciales	15
2.6.5 Horas de utilización	16
2.6.6 Consumo de energía en el sector doméstico	16

	Pág.
2.6.7 Consumo de energía en el sector comercial	17
2.6.8 Consumo de energía en el sector uso general	17
2.6.9 Consumo de energía en el sector industrial	18
2.6.10 Consumo de energía en alumbrado público	19
2.6.11 Energía Vendida	19
2.6.12 Pérdidas de distribución	19
2.6.13 Total Energía Distribuida en Areas Urbanas	20
2.6.14 Máxima Demanda Total Urbana	20
2.6.15 Consumo de Cargas Especiales-Pozos Tubulares	20
2.6.16 Plan Piloto Olmos	21
2.6.17 Cervecería del Norte y Jugos del Norte	21
2.6.18 Pérdidas Red de Media Tensión	22
CAPITULO III.- EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO	25
3.1 Introducción	26
3.2 Análisis Económico	26
3.2.1 Costos del Proyecto	26
3.2.2 Ingresos del Proyecto	31
3.2.3 Rentabilidad Económica del Proyecto	33
3.2.4 Alternativas	34

	Pág.
<b>CAPITULO IV.- DISEÑO TECNICO</b>	45
4.1 Elección de la Ruta	46
4.1.1 Selección y Descripción de la Ruta	46
4.1.2 Derecho de paso y caminos de acceso	47
4.1.3 Características topográficas de los trazos y con indicación del perfil topográfico	49
4.2 Diseño Eléctrico	49
4.2.1 Análisis de la regulación de tensión y del transporte de energía en 60 kV	49
4.2.2 Tensión Económica a Transmitir	51
4.2.3 Análisis para la determinación del aislamiento	59
4.2.4 Selección Económica del Conductor	77
4.2.4.1 Selección del material del conductor	77
4.2.4.2 Selección de la sección más económica del conductor	81
4.2.5 Selección Técnica del Conductor	95
4.2.5.1 Capacidad de Corriente del Conductor	95
4.2.5.2 Límite térmico del conductor	96
4.2.5.3 Cálculo del Efecto Corona	103
4.2.5.4 Parámetros de la Línea	108
4.2.5.5 Cálculo de Caída de Tensión	118
4.2.5.6 Cálculo de Cortocircuito	121

	Pág.
4.2.6 Puesta a tierra	143
4.2.6.1 Estudio de la resistividad del terreno	143
4.2.6.2 Cálculo y determinación del sistema puesta a tierra	148
4.2.6.3 Tensión de toque y tensión de paso	158
4.2.6.4 Amortiguadores	162
4.2.7 Análisis del comportamiento de la línea subtransmisión en régimen de operación anormal. Recomendaciones para la protección de la línea	164
<b>CAPITULO V.- DISEÑO MECANICO</b>	168
5.1 Cálculo Mecánico del Conductor	169
5.1.1 Análisis de las condiciones metereológicas	169
5.1.2 Hipótesis de carga	175
5.1.3 Cálculo de los esfuerzos EDS (Every Day Strees)	176
5.1.4 Análisis y Cálculo del Cambio de Estado	176
5.1.5 Plantilla de flecha máxima y mínima	185
5.2 Cálculo mecánico de estructuras	202
5.2.1 Selección del material de los soportes	202
5.2.2 Dimensiones de las estructuras	206

	Pág.
5.2.3 Cálculo de cargas de los soportes	212
5.2.3.1 Material de los soportes	212
5.2.3.2 Tipo de soportes	212
5.2.3.3 Datos Generales de Diseño	212
5.2.3.4 Criterios de Diseño y Cálculo	213
5.2.4 Cálculo de Retenidas	232
5.2.5 Cálculo del bloque de anclaje y del arranque	237
5.2.6 Cálculo de la cimentación del poste	239
<b>CAPITULO VI.- ESPECIFICACIONES TECNICAS DE     SUMINISTRO DE MATERIALES</b>	<b>243</b>
6.1 Condiciones generales de suministro	244
6.1.1 Alcances	244
6.1.2 Normas	244
6.1.3 Documentación Técnica	245
6.1.4 Inspección y Pruebas	245
6.1.5 Ofertas y Alternativas	245
6.2 Materiales a suministrarse	246
6.2.1 Conductor	246
6.2.2 Estructuras de Concreto Armado	249
6.2.3 Aisladores de Suspensión	254
6.2.4 Accesorios de la Cadena de Aisladores	256
6.2.5 Accesorios del Conductor de Aleación de Aluminio	259

	Pág.
6.2.6 Accesorios del Sistema de Puesta a Tierra	263
6.2.7 Accesorios de Retenidas y Anclaje	264
6.2.8 Material de Ferretería	265
6.3 Especificaciones técnicas de montaje	267
6.4 Condiciones generales de montaje	267
6.4.1 Normas y Reglamentos	267
6.4.2 Definiciones	268
6.4.3 Extensión del Trabajo	270
6.4.4 Topografía y Suelos	270
6.4.5 Responsabilidades del Contratista	270
6.4.6 Planos y Documentos Técnicos	271
6.4.7 Materiales	272
6.4.8 Supervisión	273
6.4.9 Cambios y trabajos imprevistos	273
6.5 Especificaciones técnicas del montaje electromecánico	273
CAPITULO VII.- METRADO Y PRESUPUESTO	294
CAPITULO VIII.- ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS Y FORMULA POLINOMICA	301
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	316
ANEXO	322
BIBLIOGRAFIA	412
LAMINAS DE DETALLE Y PLANOS	414

C A P I T U L O   I

INTRODUCCION

# I INTRODUCCION

## 1.1 Antecedentes Generales

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte-ELECTRONORTE S.A., es la persona jurídica de Empresa del Estado de derecho privado bajo la forma de economía mixta, y tiene a su cargo la administración de 22 servicios de generación y distribución que comprende a 50 centros poblados (ciudades, distritos y anexos) en los departamentos de Lambayeque y Amazonas en su totalidad y las provincias de San Ignacio, Jaén, Chota, Cutervo, Santa Cruz y San Miguel del departamento de Cajamarca; todas comprendidas en la región Nor-Oriental del Marañón.

Con relación a los servicios eléctricos ubicados en la zona de influencia de este proyecto, que beneficiará a las siguientes localidades de la provincia de Lambayeque: Lambayeque, Mochumí, Túcume, Illimo, Pacora, Jayanca, Motupe y Olmos, su administración y operación se muestra en el CUADRO No 1-01 de la siguiente página.



CUADRO No 1-01

Localidad	Abaste- cimiento de Energía	N° de Usuarios	Consumo Energía KWh	Máxima Dem. Kw	Adminis- tración
Lambayeque	SICN	4,395	5'512,575	2200	ELECTRO- NORTE S.A.
Mochumí	C.T. Illimo	698	223,264	270	ELECTRO- NORTE S.A.
Túcume	"	558	222,145	240	ELECTRO- NORTE S.A.
Illimo	"	626	196,117	250	ELECTRO- NORTE S.A.
Pacora	"	420	133,039	190	ELECTRO- NORTE S.A.
Jayanca	"	719	229,567	380	ELECTRO- NORTE S.A.
Motupe	C.T. Motupe	735	504,844	450	ELECTRO- NORTE S.A.
Olmos	C.T. Olmos	816	540,200	420	Municipio

Datos del año 1992.

La Localidad de Lambayeque forma parte del Sistema Eléctrico de Chiclayo; este sistema recibe energía del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN), que está bajo la administración de ELECTROPERU S.A., empresa de Generación que vende la energía eléctrica a ELECTRONORTE S.A. en las barras de 60 KV de la Sub-Estación Chiclayo Oeste 220/60 KV.

ELECTRONORTE S.A. distribuye y comercializa esta energía en el Sistema Chiclayo, conformado por las localidades de Chiclayo, Ferreñafe, Picsi, Lambayeque, Monsefú, Pimentel, Santa Rosa, Ciudad Eten, Puerto Eten y Reque.

Además por condiciones de emergencia, ante fallas en

el SICN, ELECTRONORTE S.A. mantiene dos centrales térmicas que abastecen de energía a su sistema y que esta conformado por las siguientes unidades según CUADRO No 1-02:

CUADRO No 1-02

Central	Grupo	Pot.Nominal (KW)	Pot.Efectiva (KW)
C.T. N° 1 SECHNOR	GMT 0	5,000	4,000*
	Alco 1	2,500	1,600
C.T. N° 2 SECHO	GMT 1	5,136	4,500
	GMT 2	5,136	4,500*
	Sulzer 1	5,700	5,000*
	Sulzer 2	5,700	5,000*
TOTAL		29,172	24,600

\* Grupos en reparación - operativos a fines de Marzo de 1994.

El Sistema Eléctrico de Illimo, que comprende a las localidades de Mochumí, Túcume, Illimo, Pacora y Jayanca son atendidas desde la C. Térmica de Illimo, ubicada en la localidad del mismo nombre y de donde se distribuye la energía a la tensión de 10 KV.

Las localidades de Motupe y Olmos son abastecidas desde centrales térmicas ubicadas en sus respectivas localidades.

A continuación se detallan los grupos de cada central en el CUADRO No 1-03:

**CUADRO No 1-03**

Central	Grupo	Pot.Nominal (KW)	Pot.Efectiva (KW)
C.T. Illimo	Cummins	1,250	1,100
	Isotta	500	450
	Total	1,750	1,550
C.T. Motupe	Cummins	384	300
	Volvo	200	166
	Total	584	466
C.T. Olmos	Volvo	200	150
	Volvo	200	150
	Volvo	150	100
	Total	550	400

Estas centrales operan diariamente de 18 a 24 hrs.

### **1.2 Suministro de energía**

La ejecución de este proyecto permitirá ampliar el mercado de ELECTRONORTE S.A., reemplazando la energía térmica de sus centrales y de autoprodutores de la zona, por energía hidráulica y así mismo propender a una mejora del sector agroindustrial de la zona.

La energía será adquirida a ELECTROPERU S.A. en la Sub-Estación Chiclayo Oeste 220/60 KV, que es de donde parte la línea hacia Olmos.

Las cargas conectadas a esta línea como se verá mas adelante, permitirán mejorar el factor de carga de la Sub-Estación Chiclayo Oeste de ELECTROPERU S.A., ya que los pozos de bombeo pueden tener un uso intensivo fuera de horas de punta.

C A P I T U L O   I I

MEMORIA DESCRIPTIVA

## II MEMORIA DESCRIPTIVA

### 2.1 Ubicación

La zona del Proyecto se encuentra comprendido desde la ciudad de Chiclayo hasta Olmos ubicado en la parte central y oriental de la provincia de Lambayeque dentro de la región CHALA, alejado del mar y más cercano al macizo andino, siendo el recorrido SE. Chiclayo Oeste -SE. Lambayeque- SE Illimo - SE. Plan Piloto Olmos - SE. Motupe - SE Olmos.

### 2.2 Geografía

Con relación a las actividades que los hombres realizan en el lugar determinado, para satisfacer sus necesidades materiales de alimentación, vivienda, vestido y otras adozándolas en estrecha relación con las condiciones naturales en que ellas se efectúan, la principal actividad en la zona del proyecto es la agricultura, los cultivos más importantes son el arroz por la alta calidad del suelo y la alta proporción de tierra de riego que posee se puede decir que se desarrolla una agricultura intensiva.

Respecto a la producción pecuaria se destaca la carne de vacuno, ovino, caprino, porcino y equino.

Por otro lado la flora natural no es muy abundante; está constituida por bosques ralos desérticos.

En relación a la minería, se tiene excelente tierra para la explotación de yeso, ladrillo y adobe.

Finalmente lo relacionado con la industria y comercio existen transacciones comerciales que se realizan en el mercado de abastos, tiendas, bodegas, la industria a nivel manufacturera es el pilado de arroz, fábrica de ladrillos tipo king-kong; existe también la industria a nivel artesanal. En Motupe la principal actividad industrial es la Compañía de Cervecería Del Norte S.A. Filial De La Cristal de Lima y Jugos Del Norte concentrado de naranja, limón y aceite esencial de limón.

### **2.3 Condiciones Meteorológicas de la Zona del Proyecto**

El clima predominante del ámbito de la zona de proyecto es aquél que corresponde a la mayor parte de las planicies costeras.

La temperatura media anual es aproximadamente 25°C,

fluctuando entre 19°C y 28°C. En los meses de Enero, Febrero, Marzo y Abril, las temperaturas máximas, medias son elevadas, mientras que en los meses de invierno es moderadamente baja.

La temperatura máxima registrada es de 43°C y la mínima de 10°C.

Las precipitaciones son generalmente bajas debido al clima árido, los regímenes de precipitación mensual varían con cierta regularidad durante el año, las máximas precipitaciones se producen durante los meses de Enero, Febrero y Marzo; y las mínimas durante Junio y Julio.

El régimen anual es variable. Debido a las variaciones de temperatura y humedad, en la temporada de invierno se produce una baja evaporación y en verano una elevada evaporación. La humedad relativa se considera más o menos alta, debido a los vientos del Sur y del Sur-Este, los cuales predominan en la zona a una velocidad aproximadamente de 20 m/seg.

Por otro lado, en el registro visual de tormentas eléctricas, la ruta que recorre la línea de sub-transmisión está fuera de la zona donde se producen las descargas atmosféricas; en consecuencia

el nivel isoseráunico es cero.

Finalmente en la zona del proyecto no se ha registrado formación de hielo, por lo que no se toma en cuenta este factor para la determinación de los esfuerzos en los conductores.

## **2.4 Características Geotécnicas y Geológicas**

El objeto de éste trabajo es analizar la geología del suelo de fundación del área del proyecto a fin de obtener sus características como suelo de fundación.

### **2.4.1 Evaluación Geotécnica del Suelo de Fundación**

En base a la evaluación de estudios realizados anteriormente, para lo cual se recopiló información existente relacionada con el objetivo del estudio, habiéndose visitado las siguientes Instituciones estatales y privadas:

- |                                   |               |
|-----------------------------------|---------------|
| - Electroperú S.A.                | Lima-Chiclayo |
| - Región Nor-Oriental del Marañón | Chiclayo      |
| - Proyecto Tinajones              | Chiclayo      |
| - Universidad "Pedro Ruíz Gallo"  | Lambayeque    |



Se ubicarán en los sitios de excavación seis(6) calicatas distribuidas en el área del proyecto, con profundidades entre 1.3 a 3.6 m. El límite inferior de las calicatas estuvo dado por el nivel freático que dificultaba la profundización de las excavaciones.

Las calicatas fueron excavadas por el método manual y una vez obtenidas las muestras que permitan determinar el perfil litológico, se procedió a rellenar (tapar) las calicatas.

Las muestras fueron analizadas por la Compañía de Servicios de Ingeniería Asesores y Constructores S.C.R.L, ubicado en el Jr. Alfonso Ugarte N°825 - Chiclayo, los resultados se indican en el siguiente ítem.

#### **2.4.2 Características Geológicas**

La Geología Regional del área de estudio está constituida por depósitos aluvionales, alternancia de Limos, Arcillas y Arenas o mezcla de ellas y depósitos coluviales deluviales.

Los Depósitos Aluvionales tienen amplia distribución en el área de estudio, los depósitos están constituidos por una mezcla de limo, arcilla, arenas

y grava.

Algunos horizontes de estos suelos, sobre todo en los niveles superficiales, son muy arcillosos y al estar influenciados por el nivel freático son de alta plasticidad y presentan propiedades expansivas; su capacidad portante es baja. Estos suelos aluviales en superficie presentan una capa de suelo orgánico atravesado por raíces de plantas.

El perfil litológico de la zona de proyecto, presenta características mas o menos homogéneas, teniendo algunas variantes en cuanto a sus grados de plasticidad y a la densidad. Los horizontes superficiales hasta los 20 50 cm. Se trata de relleno y capa orgánica, los horizontes inferiores están conformados por suelos arcillosos, arenas limosas (CL,SC,SM) de baja a mediana plasticidad, alternadas con horizontes o lentes de suelos limosos o arcillosos expansivos (CH).

- Los Depósitos Coluviales Deluviales están constituidos por fragmentos heterométricos de fragmentos angulosos y sub-redondeados mezclados o rellenos con material fino, toman buena resistencia por su capacidad portante superior a  $4\text{Kg/cm}^2$ .

El Nivel Freático está entre 2.8 a 3.2m de profundidad.

Las partes geológicas en el tramo Chiclayo Illimo se muestran en el Figura N° 2-01 ubicada al final de este capítulo.

## 2.5 Alcance y Descripción del Proyecto

El Proyecto comprende el diseño de la línea de sub-transmisión en 60 KV desde la ciudad de Chiclayo hasta Olmos, Chiclayo - Illimo doble terna e Illimo - Olmos simple terna, siendo el recorrido el siguiente:

SE.Chiclayo Oeste	SE.Lambayeque	:	9.63 Km.
SE.Lambayeque	SE.Illimo	:	25.98 Km.
SE.Illimo	SE.Plan Piloto	:	21.34 Km.
SE.Plan Piloto	SE.Motupe	:	21.11 Km.
SE.Motupe	SE.Olmos	:	20.70 Km.
			-----
Longitud total de la línea.....			98.76 Km.

En la Figura N° 2-02 al final del Capítulo se muestra el esquema unifilar del Sistema proyectado.

## **2.6 Proyección y Determinación de la Máxima Demanda**

El análisis y previsión de la Demanda constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación eléctrica para el diseño de la Línea de Sub-transmisión.

Se ha utilizado el método de Monenco, así mismo se ha tenido en cuenta las metodologías tendenciales (información histórica) de Areas de Servicios similares, también metodologías puramente económicas con resultados probabilísticos toda vez que una crisis económica no se puede reflejar en una fórmula.

### **2.6.1 Características**

Esta metodología fue desarrollada en la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas por la Firma Consultora Canadiense Montreal Engineering Overseas Limited MONENCO ,que se basa en ecuaciones del tipo exponencial, cuyos parámetros se derivan de datos históricos de pueblos electrificados.

### **2.6.2 Pronóstico de la Población**

Se efectúa la proyección del número de habitantes año a año por cada localidad, haciendo uso de las tasas de

incremento poblacional de los dos (2) últimos censos (1972 y 1981), para "n" igual a 9 años.

$$i = \frac{P_f/P_o}{n} - 1$$

$P_f$  = población final  
 $P_o$  = población inicial  
 $i$  = tasa de incremento poblacional

Se fija la tasa de incremento poblacional anual, como límite máximo 4 % y mínimo 0.5 %

### 2.6.3 Pronóstico del número de viviendas

En base a los resultados del último censo año 1981 se determina el número de habitantes por vivienda, a este índice se le denomina Densidad Familiar; este índice se mantiene constante durante el período de proyección.

De la relación de la población proyectada y la densidad familiar se obtiene el número de viviendas.

### 2.6.4 Número de usuarios residenciales

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido en base a los coeficientes de Electrificación multiplicado por el número de viviendas.

El coeficiente de Electrificación inicial y final toman su valor real para el caso de localidades con servicio o es asumido de acuerdo a las características socio-económicas de las localidades.

Para nuestro caso se ha consignado valores desde 0.4 a 0.9

#### 2.6.5 Horas de utilización

Las horas de utilización asumidas para el consumo del sector residencial se muestran en el CUADRO No 2-01 siguiente:

CUADRO No 2-01

LOCALIDADES	HORAS DE UTILIZACION	
	Iniciales	Finales
Pequeñas	1000	1200
Medianas	1200	1600
Mayores	1600	2100

Para lo cual se han tomado en cuenta factores de carga similares a las localidades analizadas.

#### 2.6.6 Consumo de energía en el sector doméstico

El consumo de energía eléctrica de este sector se determina haciendo uso de las curvas exponenciales del tipo :

$$Y = A.X^B$$

Donde :

Y - consumo doméstico anual/abonado.

X - Número de abonados.

A y B = Parámetros que dependen de las localidades.

Para la zona Norte son :

$$Y = 88.1418 X^{0.27161}$$

El consumo de energía en el sector doméstico se obtiene del producto del número de abonados doméstico por el consumo unitario doméstico.

#### **2.6.7 Consumo de energía en el sector comercial**

Para el consumo de energía comercial usamos el factor Kc:

$$Kc = \frac{\text{Consumo de energía comercial}}{\text{Consumo de energía doméstico}}$$

Cuyo valor asumido es 0.15, de acuerdo a estadísticas de localidades similares.

#### **2.6.8 Consumo de energía en el sector uso general**

El consumo para este rubro está en función directa del crecimiento vegetativo de la población así como del

desarrollo económico que puede alcanzar la zona.  
Este sector está constituida por servicios públicos, colegios, hospitales, iglesias, etc.  
Para el consumo de energía de uso general usamos el factor  $K_s$  :

$$K_s = \frac{\text{Consumo energía uso general anual}}{\text{Consumo energía(domést + com.)anual}}$$

Este factor varía entre 0.08 y 0.15, para nuestro caso este valor es de 0.15.

#### 2.6.9 Consumo de energía en el sector industrial

Consumo que depende del desarrollo de actividades artesanales, así como el empleo que se le dé a la electricidad en pequeñas y medianas industrias.  
Para el consumo de energía industrial usamos el factor  $K_i$ :

$$K_i = \frac{\text{Consumo de energía industrial anual}}{\text{Consumo de energía(domest. + com.)anual}}$$

En nuestro caso se ha adoptado el valor de 0.2 para localidades sin servicio, y las localidades con servicio restringido se compara el consumo industrial actual con el de localidades semejantes con servicio



confiable y se efectúan las correcciones si fuera necesario.

#### **2.6.10 Consumo de energía en alumbrado público**

Se considera que el consumo debido a este sector es función del número de familias y su incremento será proporcional al crecimiento poblacional.

De acuerdo a estadísticas de consumo de energía por alumbrado público en localidades cuyo servicio es de aceptable calidad, se ha determinado como valor promedio 60 Kwh/familia.

$$K_p = \frac{\text{Consumo de energía alumbrado público}}{\text{Nº de viviendas de serv.particular.}}$$

#### **2.6.11 Energía Vendida**

Es la sumatoria de los consumos de energía de cada uno de los sectores antes descritos.

#### **2.6.12 Pérdidas en distribución**

Es un porcentaje del consumo de energía vendida para nuestro caso hemos determinado el 6 %

### **2.6.13 Total Energía Distribuida en Areas Urbanas**

Es que se obtiene de sumar el consumo de energía vendida y las pérdidas de distribución.

### **2.6.14 Máxima Demanda Total Urbana**

La máxima demanda neta se obtiene a partir del consumo bruto de energía afectado por las horas de utilización

### **2.6.15 Consumo de Cargas Especiales-Pozos Tubulares**

Los constantes problemas de falta de agua superficial en los últimos años y la aridez en nuestra costa norte ha traído como consecuencia una reducción en miles de hectáreas de tierras cultivables dejando como resultado problemas de tipo socio-económico, especialmente en la micro-región Lambayeque-Illimo-Motupe-Olmos

En respuesta a este problema era necesario la investigación y el aprovechamiento del agua subterránea de una manera óptima y racional de los acuíferos como alternativa principal a la reactivación del agro en nuestro país.

Se ha efectuado un diagnóstico a fin de establecer una red de pozos en las zonas de Lambayeque, Illimo, Pacora, Jayanca, Túcume, Mochumí, Motupe y Olmos. Teniendo como base la fuente de información de los propietarios de los pozos tubulares se determinaron factores de carga de 0.6 a 0.79, asimismo se proyectó a 20 años un aumento de 6 pozos por año y por cada localidad.

Asimismo con la finalidad de mejorar el factor de carga total diario del sistema, previo acuerdo con los propietarios de los pozos, se ha considerado el 20 % de la máxima demanda total de los pozos en la hora de punta (18-19 horas).

#### **2.6.16 Plan Piloto Olmos**

Suministrar energía eléctrica a las Obras de infraestructura del Proyecto hidroenergético de Olmos y a los sistemas de Bombeo del Plan Piloto de irrigación de Olmos.

#### **2.6.17 Cervecería del Norte y Jugos del Norte**

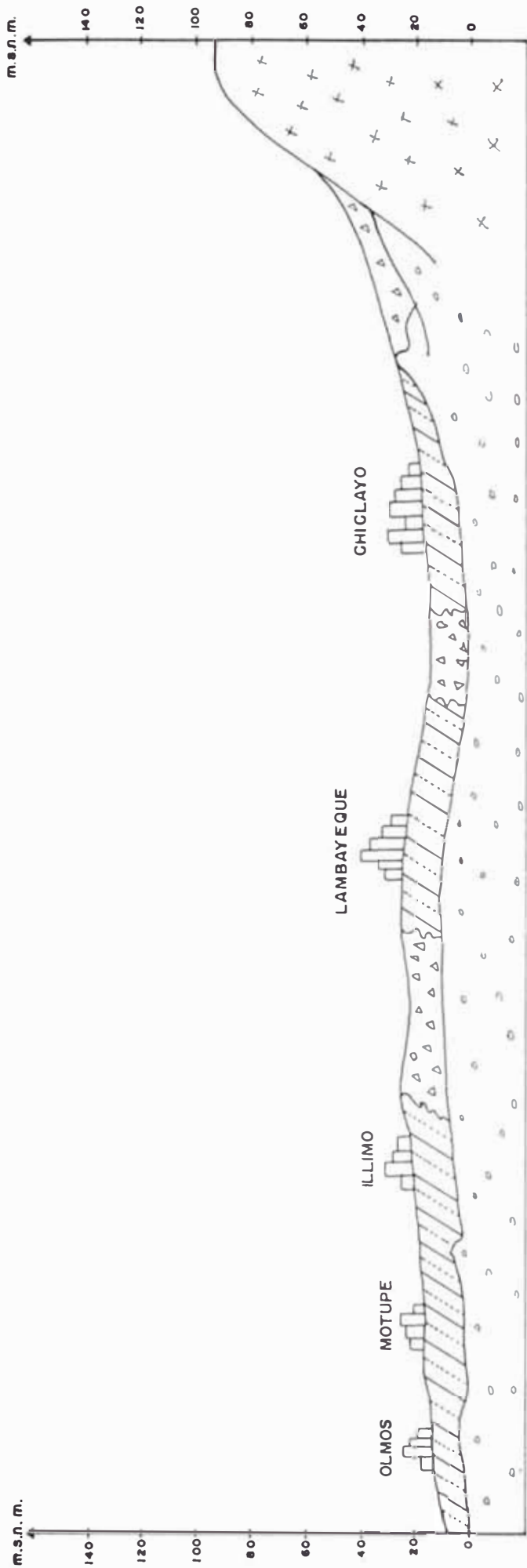
Con relación a los datos y su proyección proporcionados por las fábricas Cervecería del Norte y Jugos del Norte se ha determinado la máxima demanda,

asimismo con la finalidad de mejorar el factor de carga del diagrama de carga diario correspondiente al sistema integral, se ha considerado otorgar en horas de punta (18-19 horas), el 40% de la demanda máxima de las fábricas precitadas.




#### **2.6.18 Pérdidas Red de Media Tensión**

En relación a las cargas especiales, las pérdidas Joule de las redes media tensión se ha asumido el 8 % de la máxima demanda.

Finalmente, considerando lo expuesto anteriormente la Proyección de la demanda en términos de potencia y energía, para el período de utilización del proyecto, se muestra en el ANEXO de MERCADO ELECTRICO.



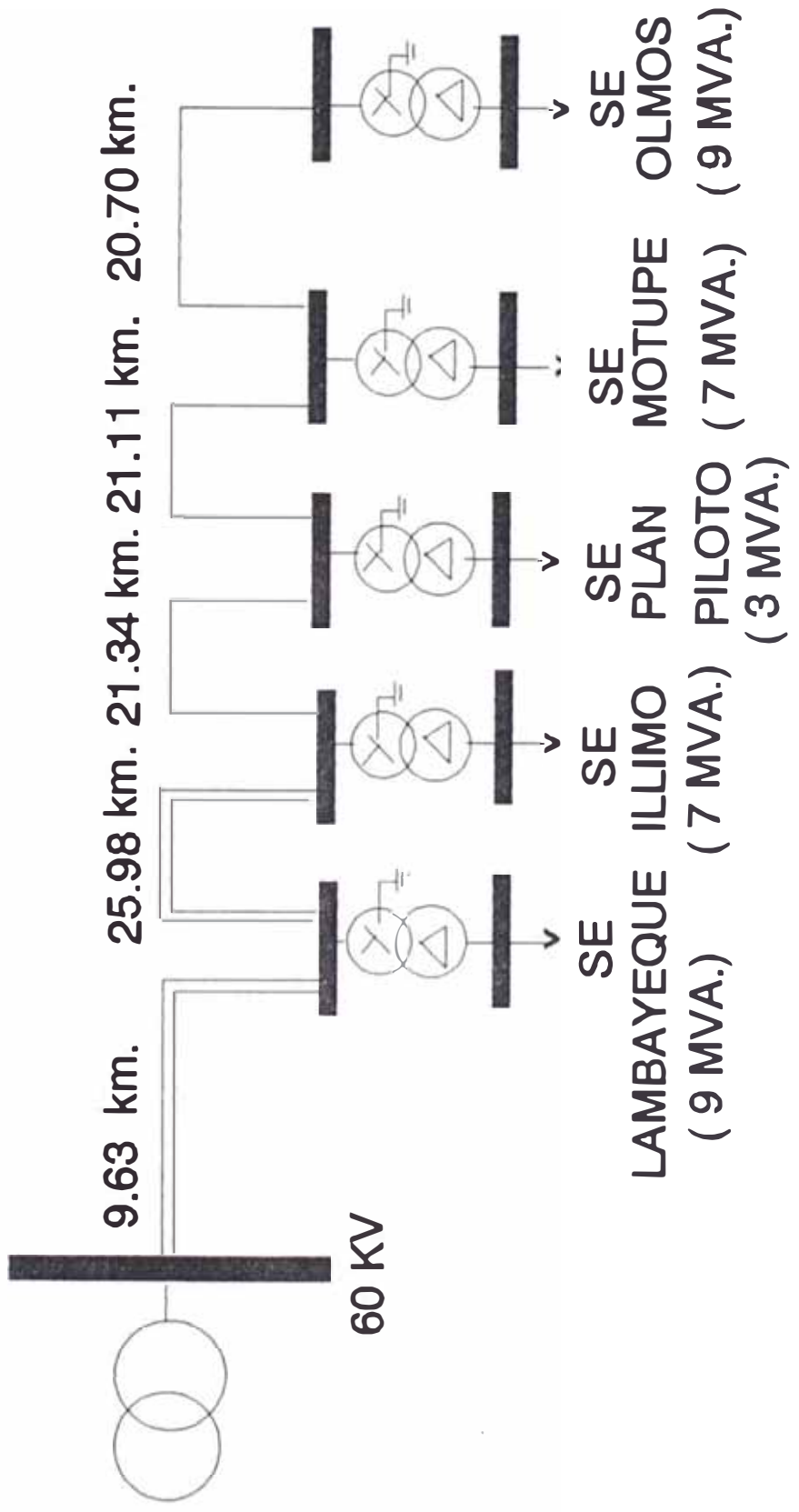
**LEYENDA :**

-  DEPOSITOS ALUVIONALES , ALTERNANCIA DE LIMOS , ARCILLAS Y ARENAS O MEZCLA DE ELLAS.
-  DEPOSITOS COLUVIALES - DELUVIALES FORMANDO CONOS, DEPOSITOS DE TALUD CONSTITUIDO POR CASCAJO, GRAVILLA , ARENA ARCILLOSA POCO COMPACTA.
-  DEPOSITOS DE LA TERRAZA ANTIGUA MARINA , CONSTITUIDO POR BANCOS DE ARENA Y GRAVA MUY COMPACTA.

**FIGURA N° 2 - 01**

FIGURA No 2-02

S.E. CHICLAYO - OESTE



C A P I T U L O   I I I

EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

### III EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

#### 3.1 Introducción

Considerando las alternativas de cobertura de la demanda se ha llevado a cabo el análisis económico que contempla el programa de inversiones necesario para implementar el Proyecto, los costos e ingresos durante la etapa de operación y la rentabilidad del proyecto.

Teniendo en cuenta que es una evaluación económica se prescinde de los gastos financieros ya que el objetivo del análisis es determinar la bondad económica del Proyecto.

#### 3.2 Análisis Económico

##### 3.2.1 Costos del Proyecto

##### Inversiones a nivel de costos de construcción

Existen rubros en los presupuestos que por ser netamente diferenciados y de considerable incidencia



en el monto de la obra, deben ser consignados separadamente, sin incluirlos en los gastos generales y utilidad ; al respecto se han estudiado los diferentes conceptos comprendidos en los costos directos e indirectos, con la posibilidad de establecer el proceso mas fácil para determinar su incidencia en el presupuesto de la obra.

Es así que podemos definir a los costos Directos e Indirectos de la siguiente manera :

**Costos Directos.-**

Determinado por los costos de suministro de equipos incluyendo el transporte, montaje, pruebas y puesta en operación, de acuerdo a la procedencia y cotizaciones obtenidas de los fabricantes en el mes de Noviembre de 1991.

**Costos Indirectos.-**

La suma de todos aquellos gastos que por su naturaleza intrínseca son de aplicación a la obra ejecutada en un lapso determinado que comprende: gastos generales, gastos administrativos, financieros y utilidades que se estima en un 23 % del Costo Directo Total.

Inversiones a nivel de costo de explotación.-

Consiste en sueldos y salarios, materiales, repuestos incluyendo gastos generales y administrativos tanto del personal operativo como administrativo , se ha calculado en base a un porcentaje de los costos de construcción anualmente a partir del año en que entrará en operación el equipamiento de cualquiera de las alternativas propuestas.

- Central Diesel : 8 % anualmente
- Linea de Transmisión 60 KV : 3 % anualmente.

**Combustible**

Los Costos por este concepto han sido calculados a base de la operación que prevé tener los grupos térmicos de la Alternativa N° IV

- Combustible utilizado : Diesel 6
- Características del combustible ;
  - poder calorífico (Kcal /Kg ) : 10,929.83
  - barriles/toneladas : 7.40
  - Kcal / gal : 35,157.26
- Rendimiento promedio de los grupos
  - diesel Kwh/Gal : 12.00
  - Rendimiento del lubricante Kwh/Gal : 2,000.00

## **Costo de la Energía del Sistema Interconectado Centro-Norte**

Dentro del marco del programa integrado de tarifación, la Comisión de Tarifas Eléctricas con la participación de Electroperú S.A., Electrolima S.A., Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad y con el apoyo técnico del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), elaboró el nuevo esquema tarifario basado en Costos Marginales, que son los costos que se incurren al producir una unidad adicional, en nuestro caso, un Kilovatio-hora (KWH) , o los que se ahorrarían al producir una unidad menos, ayudando así a establecer condiciones de eficiencia económica en el sector eléctrico; su aplicación corresponde al Sistema Interconectado Centro Norte que cuenta con el 76 % de la potencia instalada y el 84 % del consumo de energía eléctrica del servicio público de electricidad a nivel nacional.

Para el análisis económico hemos considerado valores de potencia, energía y tarifas referido al mes de setiembre de 1,993.

ELECTRONORTE S.A compra energía a ELECTROPERU S.A. en el nivel de 60 KV, registrando los siguientes valores de consumo en el mes de Setiembre:

Potencia : 42,000 KW

Energía : 15'659,988 Kwh

Según Resolución de la Comisión de Tarifas Eléctricas  
N° 015-93

Tarifa objetivo o real:

Precio potencia : 14.76 S/./Kw mes

Precio potencia : 8.14 Ctv.S/./Kwh

Luego ELECTROPERU S.A. facturó a ELECTRONORTE S.A.:

S/. 1'877,285.27 = a

Precio medio =S/. 1'877,285.27/15'659,988 Kwh -  
= 0.1199S/./Kwh

Tipo de cambio= 2.10 S/./\$US (Set.93)

Precio Medio compra - 0.057 \$US/Kwh

- 5.7 Ctv. \$US/Kwh

Precio medio de compra aplicando nivel tarifario a usuarios finales que equivale a 0.5704, determinado por la Junta General de accionistas del Ministerio de Energía y Minas.

(Facturación con atraso tarifario a tarifa aplicada)

0.5704= -----  
(Facturado a tarifas objetivos o reales)

a x 0.5704 = 1'877,285.27x0.5704 = 1'070,803.52

Pm - 0.0326 \$US/Kwh

- 3.26 Ctv. \$US/Kwh

Resumen de Resultados de Costos del Sistema

<u>Descripción</u>	<u>Promedio Global US \$ / KWH</u>
Generación	3.70
Transmisión	0.81
Distribución	2.36
	6.87

**3.2.2 Ingresos del Proyecto**

Se han considerado como ingreso , la venta de energía y el aporte al fondo de ampliaciones.

Energía Vendida

La tarifa promedio ponderable aplicable en la evaluación económica del presente proyecto ha sido determinada de la siguiente manera:

Precio medio de venta(actual factura)= 0.1355 Soles/Kwh

El tipo de cambio 1 \$US/2.1 S/.

$$0.1355 \text{ Soles/Kwh} = 6.45 \text{ Ctv. } \$US/\text{Kwh}$$

Precio medio de venta(objetivo real)

$$6.45/0.5704=11.30 \text{ Ctv. } \$US/\text{Kwh}$$

RESUMEN

Tipo	Objetivo o real	Actual
Compra	5.70	3.28
Venta	11.30	6.45

Ingreso por Uso de Redes Existentes

De acuerdo a la Ley General de Electricidad N°23406 los usuarios que se conecten a los sistemas de Transmisión y Distribución deberán pagar el Aporte al Fondo de Ampliaciones , fijado periódicamente por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

**VARIACION DEL INDICE PROMEDIO DE USO DE REDES EXISTENTES**

Item	Resolución	Directoral DGE	\$ US /KW
1.0	102-88	del 13.09.88	5.57
2.0	012-89	del 02.03.89	26.80
3.0	117-89	del 26.07.89	111.36
4.0	145-89	del 30.10.89	126.38
5.0	002-90	del 07.01.90	202.93
6.0	051-90	del 06.04.90	156.26
7.0	111-90	del 12.07.90	99.45
8.0	179-90	del 29.10.90	235.46
9.0	004-91	del 30.01.91	277.12

Para la evaluación del Proyecto se ha considerado el índice promedio de Uso de Redes Existentes 300 \$ USA / KW

Valor Residual

En la Evaluación económica se considera el valor residual de las instalaciones que no hayan concluido su vida útil y/o económica , como un ingreso del proyecto en el último año del período de análisis , el valor residual se ha estimado del 10 % del costo de la construcción del Proyecto considerando la depreciación

lineal y como vida útil y económica de 20 años.

### **3.2.3 Rentabilidad Económica del Proyecto**

El propósito de la evaluación es la obtención de los elementos de juicio necesarios para tomar decisiones respecto a la ejecución o no ejecución del proyecto analizando las alternativas propuestas , los flujos de costos exigidos y de beneficios generados por el proyecto no son iguales para todos sus participantes, por lo tanto sus respectivas evaluaciones diferirán entre si.

#### Indicadores

Para efectuar el análisis es factible utilizar los indicadores VAN (Valor actual neto), VAE (Valor anual equivalente), y el VFN (Valor futuro neto) , estos indicadores son equivalentes financieramente, cada camino que elijamos va ha depender de las características de las diferentes alternativas del Proyecto , con el TIR (tasa interna de retorno) se busca maximizar las utilidades, ésta se define como aquella tasa de descuento para lo cual el VAN resulta igual a cero.

### 3.2.4 Alternativas

#### ALTERNATIVA I

##### Línea de Transmisión 33 KV SE Chiclayo Oeste-SE Olmos

Consiste en una línea de Transmisión 33 KV doble terna desde la SE Chiclayo Oeste - SE Motupe y Simple terna SE Motupe - SE Olmos, para la que se considera estructuras de c.a.c. de 14 y 15 m de longitud, conductor de AASC 278.7 mm<sup>2</sup>.; el costo de la construcción de esta línea asciende a 15,020.09 miles de \$ USA.

Para el análisis se ha considerado el cálculo del VAN (valor actual neto), con la tasa de rendimiento mínimo atractiva (TREMA) de 12 %, obteniéndose el valor de 34,456.35 Miles de \$ USA, así mismo la relación Beneficio/Costo (B/C) igual 2.07, y la tasa interna de retorno de 45% según se explica en los Cuadros N° 3-01 y N° 3-02 al final del Capítulo.

#### ALTERNATIVA II

##### Línea de Transmisión 60 KV SE Chiclayo Oeste-SE Olmos

Constituido por una doble terna desde la SE Chiclayo Oeste-SE Illimo y en simple terna SE Illimo-SE Olmos, se considera estructuras de c.a.c. de 20,18 y 16 metros, conductor de aleación de aluminio AASC de



177.3 mm<sup>2</sup>; el costo de la construcción de esta línea asciende a 8,902.44 Miles de \$ USA.

Considerando el TREMA igual a 12 % el VAN es igual a 41,881.44 miles de \$ USA y una tasa interna de retorno de 82.49%, según se detalla en los Cuadros N° 3-03 y N° 3-04 al final del Capítulo.

### **ALTERNATIVA III**

**Línea de Transmisión 138 KV SE Chiclayo Oeste - SE Olmos**

Esta línea considera una terna desde la SE Chiclayo Oeste a la SE Olmos, con estructuras metálicas y conductor de AASC de 107.3 mm<sup>2</sup>, valor que determina una Tensión Crítica Disruptiva de 140.63 KV; el costo de la construcción de esta línea asciende a 18,716.29 miles de \$ USA.

Según los Cuadros N° 3-05 y N° 3-06 al final del Capítulo el VAN es igual a 29,970.21 miles de \$ USA y una tasa de retorno interna de 35%.

### **ALTERNATIVA IV**

**Centrales Térmicas Diesel**

Considera la construcción de las nuevas Centrales Térmicas de Lambayeque y el Plan Piloto Proyecto de Olmos y la ampliación de la potencia instalada de las

Centrales Térmicas existentes de Illimo, Motupe y Olmos, que permita disponer la potencia instalada de 24,600 KW; con una inversión de 24,600 miles de \$ USA.

El VAN calculado asciende a 12,319.24 miles de \$ USA, y una tasa de retorno de 19.3% según de explica en detalle en los Cuadros N° 3-07 y N° 3-08 final del Capítulo.

### **Conclusiones**

Por lo expuesto anteriormente la ALTERNATIVA II es la más conveniente por haberse obtenido el mayor VAN 41,881.44 miles de \$USA comparado con el resto de las alternativas; por otro lado la Tasa Interna de Retorno (TIR), calculado para esta alternativa es de 82.49% ,valor superior al TREMA de 12%; por lo tanto se recomienda llevar a cabo el proyecto en este contexto.

CUADRO 3-01

ALTERNATIVA I  
 LINEA DE TRANSMISION DOBLE TERNA 33KV SE CHICLAYO OESTE - SE OLMOS  
 (miles de dolares USA )

Inversion= 15020.09

AÑOS	OPERACION Y MANTENIMIENTO:	COSTO DE ENERGIA (SICN)	INGRESO REDES EXISTENTE:	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL
0:					
1:	450.6027:	5770.11:	3745.2:	11438.99:	
2:	450.6027:	5904.06:	163.74:	11704.54:	
3:	450.6027:	6038.01:	163.77:	11970.09:	
4:	450.6027:	6172.53:	163.74:	12236.77:	
5:	450.6027:	6306.48:	163.77:	12502.32:	
6:	450.6027:	6440.43:	163.74:	12767.87:	
7:	450.6027:	6574.38:	163.77:	13033.42:	
8:	450.6027:	6708.33:	163.74:	13298.97:	
9:	450.6027:	6842.28:	163.74:	13564.52:	
10:	450.6027:	6976.8:	163.77:	13831.2:	
11:	450.6027:	7110.75:	163.74:	14096.75:	
12:	450.6027:	7244.7:	163.77:	14362.3:	
13:	450.6027:	7378.65:	163.74:	14627.85:	
14:	450.6027:	7512.6:	163.74:	14893.4:	
15:	450.6027:	7647.12:	163.77:	15160.08:	
16:	450.6027:	7781.07:	163.74:	15425.63:	
17:	450.6027:	7915.02:	163.77:	15691.18:	
18:	450.6027:	8048.97:	163.74:	15956.73:	
19:	450.6027:	8182.92:	163.77:	16222.28:	
20:	450.6027:	8316.87:	163.74:	16487.83:	1502.009:

CUADRO 3-02

ALTERNATIVA I  
(valor actual neto en miles de USA \$)

ANOS	: FACTOR : ACTUALIZA:	: COSTOS	: INGRESOS	: VALOR : RESIDUAL	: FLUJO : NETO	: VALOR : ACTUAL	: INGRESO : ACTUALIZA:	: COSTOS : ACTUALIZA:
0		1: 15020.09:		0:		-15020.1:		0: 15020.09:
1	.8928571:	6220.713:	15184.19:		8963.477:	8003.105:	13557.31:	5554.208:
2	.7971939:	6354.663:	11868.28:		5513.617:	4395.422:	9461.320:	5065.898:
3	.7117802:	6488.613:	12133.86:		5645.247:	4018.176:	8636.642:	4618.466:
4	.6355181:	6623.133:	12400.51:		5777.377:	3671.628:	7880.748:	4209.121:
5	.5674269:	6757.083:	12666.09:		5909.007:	3352.929:	7187.080:	3834.150:
6	.5066311:	6891.033:	12931.61:		6040.577:	3060.344:	6551.556:	3491.212:
7	.4523492:	7024.983:	13197.19:		6172.207:	2791.993:	5969.739:	3177.745:
8	.4038832:	7158.933:	13462.71:		6303.777:	2545.990:	5437.363:	2891.373:
9	.3606100:	7292.883:	13728.26:		6435.377:	2320.662:	4950.548:	2629.887:
10	.3219732:	7427.403:	13994.97:		6567.567:	2114.581:	4506.006:	2391.425:
11	.2874761:	7561.353:	14260.49:		6699.137:	1925.842:	4099.550:	2173.708:
12	.2566751:	7695.303:	14526.07:		6830.767:	1753.288:	3728.480:	1975.193:
13	.2291742:	7829.253:	14791.59:		6962.337:	1595.588:	3389.851:	1794.263:
14	.2046198:	7963.203:	15057.14:		7093.937:	1451.560:	3080.989:	1629.429:
15	.1826963:	8097.723:	15323.85:		7226.127:	1320.186:	2799.610:	1479.424:
16	.1631217:	8231.673:	15589.37:		7357.697:	1200.200:	2542.964:	1342.764:
17	.1456443:	8365.623:	15854.95:		7489.327:	1090.778:	2309.184:	1218.406:
18	.1300396:	8499.573:	16120.47:		7620.897:	991.0184:	2096.299:	1105.281:
19	.1161068:	8633.523:	16386.05:		7752.527:	900.1210:	1902.531:	1002.410:
20	.1036668:	8767.473:	16651.57:	1502.009:	9386.106:	973.0273:	1881.923:	908.8955:
: SUB TOTAL:						34456.35	101969.7	67513.35:

34456.35 = VAN  
2.070560 = Relacion B/C  
45 % = TIRE

CUADRO 3-03

=====

ALTERNATIVA II

LINEA DE TRANSMISION DOBLE TERNA 60 KV SE CHICLAYO OESTE - SE ILLIMO  
SIMPLE TERNA SE ILLIMO - SE OLMOS  
(miles de dolares USA )

Inversion= 8902.44

AÑOS	OPERACION Y MANTENIMIENTO:	COSTO DE ENERGIA (SICN)	REDES EXISTENTE:	VENTA DE ENERGIA :	VALOR RESIDUAL :
0:					
1:	267.0732:	5770.11:	3745.2:	11438.99:	
2:	267.0732:	5904.06:	163.74:	11704.54:	
3:	267.0732:	6038.01:	163.77:	11970.09:	
4:	267.0732:	6172.53:	163.74:	12236.77:	
5:	267.0732:	6306.48:	163.77:	12502.32:	
6:	267.0732:	6440.43:	163.74:	12767.87:	
7:	267.0732:	6574.38:	163.77:	13033.42:	
8:	267.0732:	6708.33:	163.74:	13298.97:	
9:	267.0732:	6842.28:	163.74:	13564.52:	
10:	267.0732:	6976.8:	163.77:	13831.2:	
11:	267.0732:	7110.75:	163.74:	14096.75:	
12:	267.0732:	7244.7:	163.77:	14362.3:	
13:	267.0732:	7378.65:	163.74:	14627.85:	
14:	267.0732:	7512.6:	163.74:	14893.4:	
15:	267.0732:	7647.12:	163.77:	15160.08:	
16:	267.0732:	7781.07:	163.74:	15425.63:	
17:	267.0732:	7915.02:	163.77:	15691.18:	
18:	267.0732:	8048.97:	163.74:	15956.73:	
19:	267.0732:	8182.92:	163.77:	16222.28:	
20:	267.0732:	8316.87:	163.74:	16487.83:	890.244:

CUADRO 3-04

=====

ALTERNATIVA II  
(valor actual neto en miles de USA \$)

AÑO	:FACTOR :ACTUALIZA:	:COSTOS	:INGRESOS	:VALOR :RESIDUAL	:FLUJO :NETO	:VALOR :ACTUAL	:INGRESO :ACTUALIZA:	:COSTOS :ACTUALIZA:
			+	+				
0	1:	8902.44:	0:		-8902.44:	-8902.44:	0:	8902.44:
1	.8928571:	6037.183:	15184.19:		9147.007:	8166.970:	13557.31:	5390.342:
2	.7971939:	6171.133:	11868.28:		5697.147:	4541.731:	9461.320:	4919.590:
3	.7117802:	6305.083:	12133.86:		5828.777:	4148.808:	8636.642:	4487.834:
4	.6355181:	6439.603:	12400.51:		5960.907:	3788.264:	7880.748:	4092.484:
5	.5674269:	6573.553:	12666.09:		6092.537:	3457.069:	7187.080:	3730.011:
6	.5066311:	6707.503:	12931.61:		6224.107:	3153.326:	6551.556:	3398.230:
7	.4523492:	6841.453:	13197.19:		6355.737:	2875.013:	5969.739:	3094.726:
8	.4038832:	6975.403:	13462.71:		6487.307:	2620.114:	5437.363:	2817.248:
9	.3606100:	7109.353:	13725.26:		6618.907:	2386.844:	4950.548:	2563.704:
10	.3219732:	7243.873:	13994.97:		6751.097:	2173.672:	4506.006:	2332.333:
11	.2874761:	7377.823:	14260.49:		6882.667:	1978.602:	4099.550:	2120.948:
12	.2566751:	7511.773:	14526.07:		7014.297:	1800.395:	3728.480:	1928.085:
13	.2291742:	7645.723:	14791.59:		7145.867:	1637.648:	3389.851:	1752.202:
14	.2046198:	7779.673:	15057.14:		7277.467:	1489.114:	3080.989:	1591.375:
15	.1826963:	7914.193:	15323.85:		7409.657:	1353.717:	2799.610:	1445.894:
16	.1631217:	8048.143:	15589.37:		7541.227:	1230.137:	2542.964:	1312.825:
17	.1456443:	8182.093:	15854.95:		7672.857:	1117.508:	2309.184:	1191.676:
18	.1300396:	8316.043:	16120.47:		7804.427:	1014.884:	2096.299:	1081.415:
19	.1161068:	8449.993:	16386.05:		7936.057:	921.4300:	1902.531:	981.1015:
20	.1036668:	8583.943:	16651.57:	890.244:	8957.871:	928.6335:	1818.503:	889.8696:
:SUB TOTAL:						41881.44	101906.3	60024.83:

41881.44 = VAN  
2.043561 = Relacion B/C  
82.49 % = TIRE

CUADRO 3-05

ALTERNATIVA III  
 LINEA DE TRANSMISION SIMPLE TERNA 138 KV SE CHICLAYO OESTE - SE OLMOS  
 (miles de dolares USA )

Inversion= 18716.29

AÑOS	OPERACION Y MANTENIMIENTO:	COSTO DE ENERGIA (SICN)	REDES EXISTENTE:	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL
0:					
1:	561.4887:	5770.11:	3745.2:	11438.99:	
2:	561.4887:	5904.06:	163.74:	11704.54:	
3:	561.4887:	6038.01:	163.77:	11970.09:	
4:	561.4887:	6172.53:	163.74:	12236.77:	
5:	561.4887:	6306.48:	163.77:	12502.32:	
6:	561.4887:	6440.43:	163.74:	12767.87:	
7:	561.4887:	6574.38:	163.77:	13033.42:	
8:	561.4887:	6708.33:	163.74:	13298.97:	
9:	561.4887:	6842.28:	163.74:	13564.52:	
10:	561.4887:	6976.8:	163.77:	13831.2:	
11:	561.4887:	7110.75:	163.74:	14096.75:	
12:	561.4887:	7244.7:	163.77:	14362.3:	
13:	561.4887:	7378.65:	163.74:	14627.85:	
14:	561.4887:	7512.6:	163.74:	14893.4:	
15:	561.4887:	7647.12:	163.77:	15160.08:	
16:	561.4887:	7781.07:	163.74:	15425.63:	
17:	561.4887:	7915.02:	163.77:	15691.18:	
18:	561.4887:	8048.97:	163.74:	15956.73:	
19:	561.4887:	8182.92:	163.77:	16222.28:	
20:	561.4887:	8316.87:	163.74:	16487.83:	1871.629:

CUADRO 3-06

ALTERNATIVA III  
(valor actual neto en miles de USA \$)

: * AÑOS	: FACTOR : COSTOS	: INGRESOS	: VALOR : FLUJO	: VALOR : INGRESO	: COSTOS	
	: ACTUALIZA:		: RESIDUAL : NETO	: ACTUAL	: ACTUALIZA: ACTUALIZA:	
		+	+			
0	1: 18716.29:	0:	-18716.3:	-18716.3:	0: 18716.29:	
1	.8928571: 6331.599:	15184.19:	8852.591:	7904.099:	13557.31: 5653.213:	
2	.7971939: 6465.549:	11868.28:	5402.731:	4307.024:	9461.320: 5154.296:	
3	.7117802: 6599.499:	12133.86:	5534.361:	3939.249:	8636.642: 4697.393:	
4	.6355181: 6734.019:	12400.51:	5666.491:	3601.158:	7880.748: 4279.591:	
5	.5674269: 6867.969:	12666.09:	5798.121:	3290.010:	7187.080: 3897.070:	
6	.5066311: 7001.919:	12931.61:	5929.691:	3004.166:	6551.556: 3547.390:	
7	.4523492: 7135.869:	13197.19:	6061.321:	2741.834:	5969.739: 3227.905:	
8	.4038832: 7269.819:	13462.71:	6192.891:	2501.205:	5437.363: 2936.158:	
9	.3606100: 7403.769:	13728.26:	6324.491:	2280.675:	4950.548: 2669.873:	
10	.3219732: 7538.289:	13994.97:	6456.681:	2078.879:	4506.006: 2427.127:	
11	.2874761: 7672.239:	14260.49:	6588.251:	1893.965:	4099.550: 2205.585:	
12	.2566751: 7806.189:	14526.07:	6719.881:	1724.826:	3728.480: 2003.654:	
13	.2291742: 7940.139:	14791.59:	6851.451:	1570.176:	3389.851: 1819.675:	
14	.2046198: 8074.089:	15057.14:	6983.051:	1428.871:	3080.989: 1652.119:	
15	.1826963: 8208.609:	15323.85:	7115.241:	1299.928:	2799.610: 1499.682:	
16	.1631217: 8342.559:	15589.37:	7246.811:	1182.112:	2542.964: 1360.852:	
17	.1456443: 8476.509:	15854.95:	7378.441:	1074.628:	2309.184: 1234.556:	
18	.1300396: 8610.459:	16120.47:	7510.011:	976.5988:	2096.299: 1119.701:	
19	.1161068: 8744.409:	16386.05:	7641.641:	887.2463:	1902.531: 1015.285:	
20	.1036668: 8878.359:	16651.57:	1871.629:	9644.840:	999.8494: 1920.240: 920.3907:	
: SUB TOTAL:				29970.21	102008.0	72037.80:

29970.21 = VAN  
2.086331 = Relacion B/C  
35 % = TIRE



CENTRALES TERMICAS DIESEL  
ALTERNATIVA IV  
(miles de dolares USA )

Inversion= 24600

ANOS	OPERACION Y MANTENIMIENTO:	COMBUSTIBLE:	LUBRICANTE:	REDES EXISTENTE:	VENTA DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL
0:						
1:	1968:	5905.08333:	308.24535:	3745.2:	11438.99:	
2:	1968:	6042.16667:	315.4011:	163.74:	11704.54:	
3:	1968:	6179.25:	322.55685:	163.77:	11970.09:	
4:	1968:	6316.91667:	329.74305:	163.74:	12236.77:	
5:	1968:	6454:	336.8988:	163.77:	12502.32:	
6:	1968:	6591.08333:	344.05455:	163.74:	12767.87:	
7:	1968:	6728.16667:	351.2103:	163.77:	13033.42:	
8:	1968:	6865.25:	358.36605:	163.74:	13298.97:	
9:	1968:	7002.33333:	365.5218:	163.74:	13564.52:	
10:	1968:	7140:	372.708:	163.77:	13831.2:	
11:	1968:	7277.08333:	379.86375:	163.74:	14096.75:	
12:	1968:	7414.16667:	387.0195:	163.77:	14362.3:	
13:	1968:	7551.25:	394.17525:	163.74:	14627.85:	
14:	1968:	7688.33333:	401.331:	163.74:	14893.4:	
15:	1968:	7826:	408.5172:	163.77:	15160.08:	
16:	1968:	7963.08333:	415.67295:	163.74:	15425.63:	
17:	1968:	8100.16667:	422.8287:	163.77:	15691.18:	
18:	1968:	8237.25:	429.98445:	163.74:	15956.73:	
19:	1968:	8374.33333:	437.1402:	163.77:	16222.28:	
20:	1968:	8511.41667:	444.29595:	163.74:	16487.83:	3444:

CUADRO 3-08

ALTERNATIVA IV  
(valor actual neto en miles de USA \$)

ANOS	:FACTOR :ACTUALIZA:	:COSTOS	:INGRESOS	:VALOR :RESIDUAL	:FLUJO :NETO	:VALOR :ACTUAL	:INGRESO :ACTUALIZA:	:COSTOS :ACTUALIZA:
0	1:	24600:	0:		-24600:	-24600:	0:	24600:
1	.8928571:	8181.329:	15184.19:		7002.861:	6252.555:	13557.31:	7304.758:
2	.7971939:	8010.167:	11868.28:		3858.113:	3075.664:	9461.320:	6385.656:
3	.7117802:	8147.25:	12133.86:		3986.61:	2837.590:	8636.642:	5799.052:
4	.6355181:	8284.917:	12400.51:		4115.593:	2615.534:	7880.748:	5265.214:
5	.5674269:	8422:	12666.09:		4244.09:	2408.211:	7187.080:	4778.869:
6	.5066311:	8559.083:	12931.61:		4372.527:	2215.258:	6551.556:	4336.298:
7	.4523492:	8696.167:	13197.19:		4501.023:	2036.034:	5969.739:	3933.704:
8	.4038832:	8833.25:	13462.71:		4629.46:	1869.761:	5437.363:	3567.602:
9	.3606100:	8970.333:	13728.26:		4757.927:	1715.756:	4950.548:	3234.792:
10	.3219732:	9108:	13994.97:		4886.97:	1573.474:	4506.006:	2932.532:
11	.2874761:	9245.083:	14260.49:		5015.407:	1441.810:	4099.550:	2657.741:
12	.2566751:	9382.167:	14526.07:		5143.903:	1320.312:	3728.480:	2408.169:
13	.2291742:	9519.25:	14791.59:		5272.34:	1208.284:	3389.851:	2181.566:
14	.2046198:	9656.333:	15057.14:		5400.807:	1105.112:	3080.989:	1975.877:
15	.1826963:	9794:	15323.85:		5529.85:	1010.283:	2799.610:	1789.327:
16	.1631217:	9931.083:	15589.37:		5658.287:	922.9891:	2542.964:	1619.975:
17	.1456443:	10068.17:	15854.95:		5786.783:	842.8122:	2309.184:	1466.371:
18	.1300396:	10205.25:	16120.47:		5915.22:	769.2128:	2096.299:	1327.087:
19	.1161068:	10342.33:	16386.05:		6043.717:	701.7165:	1902.531:	1200.815:
20	.1036668:	10479.42:	16651.57:	3444:	9616.153:	996.8755:	2083.243:	1086.367:
: SUB TOTAL:						12319.24	102171.0	89851.77:
12319.24 = VAN								
1.917623 = Relación B/C								
19.3 = TIRE %								

C A P I T U L O   I V

DISEÑO TÉCNICO

IV  
DISEÑO TÉCNICO

4.1 Elección de la Ruta

4.1.1 Selección y Descripción de la Ruta

Para la elección de la ruta se ha tenido en cuenta la siguiente información.

Fuerza Aérea Peruana

Planos Cartográficos

Fotos Aéreas

Ministerio de Agricultura

Plano zona Agrícola

Ministerio de Transportes y Comunicaciones

Caminos y Carreteras

Compañía de Electricidad

Planos de los Sistemas de Transmisión,  
Subtransmisión, y Distribución.

Entel Perú

Rutas y Características del Sistema telefónico y telegráfico.

Con la ayuda de la información referida anteriormente se graficó en gabinete preliminarmente la ruta más conveniente, luego se determinó el trazo definitivo in situ utilizando el equipo topográfico.

Para el trazo de la ruta de la línea se ha previsto utilizar en lo posible la menor cantidad de ángulos y ser paralelo a trochas carrozables y/o carreteras. Se ha tenido en cuenta también las líneas primarias en 10 KV existentes y la línea telegráfica, respetando las distancias mínimas que exigen las Normas Internacionales.

#### **4.1.2 Derecho de paso y caminos de acceso**

Las Empresas de Servicio Público de Electricidad tienen el derecho de imponer servidumbres de conformidad, con lo establecido en la Ley General de Electricidad Nº 23406 y su reglamento o la Ley de Concesiones Eléctricas Decreto Ley No 25844 y su Reglamento vigente a partir del 5.12.92. El derecho de establecer una servidumbre al amparo de la presente

ley obliga a indemnizar al perjuicio que ella causara y a pagar por el uso del bien gravado.

La servidumbre de electroducto comprende la ocupación de la superficie y de los aires necesarios para el asentamiento y fijación de los postes de sustentación de los conductores eléctricos, así como la faja de los aires en la que estos se encuentran instalados.

En el diagnóstico del trazo de la ruta más conveniente se ha tomado en cuenta los caminos de acceso para facilitar el mantenimiento de la línea, tratando que esta se instale cercana y paralelamente a las trochas carrozables y a la carretera Panamericana Norte.

En la siguiente tabla se indican los anchos mínimos de fajas de servidumbre para diferentes niveles de tensión.

ANCHO MINIMO DE LA LINEA (KV)	ANCHO (Metros)
220 - 380	25
145 - 115	20
70 - 60	16
36 - 20	11
15 - 10	

#### **4.1.3 Características topográficas de los trazos con indicación del Perfil topográfico:**

Véase los Planos del Perfil y Planimetría de la Línea.

#### **4.2 Diseño Eléctrico**

##### **Determinación del Nivel de Tensión**

Para la elección del nivel de tensión se tendrá en cuenta dos factores importantes, la regulación de la línea y el cálculo de la tensión económica, ésta última se evaluará técnicamente y económicamente; la línea de Subtransmisión para distintas tensiones de servicio, pero con la misma carga.

##### **4.2.1 Análisis de la regulación de tensión y del transporte de energía en 60 kv.**

Analizaremos que es posible llegar al punto más alejado con dos ternas y estar por encima del límite del Tap inferior de Tensión del Transformador de Potencia con regulación bajo carga 60/10 KV.

De los diagramas de carga diario proyectados en las Sub-estaciones de Lambayeque, Illimo, Plan Piloto, Motupe y Olmos se aprecia que a las 19.00 horas en el

año 2015 se presentará la mayor caída de tensión, considerando el conductor Aleación de Aluminio AASC desnudo de 177.3 mm<sup>2</sup> de sección tenemos la caída de tensión en el Cuadro No 4-01 que a continuación mostramos:

**Cuadro No 4-01**

S.E.	D (Km)	Carga (Kw)	V (KV)	ΣV (KV)	Tensión (KV)	ΣV% (KV)
CHICLAYO					59.13/2.94°	0
LAMBAY.	9.360	6,900	0.45	0.45	58.68/2.69°	0.76
ILLIMO	25.980	5,250	1.29	1.74	57.39/1.97°	2.94
P.PILOTO	21.340	2,000	1.31	3.05	56.08/1.20°	5.15
MOTUPE	21.220	4,505	1.33	4.38	54.75/0.44°	7.40
OLMOS	20.700	6,000	0.75	5.13	54.00/0°	8.67

La relación de transformación de los transformadores en las Subestaciones de Lambayeque, Illimo y Motupe es la siguiente:

$$\frac{60,000 \pm 4 \times 2.5\%}{10,000}$$

Lo que significa que la mínima tensión que puede aceptar el primario es de:

$$58,000 - 6,000 = 54,000 \text{ voltios}$$

Este último valor esta por debajo de la tensión a registrarse en la S.E. Olmos que con 8.67% de caída de tensión resulta 54.70/0° KV por lo que la línea de



sub-transmisión con conductor de aleación de aluminio AASC de 177.3 mm<sup>2</sup> puede transmitir lo que exige la demanda en forma continua y a la tensión de servicio aceptable.

Lo referente a la capacidad térmica de transporte, en el diagrama de carga diario total se puede apreciar que la máxima potencia a transmitir será de 24,655 KW y ocurrirá a las 19.00 horas del año 2010 con un factor de potencia de 0.9, lo que equivale a tener una potencia aparente de 27,394.40 KVA, en consecuencia el conductor de aleación de aluminio AASC de 177.3 mm<sup>2</sup> puede transmitir dicha potencia.

#### **4.2.2 Tensión Económica a Transmitir.**

Para establecer las tensiones más convenientes, aun cuando existen fórmulas empíricas que establecen cierta relación entre las potencias a transmitir, voltajes y distancias, es mucho más útil calcular en detalle la línea de subtransmisión técnicamente y económicamente, con varias tensiones distintas pero transmitiendo la misma potencia.

En nuestro caso resulta más conveniente transmitir la carga requerida a 60 KV según demostraremos más adelante.

Es apreciable que los gastos de conductores (c) son elevadísimos para tensiones menores ,por cuanto la corriente es mayor en proporción inversa, por otro lado al crecer el voltaje los gastos de los conductores disminuyen casi hiperbólicamente pero al llegar el voltaje a cierto punto , la sección del conductor no experimenta disminución mas , por varias razones y comienza a aumentar el costo del conductor al adoptar secciones cada vez mayores y mantener , el limite permisible de las pérdidas por Efecto Corona.

Las estructuras o postes , aisladores y accesorios son casi invariables dentro de ciertos limites de tensión pero al aumentar la separación entre conductores ,asi como la distancia interpostal , la flecha y la altura de los apoyos , sus costos empiezan a crecer.

Al sumar estas partidas se encontrará un gasto total que pasa por un minimo ,el cual indica la tension mas económica para el Proyecto.

### **PREMISAS ASUMIDAS PARA LINEAS DE TRASMISION**

Se han considerado vanos promedios de 380 m, 350m, 250m y 200m para líneas a 138 KV, 60 KV y 33 KV respectivamente.

### **MATERIALES**

#### Conductores

Se han utilizado solamente para efectos de análisis conductores de aluminio reforzado con acero ASCR y aleación AASC.

#### Soportes

Para líneas de 138 KV se han considerado torres de acero galvanizado tipo Celosía resistente a la corrosión atmosférica, sus pesos han sido calculados teniendo en cuenta el nivel de tensión, sección de los conductores, esfuerzos, etc; para líneas a 60 KV y 33 KV se han considerado postes de concreto armado centrifugado de fabricación nacional.

#### Aisladores

Se han utilizado aisladores tipo antineblina (bola y casquillo) de porcelana, del más alto grado,

esmaltados, la bola y el casquillo galvanizados, el número de aisladores por cadena asumido es el siguiente:

Tensión KV	Nº aisladores
138	12
60	5
33	3

#### Accesorios

En los costos están incluidos los accesorios de conductores, aisladores, torres, postes de c.a.c tales como manguitos de empalme, manguitos de reparación, amortiguadores, varillas de armar, grapas, ferretería de cadena de aisladores, materiales de puesta a tierra de torres y/o postes de c.a.c.

#### MANO DE OBRA

En este rubro se han considerado los costos de excavaciones, cimentaciones, compactación, armados de soportes tendido y tensado de conductores, caminos de acceso y otros.

#### TRANSPORTE LOCAL

El costo de transporte de materiales ha sido calculado teniendo en cuenta el peso de los materiales, distancia promedio a transportarse, tarifas.

**PREMISAS ASUMIDAS EN LA DETERMINACION DE LOS COSTOS DE SALIDA O LLEGADA DE LINEAS EN SUBESTACIONES.**

En los costos correspondientes a este rubro se ha incluido lo siguiente:

Equipos principales

Seccionadores, interruptor automático, transformadores de corriente, tensión, trampa de onda y pararrayos.

Materiales y Equipos auxiliares

Tableros de control, sistema de suministro de corriente continua, material alámbrico, cable de control, equipos de iluminación, etc.

Construcción.

Transporte de equipos y materiales a la obra, obras civiles e instalación.

**PREMISAS ASUMIDAS EN EL CALCULO DE COSTOS DE SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION.**

Materiales

Materiales y equipos principales

Transformadores de potencia, interruptor, seccionadores, transformadores de tensión, de corriente, pararrayos.

#### Materiales y equipos auxiliares

Estructuras de acero para patio de llaves, tableros de control, sistema de suministro de corriente continua, transformadores de servicio auxiliar, cables de fuerza, cables de control, material alámbrico, sistema de aire comprimido, iluminación y otros.

#### Construcción

Transporte local, obras civiles, instalaciones sanitarias, suministro de equipos y materiales electromecánicos.

#### **ALTERNATIVA 1 NIVEL DE TENSION 33 KV**

---

Para transmitir la máxima demanda en condiciones óptimas de operación se precisa la utilización de dos (2) ternas en 33 KV, desde la SE Chiclayo Oeste hasta la S.E. Olmos utilizando conductor Aleación de Aluminio AASC de 278.7 mm<sup>2</sup>, obteniéndose la caída de tensión mas desfavorable de 19.50 %

DESCRIPCIÓN	Cant.	mil \$/Km	mil \$
LT SE Chiclayo Oeste-SE Motupe, 33 KV, doble terna	76.48Km	122.96	9,403.94
LT SE Motupe - SE Olmos, 33 KV, simple terna	22.28	104.61	2,330.82
SE 33/10 KV, 7 MVA	2	650.41	1,300.82
SE 33/10 KV, 4 MVA	1	547.55	547.55
SE 33/10 KV, 9 MVA	2	718.48	1,436.96
<b>TOTAL</b>			<b>15,020.09</b>

**ALTERNATIVA 2 NIVEL DE TENSION 60 KV**

-----

Se considera doble terna en 60 KV desde la SE Chiclayo Oeste - SE Olmos, conductor AASC 177.3 mm<sup>2</sup>, con caída de tensión de 8.67% utilizando estructuras de C.A.C. de 20 m.

DESCRIPCIÓN	Cant.	mil \$/Km	mil \$
LT SE Chiclayo Oeste-SE Olmos simple terna	98.76Km	49.78	4,916.77
SE 60/10 KV, 7 MVA	2	794.11	1,588.22
SE 60/10 KV, 4 MVA	1	748.73	748.73
SE 60/10 KV, 9 MVA	2	824.36	1,648.72
<b>TOTAL</b>			<b>8,902.44</b>

**ALTERNATIVA 3 NIVEL DE TENSION 138 KV**  
-----

Se considera una terna en 138 KV, desde la SE Chiclayo-Oeste hasta la SE de Olmos, conductor AASC 107.3 mm<sup>2</sup> con esta tensión se tiene una tensión Crítica Disruptiva de 152.25 KV valor por encima de la tensión de servicio 138 KV.

DESCRIPCION	Cant.	mil \$/Km	mil \$
LT SE Chiclayo Oeste- SE Olmos, una terna	98.76 Km	46.06	4,549.29
SE 220/138 KV, 36 MVA	1	4,930	4,930.00
SE 138/10 KV, 7 MVA	2	1,309	2,618.00
SE 138/10 KV, 4 MVA	1	1,234	1,234.00
SE 138/10 KV, 9 MVA	2	1,361	2,722.00
TOTAL			16,053.29

**CONCLUSION**

Por lo anteriormente expuesto es más conveniente económicamente transmitir la energía eléctrica al nivel de tensión nominal 60 KV.



#### 4.2.3 Análisis para la determinación del aislamiento

Para la determinación del Nivel de Aislamiento se tratará esencialmente sobre el dimensionamiento eléctrico de los aisladores, para lo cual se tendrá que cumplir tres condiciones:

Tensión de servicio, la nominal permanente  
Sobretensiones internas, por maniobras y  
debido a cortocircuitos.  
Sobretensiones atmosféricas.

Este cálculo se ha definido de acuerdo a

#### Definiciones básicas

##### **Tensión de Servicio**

Es la tensión nominal permanente de operación de la línea, para nuestro caso el nivel de tensión es de 60 KV, su variación para la regulación de la tensión dependerá de la posición del Tap. del Transformador de 220/60 KV ubicado en la Subestación Chiclayo - Oeste.

### **Sobretensiones internas**

**Sobretensiones de Maniobras.-** Se trata de oscilaciones de alta frecuencia de 400 a 3,000 ciclos por segundo que se amortiguan en el orden de los microsegundos, generalmente se produce durante la operación normal de un sistema de potencia debido a la apertura o cierre de interruptores.

#### **Sobretensiones a frecuencia industrial .**

Estas sobretensiones son temporales, producen frecuencia industrial, con una duración de varios ciclos o segundos, cuando opera un interruptor que desconecta a circuitos fallados. Los cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra originan sobrevoltajes a tierra en las fases que no han hallado la cual depende principalmente de la forma como esta conectado el neutro del sistema; si el neutro esta aislado el incremento de las fases sanas es del orden de 1.73 p.u, en el caso que el neutro esté conectado directamente a tierra dicho factor es del orden de 1.2 a 1.4 p.u.

Los cortocircuitos trifásicos y bifásicos no producen sobrevoltajes a tierra. Además, los sobrevoltajes a tierra debido a cortocircuitos monofásicos a tierra generalmente son de mayor magnitud que los cortocircuitos bifásicos a tierra.

Cálculo del nivel de aislamiento.

a) **Consideraciones de diseño.**

Para calcular el aislamiento por esfuerzos eléctricos se ha tenido en cuenta lo siguiente:

Tensión de servicio : 60 KV

Altura máxima : 40 m

Nivel de contaminación : Zona arenosa,  
relativamente salina

Temperatura promedio : 25 °C

Para tal efecto se ha escogido el mayor valor de las solicitaciones de sobretensión a frecuencia industrial y por maniobra sin y con contaminación, hallando el número de aisladores con el uso de los catálogos.

Tomando como premisa lo descrito anteriormente que define la tensión de las líneas en 60 KV; se efectuará una evaluación, que permita determinar el nivel de aislamiento entre conductores y entre conductores y masa.

b) **Bases de cálculo:**

b.1. Tensión máxima de servicio a la altura de operación según Norma IEC-71A corresponde a 75.7 KV y el nivel básico de aislamiento de 450 Kv.

b.2. Solicitaciones de sobre tensiones.

El aislamiento de la línea será dimensionada para soportar las sobre tensiones internas, es decir sobre tensiones por maniobra y sobre tensiones a la frecuencia de servicio.

La longitud de la cadena de aisladores y el espaciamiento en las estructuras, será determinado para soportar el mas grande impulso por maniobra y sobre tensión a la frecuencia de servicio, bajo la condición de prueba en estado húmedo.

b.3. Tipo de aisladores a utilizarse

Por el nivel de aislamiento, facilidad de suministro (stock) condiciones de operación y mantenimiento; de utilizará cadena de aisladores tanto para suspensión como anclaje.

Los aisladores serán standard, tipo bola - casquillo (ball and sacket ).

c) Dimensionamiento de la cadena de aisladores.

c.1 Sobretensión a frecuencia industrial (vcd)

c.1.1 Sin contaminación

VLL	Voltaje de línea máximo en KV	72.50
Ks	Sobrevoltaje a frecuencia Industrial.	1.05
Kf	Incremento de Voltaje en caso de fallas por cc Monofásico 1.3 a 2	1.40
Ha	Factor que relaciona el % de la humedad y temperatura °C ver	
	<b>Cuadro N° 4.01.</b>	13.80
Hv	Factor de corrección por humedad del aire en gr/m <sup>3</sup> para cadenas	

	cortas igual a :	0.91
	$1.1003-0.0114*Ha+0.000599*Ha^2-(1.939*Ha^3)/100,000$	
Hv	Factor de corrección por humedad del aire en gr/m <sup>3</sup> para cadenas largas igual a :	2.63
	$1.2086-0.0214*Ha+0.00943*Ha^2-(2.941*Ha^3)/100,000$	
Tp	Precipitación en milímetros por minuto ver <b>Figura 4-01.</b>	2.00
Kp	Factor de corrección por precipitación igual a :	0.78
	$0.9930-0.174*Tp+0.04308*Tp^2-0.0044899*Tp^3+0.000201*Tp^4$	
Ta	Resistividad del agua en KΩ - cm ver <b>Figura 4.02.</b>	3.20
Kr	Factor de corrección por resistividad del agua en KΩ- cm igual a:	0.79
Kd	Número de desviaciones standard a tomar el valor de 2.	2.00
σ	Desviación standard 3%	0.03
Dfi	Mínima distancia a masa por oscilación de la cadena de de aisladores en m	1.00
n	Exponente en función de Dfi es igual a $1-0.1*Dfi$	0.90
H	Altura sobre el nivel del mar en m	40.00
T	Temperatura del aire en °C	25.00

$\Theta$  Densidad relativa del aire  
 igual a: 0.98

$$\frac{3.86}{2.72+t} * 10^{\frac{76}{(1+0.0036*t)718400}}$$

$$V_{cd} = \{VLL / [(1 - K_d * \sigma) \sqrt{3}]\} * K_s * K_f * H_v / (\Theta^n * K_p * K_r)$$

$$V_{cd} = 286.38 \text{ Kv}$$

De conformidad a la norma ANSI standard  
 C29.1 para 60 Hz flashover "+" y/o "-"  
 corresponde el uso de 5 aisladores de  
**suspensión 5 3/4\*10" Antifog.**

c.1.2 Con contaminación

VLL	Voltaje máximo de línea en KV	72.5
Kf	Incremento de voltaje en caso de falla por cortocircuito mono fásico	1.4
Ks	Sobrevoltaje a frecuencia indus trial	1.05
Kse	Factor de seguridad	1.05
En	Tensión de sostenimiento a fre cuencia industrial del Cuadro N° <b>4.02.</b>	13.70

$\Theta$  Densidad relativa del aire  
 igual a: 0.98

$$N_n = VLL * K_f * K_s * K_{se} / (1.73 * E_n * \Theta)$$

$$N_n = 4.82 \text{ Aisladores}$$

Se asume 5 Aisladores antifog 5 3/4\*10"

**c.2 Sobretensiones internas por maniobra (vic)**

c.2.1 Sin contaminación

VLL	Voltaje de línea máximo en KV	72.50
Sm	Sobretensión de maniobra en p.u.	2.20
K1	Relación Tensión de impulso (laboratorio) sobretensión de maniobra (real)	1.20
K2	Factor de corrección por lluvia	1.05
Ha	Valor en función del % de la humedad y temperatura °C ver <b>Cuadro N° 4.01.</b>	13.80
Hv	Factor de corrección por humedad del aire en gr/m <sup>3</sup> para cadenas cortas igual a :	0.91
	$1.1003-0.0114*Ha+0.000599*Ha^2-(1.939*Ha^3)/100,000$	
Hv	Factor de corrección por humedad del aire en gr/m <sup>3</sup> para cadenas largas igual a :	2.63
	$1.2086-0.0214*Ha+0.00943*Ha^2-(2.941*Ha^3)/100,000$	
Ds	Distancia mínima a masa en metros	1.00
n	Exponente que depende de la distancia mínima a masa igual a :	1.14
	$1.4166-0.3031*Ds+0.03081*Ds^2-0.001107*Ds^3$	
Kd	3, (99.87% probabilidad no interrupción EPRI)	



	1.3, (90% probabilidad no disrupción IEC)	1.30
$\sigma$	Desviación standard 6%	0.06
H	Altura sobre el nivel del mar en m	40.00
T	Temperatura del aire en °C	25.00
$\Theta$	Densidad relativa del aire igual a:	0.98

$$\frac{3.86}{2.72+t} * \frac{76}{10^{(h*(1+0.0036*t)/18400)}}$$

$$Vic - [\sqrt{2*VLL}/(1-Kd*\sigma)\sqrt{3}] * Sm * K1 * K2 * (Hv/\Theta)^n$$

$$Vic = 551.55 Kv$$

De conformidad a la norma ANSI standard C29.1 para impulse flashover "+" y/o "-" corresponde el uso de 5 aisladores de suspensión 5 3/4\*10" Antifog.

#### c.2.2 Con contaminación

VLL	Voltaje máximo de línea en KV	72.5
Sm	Factor sobretensión de maniobra	2.2
Kse	Factor de seguridad	1.10
Em	Tensión de sostenimiento de impulso en KV ver Cuadro N°4-02.	42.5
$\Theta$	Densidad relativa del aire igual a:	0.98

$$Nm - (\sqrt{2*VLL*Sm*Kse}) / (1.73*Em*\Theta)$$

$$Nm - 3.45 Aisladores$$

Los valores utilizados se encuentran en los Cuadros No 4-01 y No 4-02, y en las Figuras No 4-01 y 4-02.

CUADRO 4-01

Temperatura Ambiente °C termomet. seco	% Humedad de Aire	Humedad Absoluta (gr/m3)
10	20	1.8
	40	3.7
	60	5.6
	80	7.6
	100	9.5
15	20	2.6
	40	5.2
	60	7.8
	80	10
	100	13
20	20	3.4
	40	7
	60	10.3
	80	13.7
	100	17.4
25	20	4.5
	40	9.4
	60	13.8
	80	18.3
	100	22.9
30	20	6
	40	12.3
	60	18.3
	80	24.2
	100	30.4
35	20	8
	40	16
	60	24
	80	32.2
	100	40

CUADRO N<sup>o</sup> 4-02

En (KV/UNID.)

:Deposito de sal: Equivalente mg/cm <sup>2</sup>	Tension de Sosteni. a frecu. induc/unidad	
	Aislador suspensin Antifog,21 Tnls	Aislador suspensin Standard 21 Tnls
.01		17.8
.02	18.6	14.4
.03	17.0	12.8
.04	15.8	12.2
.05	15.0	11.6
.075	13.7	10.7
.10	12.9	09.9
.20	11.4	08.8
.30	10.4	08.0
.40	9.9	07.6
.50	9.5	07.2

Em (KV/UNID.)

:Deposito de sal: Equivalente mg/cm <sup>2</sup>	:Tension de Sosteni.al impul.de manioobra/unid:	
	Aislador suspensin Antifog,21 Tnls	Aislador suspensin Standard 21 Tnls
.02	60.0	47.0
.03	52.0	39.0
.04	48.0	36.0
.05	46.0	33.0
.075	42.5	30.0
.10	40.0	27.5
.20	36.5	23.5
.30	34.0	22.0
.40	33.0	21.0
.50	32.0	20.0

FIG. 4-01  
(Curva precipitacion de lluvia)

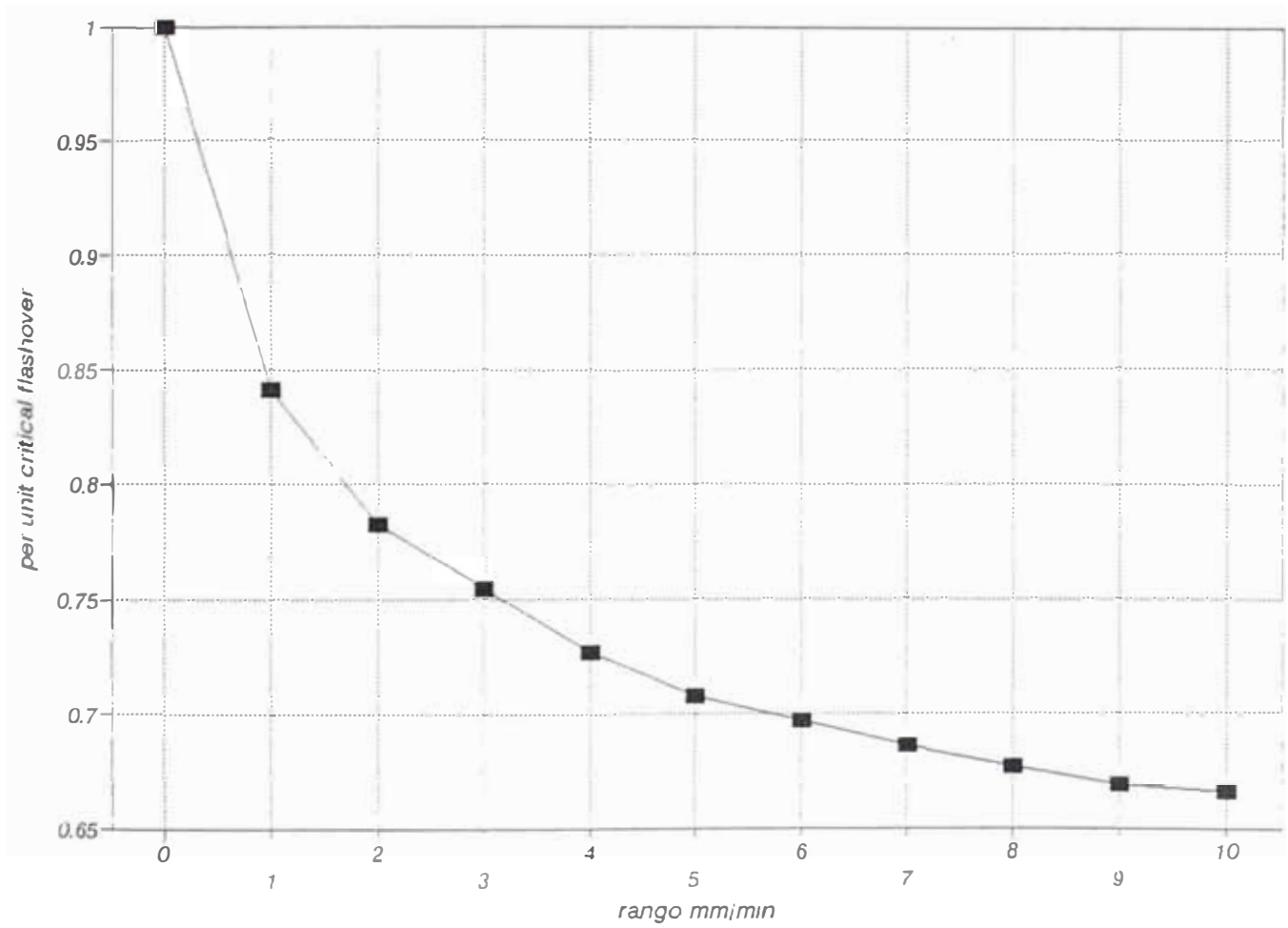
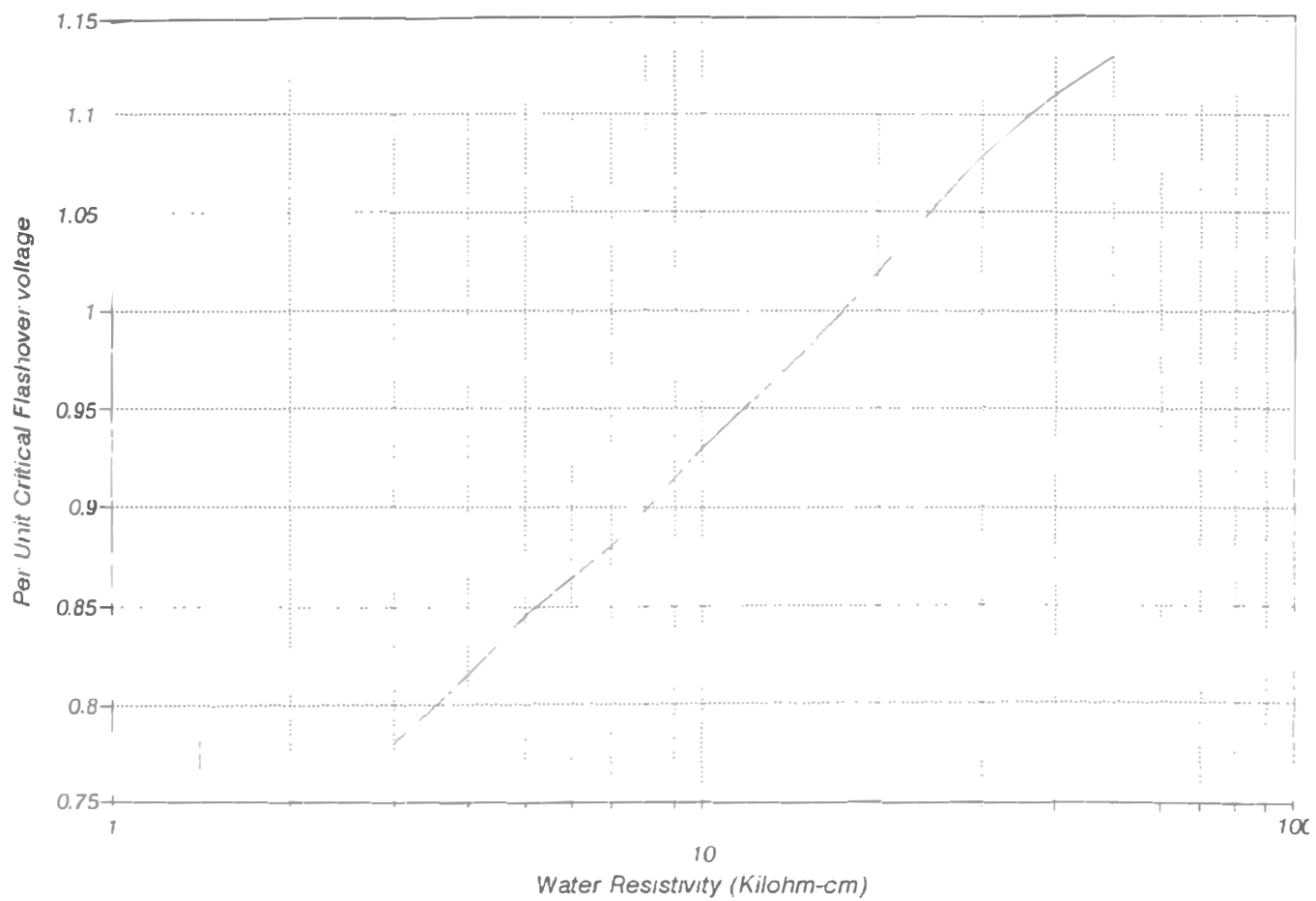


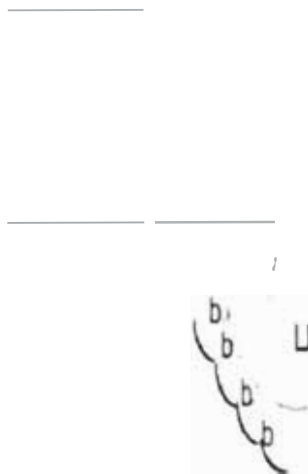
FIG. 4-02  
Calculo Water Resistivity Kiloohm-cm



d) **Espaciamiento en la estructura :**

El espaciamiento del conductor al soporte se determina mediante el diagrama de espacio, dependiendo del balanceo del conductor y presión del viento sobre el conductor (ver Fig. 4-03)

X



*FIGURA No 4-03*

El ángulo de oscilación de la cadena de suspensión se puede estimar tomando como referencia los vanos de la distribución de estructuras y con la siguiente fórmula(según Referencia No 3):

$$\tan\alpha_{osc}=[Rt+(Rv + Qv/2)]/(Pc+Ph+Q/2+C)$$

$$\tan\alpha_{osc}=[Rt-(Rv + Qv/2)]/(Pc+Ph+Q/2+C)$$

Donde:

$\Theta$  : Angulo de desvío de la línea en grados sexagesimales.

e : Espesor del hielo en mm.(0)

V : Acción del viento en Kg./m<sup>2</sup>.(21.8)

S : Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.(177.3)

d : Diámetro del conductor en mm.(17.23)

Po: Peso lineal del conductor en Kg/m.(0.487)

Vp: Vano peso en m.(85)

Vv: Vano viento en m.(175)

Pv: Acción del viento sobre el conductor en Kg.

$$V*d/1000*Vv$$

Pc: Peso del conductor en Kg.

$$Po*Vp$$

Ph: Peso del hielo en Kg.

$$0.0029*(e^2+e*d)*Vp$$

Q : Peso de aisladores y accesorios en Kg.(50)

Qv: Acción del viento sobre los aisladores.



T1,T2: Tiros del conductor de vanos adyacentes en Kg.

Rt: Tiro máximo del conductor en Kg.

$$\sqrt{(T1^2+T2^2-2*T1*T2\cos\theta)}$$

a1,a2:Vanos adyacentes al soporte en m.

Rv: Acción del viento sobre los conductores en Kg.

$$Pv/2*\sqrt{(a1^2+a2^2-2*a1*a2\cos\theta)}$$

C : Contrapesos en Kg.(0)

Luego:

Tipo de estructura	"S"	"DS"	"A1"
$\alpha_{osc}$	+56.46° -32.58°	+47.33° -46.77°	+79.39° +72.94

La longitud del brazo será:

$$x > Lc \text{ sen } ( \alpha_{osc} ) + b$$

$$x \geq 1.48 \text{ m.}$$

Donde:

Lc : longitud de la cadena de aisladores (1m.)

$$b : 0.1+KV/150=0.5\text{m.}$$

$$\alpha_{osc}=+79.39^\circ$$

**Seleccionamos  $x = 1.57$  m. la longitud de nuestra ménsula de C.A.V.**

La distancia entre conductores y entre estos y los apoyos según Norma Espanola:

$$D = KV/150 + K \sqrt{(f_{máx} + \alpha)}$$

Los valores de "K" se obtiene de la tabla

sgte.:

Angulo de oscilación	Línea de 1ra. y 2da. categoría(>60Kv)	Línea de 3ra. categoría
>65°	0.7	0.65
comprendido entre 40° y 65°	0.65	0.60
<40°	0.6	0.55

Para un vano básico de 200 m (altura soporte 18 m) con una flecha de 4.0m.,  $K=0.7$  y  $\alpha=1.0m$  de longitud de la cadena tenemos:

$$D = 1.83 \text{ m}$$

**Distanciamiento vertical**

$$dv = 2.15 \text{ m.}$$

### Conclusiones

La cadena de aisladores se ha dimensionado para soportar las sobretensiones internas; tanto para maniobra como a frecuencia industrial, la cadena de suspensión y la cadena de anclaje está compuesta por cinco unidades.

Por el bajo nivel de descarga en la zona, no es necesario considerar dispersores para la protección de la cadena.

La ménsula tiene una longitud normalizada de 1.57m de longitud y por consiguiente la cruceta tiene una longitud de 3.14m. El espaciamiento entre ellas es de 2.15m. de distancia vertical.

#### **4.2.4 Selección Económica del Conductor**

##### **4.2.4.1 Selección del material del conductor**

Se comparan los siguientes tipos de materiales del conductor:

Cobre (Cu)

Aleación de Aluminio (AASC)

Aluminio con refuerzo de acero (ACSR)

Para efectos de comparación se consideran los siguientes factores:

Efecto corrosivo

Costos y disponibilidad en el mercado

Incidencia en el costo de la línea

Facilidad de construcción de la línea

##### **Efecto corrosivo**

La línea no se ubica dentro de la franja costera de cinco (5) Km. en la mayor parte de su longitud, la línea pasa por un ambiente casi seco, por lo que cualquiera de los tres tipos de conductor pueden ser usados.

##### **Costo y Disponibilidad en el Mercado**

Las características de los conductores que pueden utilizarse, así como sus precios unitarios son mostrados a continuación:

Tipo de Material	Calibre mm <sup>2</sup>	Peso Kg/Km	Carga de Rotura Kg-f	Precio \$/m
Cobre	85	770	3880	4.477
Aleación de Aluminio	177.3	487	5053	5.320
Aluminio con Alma de acero	266.8	510.6	4376	6.300

### **Incidencia en el costo de la línea**

Considerando:

- f : Flecha en m.
- W : Peso del conductor en Kg/m.
- d : Vano en m.

To : Tiro del conductor en el punto más bajo del vano en Kg.

La flecha está determinada por:

$$f = (W d^2) / (8 To)$$

Considerando soportes de igual altura para un aprovechamiento máximo del poste debe cumplirse:

$$f_{Cu} = f_{Al} = f_{ACSR}$$

Los sub-índices Cu, Al, ACSR indican conductores de Cobre, Aleación de Aluminio y Conductores de Aluminio reforzado con alma de acero respectivamente.

Luego:

$$d_{Cu} = d_{Al} \sqrt{(W_{Al}/To_{Al}) / (W_{Cu}/To_{Cu})}$$

$$d_{Cu} = d_{ACSR} \sqrt{(W_{ACSR}/To_{ACSR}) / (W_{Cu}/To_{Cu})}$$

Reemplazando los valores se obtiene:

$$d_{Cu} = 0.70 d_{Al}$$

$$d_{Cu} = 0.76 d_{ACSR}$$

$$d_{Al} = 1.10 d_{ACSR}$$

Se observa que el vano que se obtiene con conductor de Cobre es menor que con conductor de Aluminio (70% y 76%)

El vano que se obtiene con conductor de Aleación de Aluminio es mayor que con conductor ACSR.

Para la línea de sub-transmisión usando cualquiera de los tres tipos de conductores se tiene:

$$N_{Cu} d_{Cu} = N_{Al} d_{Al} = N_{ACSR} d_{ACSR}$$

Siendo:

$N_{Cu}$  Número de estructuras de soporte para conductor de cobre.

$N_{Al}$  - Número de estructuras de soporte para conductor de aleación de Aluminio.

$N_{ACSR}$  - Número de estructuras de soporte para conductor de ACSR.

De donde se tiene:

$$N_{Al} = 0.70 N_{Cu} = 0.909 N_{ACSR}$$

Lo cual indica que el uso de conductor de aleación de Aluminio emplea un número de soportes menor que utilizando conductor de cobre y ACSR.

La incidencia combinada de los costos del conductor, soportes y otros accesorios será como sigue:

$$C_t = C_c + C_s + K$$

Donde:

Ct : Costo total de la línea.

Cc : Costo del conductor.

Cs : Costo de los soportes.

K : Costo de aisladores, cables de guarda, retenidas y anclajes.

Reemplazando las relaciones obtenidas anteriormente en función del costo de conductor de aleación de Aluminio tenemos:

$$Ct_{AL} = Cc_{AL} + Cs_{AL} + K$$

$$Ct_{Cu} = 0.8415 Cc_{AL} + 1.4239 Cs_{AL} + K$$

$$Ct_{ACSR} = 1.184 Cc_{AL} + 1.11 Cs_{AL} + K$$

La relación del costo del conductor es mayor al costo del soporte, y para este proyecto es:

$$Cc_{AL}/Cs_{AL} = 2.12$$

Luego:

$$Ct_{AL} = 3.12 Cc_{AL} + K$$

$$Ct_{Cu} = 3.45 Cc_{AL} + K$$

$$Ct_{ACSR} = 4.14 Cc_{AL} + K$$

De la relaciones anteriores se tiene que costo del conductor de aleación de Aluminio es menor respecto de los demás.

### **Conclusión**

De acuerdo a los criterios analizados el conductor de aleación de Aluminio es el más recomendable para ser usado.

#### 4.2.4.2 Selección de la sección más económica del conductor

Para la evaluación económica de la sección óptima del conductor se ha considerado un horizonte de 20 anos interviniendo los siguientes parámetros:

Costo directo de la línea de subtransmisión, conductor, postes y accesorios.

Costos de pérdidas por demanda.

Costos de pérdidas actualizadas por Kwh Joule.

#### A. COSTO DIRECTO E INDIRECTO:

##### - Sección 13.3 mm<sup>2</sup>.

Descripción	MILES DE	USA
Materiales		
Conductores y accesorios	143.69	
Soportes, crucetas, retenidas	335.84	
Cadena de aisladores, accesorios	210.52	
Mano de obra.	207.02	
GG y utilidades	224.27	
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1.121.34</b>	

##### - Sección 21.3 mm<sup>2</sup>.

Descripción	MILES DE \$	USA
Materiales		
Conductores y accesorios	222.74	
Soportes, crucetas, retenidas	368.01	
Cadena de aisladores, accesorios	210.52	
Mano de obra	240.38	
GG y utilidades	260.41	
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1.302.06</b>	

- Sección 33.6 mm2.

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	348.69
Soportes, crucetas y retenidas	410.47
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	290.90
GG y Utilidades	315.15
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1.575.73</b>

- Sección 42.4 mm2.

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	437.34
Soportes, crucetas y retenidas	434.92
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	324.83
GG y Utilidades	351.90
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1.759.51</b>

- Sección 53.5 mm2.

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	548.89
Soportes, cruceta y retenidas	469.65
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	368.72
GG y Utilidades	399.44
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>1.997.22</b>



**- Sección 67.5 mm2.**

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	689.24
Soportes, crucetas y retenidas	517.25
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	425.10
GG y Utilidades	460.53
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>2.302.64</b>

**- Sección 85 mm2.**

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	866.54
Soportes, crucetas, retenidas	570.00
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	494.12
GG y Utilidades	535.29
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>2.676.47</b>

**- Sección 107.3 mm2.**

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	1.095.54
Soportes, crucetas, retenidas	640.76
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	584.05
GG y Utilidades	632.72
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>3,163.59</b>

- Sección 126.7 mm2.

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	1,294.99
Soportes, crucetas retenidas	694.79
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	660.09
GG y Utilidades	715.09
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>3,575.48</b>

- Sección 177.3 mm2

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	1,808.40
Soportes, crucetas, retenidas	989.39
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	902.49
GG y Utilidades	977.70
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>4,888.50</b>

- Sección 228 mm2

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	2,321.82
Soportes, crucetas, retenidas	1,461.54
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	1,198.16
GG y Utilidades	1,298.01
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>6,490.05</b>

- Sección 278.7 mm<sup>2</sup>.

Descripción	MILES DE \$ USA
Materiales	
Conductores y accesorios	2,846.30
Soportes, crucetas y retenidas	2,367.24
Cadena de aisladores, accesorios	210.52
Mano de obra	1,627.22
GG y Utilidades	1,762.82
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>8,814.10</b>

**B. COSTO DE PERDIDAS POR DEMANDA :**

Para este caso se ha evaluado las pérdidas Joule en Kw, considerando el diagrama de carga diario proyectado en el año 2015. Los valores que responden a las mayores exigencias.

$$Pd = \sum_{t=1}^n \frac{3 RLa (I_t - I_{t-1})^2}{1000 (1 + i)^t}$$

Donde:

- R - (Ω/Km)
- La - (Km)
- It - (Amp.) corriente máxima al año "t"
- Pd - (Kw) pérdidas de potencia actualizadas

En efecto se ha considerado un costo único por incremento de capacidad instalada de la Central Generadora que compense los Kw pérdidas Joule a 3000 \$ USA / Kw.

Veáse el siguiente cuadro de costos por demanda:

**COSTOS DEMANDA JOULE KW EN \$ USA x 1000000**

S mm2	Lam+Illi P.Pil+ Mot + Olm 10.722Km	Illi+ P.Pil + Mot + Olmos 25.8Km	P.Pil+ Mot + Olmos 25.5Km	Motupe + Olmos 17.5Km	Olm os 23Km	Total
13.3	7.53	7.97	4.33	2.40	0.64	22.87
21.3	4.73	5.01	2.72	1.50	0.40	14.38
33.6	2.98	3.16	1.71	0.95	0.25	9.07
42.4	2.36	2.50	1.36	0.75	0.20	7.19
53.5	1.87	1.98	1.07	0.59	0.15	5.69
67.5	1.48	1.57	0.85	0.47	0.12	4.52
85.0	1.18	1.25	0.67	0.37	0.10	3.57
107.3	0.93	0.99	0.53	0.29	0.07	2.84
126.7	0.79	0.84	0.45	0.25	0.06	2.41
177.3	0.56	0.60	0.32	0.18	0.04	1.72
228.0	0.44	0.46	0.25	0.14	0.03	1.34
278.7	0.36	0.38	0.20	0.16	0.02	1.13

**C. PERDIDAS DE ENERGÍA**

La fórmula ha utilizarse para las pérdidas de energía es :

$$Pe = \sum_{t=1}^n \frac{3 I^2 (t) R L \times 8760 \text{ f.p.}}{(1 + i)^t} \text{ ( Kwh/año)}$$

Cálculo de (1+i)

$$\text{Donde } \cdot \quad Cen - Cel (1+z)^n$$

Cel : Costo de energía en I/Kwh en el año 1

Cen : Costo de energía en I/Kwh en el año n

z : tasa de inflación en %

$$CEpn = Epn.Cen = Epn.Cel (1+z)^n$$

Valor presente :

$$Vpn = CEpn (1+r)^{-n}$$

$$V_{pn} - E_{pn} \cdot Cel (1+z)^n (1+r)^{-n}$$

$$V_{pn} - E_{pn} \cdot Cel (1+z/1+r)^n = E_{pn} \cdot cel (1+i)^{-1}$$

Donde :

r : Valor presente de la tasa de descuento

i : Tasa neta

### CALCULO DEL FACTOR DE PERDIDAS

Las definiciones del factor de pérdidas y del factor de carga se representan en las siguiente ecuaciones:

$$f.p. = \frac{1}{P_m^2 T} \int_0^t P^2(z) dz = \frac{1}{24 P_m^2} \sum_{i=1}^{24} P_i^2$$

$$f.c. = \frac{1}{P_m T} \int_0^t P(z) dz = \frac{1}{24 P_m} \sum_{i=1}^{24} P_i$$

El factor de pérdidas y su proyección se determina con la siguiente relación :

$$fp_{j+1} = a_j fc_{j+1}^2 + b_j fc_{j+1} + c_j$$

donde los coeficientes a, b y c resultan ser :

$$a_j = \frac{1 - 2 fc_j + fp_j}{(1 - fc_j)^2}$$

$$b_j = \frac{-2 (fp_j - fc_j)^2}{(1 - fc_j)^2}$$

$$c_j = \frac{(fp_j - fc_j)^2}{(1 - fc_j)^2}$$

De las ecuaciones anteriores se puede definir que la relación factor de pérdidas, factor de carga de un determinado año están definidas por coeficientes correspondientes al diagrama de carga diario del año previo, en consecuencia, una adecuada proyección del factor de pérdidas se deberá hacer año a año.

En base a los diagramas de carga diario de las sub-estaciones de Lambayeque, Illimo, Plan Piloto, Motupe y Olmos para los años 1994 y 2015 se ha proyectado las respectivas máximas demandas, asimismo considerando la proyección del factor de pérdidas que se han mencionado anteriormente, se ha obtenido el siguiente cuadro resumen de pérdidas energía Joule Kwh, cuantificadas en dólares:

**COSTO PERDIDAS ENERGIA JOULE KWH \$ USA X 1000000**

S (mm <sup>2</sup> )	Lam+Illli P.Pil + Mot+Olm 10.72Km	Illli+ P.Pil +Mot +Olm 25.8Km	P.Pil+ Mot + Olmos 25.5Km	Mot + Olmos 17.5Km	Olmos 23Km	Total
13.3	14.2	25.14	12.49	7.36	1.33	60.56
21.3	8.93	15.79	7.84	4.62	0.83	38.04
33.6	5.63	9.97	4.95	2.91	0.52	24.01
42.4	4.46	7.90	3.92	2.31	0.41	19.02
53.5	3.54	6.26	3.10	1.83	0.33	15.06
67.5	2.81	4.97	2.46	1.45	0.26	11.95
85.0	2.22	3.94	1.95	1.15	0.20	9.49
107.3	1.76	3.12	1.55	0.91	0.16	7.50
126.7	1.50	2.65	1.31	0.77	0.14	6.39
177.3	1.07	1.89	0.94	0.55	0.10	4.56
228.0	0.83	0.14	0.73	0.43	0.07	3.55
278.7	0.68	0.12	0.60	0.35	0.06	2.92

A fin de sustentar el cuadro precitado, según el diagrama de carga mostrado, a continuación detallamos la cuantificación en Dólares de los Kwh de las pérdidas energía Joule por subestación, por demanda y el cálculo de la proyección de los factores de pérdidas.

La sección óptima del conductor se muestra en la Figura N° 4.04 como consecuencia de la aplicación del siguiente cuadro:

SECCION (mm <sup>2</sup> )	COSTO MATER.	COSTO ENERG.	COSTO DEMAND.	COSTO TOTAL
107.3	3.16	7.51	2.84	13.52
126.7	3.57	6.39	2.41	12.39
177.3	4.88	4.57	1.72	11.19
228.0	6.49	3.55	1.34	11.39
278.7	8.81	2.92	1.13	12.88

### Conclusión

La sección óptima del conductor es 177.3 mm<sup>2</sup> (Ver Figura N° 4-04); así mismo, se adjunta los Cálculos de Costos en \$ US por demanda máxima y energía efecto Joule, así como las proyecciones del Factor de Pérdidas para los casos de las S.E. Olmos y S.E. Olmos + S.E. Motupe.

PERDIDAS DE ENERGIA EFECTO JOULE CUANTIFICADAS EN \$ US

seccion = 13.3 mm2 , SE OLMOS , 23 Km

ARO	KW	I Amp.	R ohm	Fp	Fa	KWH	\$ US (energia)	\$ US (max.demanda)
0	4500.000	48.170	62.739	.350	1.000	1338993	73649	
1	4578.900	49.014	62.739	.350	1.049	1386359	72720	44200
2	4657.900	49.860	62.739	.350	1.099	1434609	71767	42942
3	4736.800	50.704	62.739	.350	1.153	1483622	70783	41601
4	4815.800	51.550	62.739	.360	1.209	1577337	71770	40393
5	4894.700	52.395	62.739	.360	1.267	1629446	70708	39110
6	4973.700	53.240	62.739	.360	1.329	1682468	69629	37954
7	5052.600	54.085	62.739	.360	1.393	1736271	68529	36729
8	5131.600	54.930	62.739	.370	1.461	1840740	69289	35626
9	5210.500	55.775	62.739	.370	1.532	1897779	68129	34460
10	5289.500	56.621	62.739	.370	1.606	1955763	66960	33408
11	5368.400	57.465	62.739	.370	1.684	2014544	65779	32300
12	5447.400	58.311	62.739	.370	1.766	2074271	64594	31300
13	5526.300	59.155	62.739	.380	1.852	2192490	65114	30249
14	5605.300	60.001	62.739	.380	1.942	2255623	63888	29301
15	5684.200	60.846	62.739	.380	2.036	2319570	62657	28305
16	5763.200	61.691	62.739	.380	2.135	2384494	61429	27406
17	5842.100	62.536	62.739	.380	2.239	2450230	60200	26465
18	5921.100	63.382	62.739	.380	2.347	2516944	58976	25615
19	6000.000	64.226	62.739	.390	2.461	2652481	59275	24726

3.882403e7 1.335839e6 6.4208865744e5



PERDIDAS DE ENERGIA EFECTO JOULE CUANTIFICADAS EN \$ US

seccion= 13.3 mm2 , SE Olmos + SE Motupe , 17.5 Km

AÑO	KW	I Amp.	R ohm	Fp	Fa	KWH	\$ US (energía)	\$ US (max.demanda)
0	8530	91.308	47.736	.710	1.000	7425947	408427	
1	8727	93.418	47.736	.710	1.049	7773089	407727	159691
2	8924	95.528	47.736	.700	1.099	8013681	400887	155777
3	9121	97.638	47.736	.700	1.153	8371570	399402	151883
4	9318	99.747	47.736	.700	1.209	8737278	397551	148015
5	9516	101.857	47.736	.690	1.267	8980649	389707	144181
6	9713	103.967	47.736	.690	1.329	9356545	387221	140384
7	9910	106.077	47.736	.690	1.393	9740147	384435	136629
8	10107	108.187	47.736	.680	1.461	9984623	375839	132921
9	10304	110.297	47.736	.680	1.532	10377855	372556	129264
10	10501	112.407	47.736	.680	1.606	10778887	369038	125725
11	10698	114.517	47.736	.680	1.684	11187312	365289	122115
12	10895	116.627	47.736	.670	1.766	11432695	356019	118627
13	11092	118.737	47.736	.670	1.852	11850079	351932	115200
14	11290	120.847	47.736	.670	1.942	12274947	347673	111837
15	11487	122.957	47.736	.670	2.036	12707298	343256	108538
16	11684	125.066	47.736	.660	2.135	12950906	333640	105304
17	11881	127.176	47.736	.660	2.239	13391546	329020	102138
18	12078	129.286	47.736	.660	2.347	13839558	324285	99039
19	12275	131.396	47.736	.660	2.461	14294940	319449	96008

2.134696e8 7.363352e6 2.40327550e6

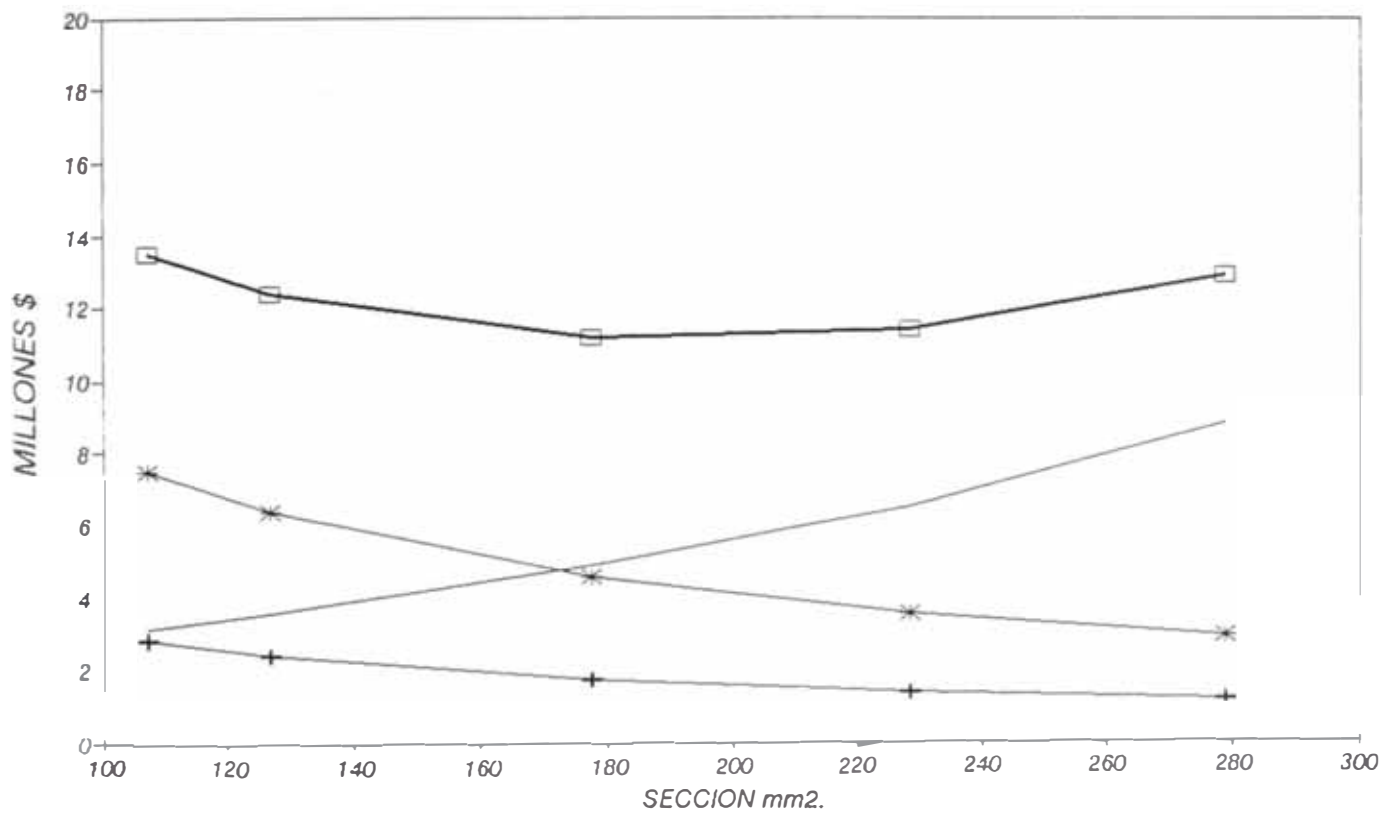
## SE OLMOS + SE MOTUPE

Año	KMH	KW	Fc	Fp	Aj	Bj	Cj
0	61998900	8530.00	.83	.71	1.7398	1.4796	.7398
1	63216809	8727.10	.83	.71	1.7398	1.4796	.7399
2	64434718	8924.20	.82	.70	1.7398	1.4796	.7398
3	65652627	9121.30	.82	.70	1.7398	1.4796	.7398
4	66870536	9318.40	.82	.70	1.7398	1.4796	.7398
5	68088445	9515.50	.82	.69	1.7398	1.4796	.7398
6	69306354	9712.60	.81	.69	1.7398	1.4796	.7398
7	70524263	9909.70	.81	.69	1.7398	1.4796	.7398
8	71742172	10106.80	.81	.68	1.7398	1.4796	.7398
9	72960081	10303.90	.81	.68	1.7398	1.4796	.7398
10	74177989	10501.10	.81	.68	1.7398	1.4796	.7398
11	75395898	10698.20	.80	.68	1.7398	1.4796	.7398
12	76613807	10895.30	.80	.67	1.7398	1.4796	.7398
13	77831716	11092.40	.80	.67	1.7398	1.4796	.7398
14	79049625	11289.50	.80	.67	1.7398	1.4796	.7398
15	80267534	11486.60	.80	.67	1.7398	1.4796	.7398
16	81485443	11683.70	.80	.66	1.7398	1.4796	.7398
17	82703352	11880.80	.79	.66	1.7398	1.4796	.7398
18	83921261	12077.90	.79	.66	1.7398	1.4796	.7398
19	85139170	12275.00	.79	.66	1.7398	1.4796	.7398

## SE OLMOS

Año	KWH	KW	Fc	Fp	Aj	Bj	Cj
0	22584375	4500.00	.57	.35	1.1036	.2071	.1036
1	23077605	4578.90	.58	.35	1.1036	.2071	.1036
2	23570836	4657.90	.58	.35	1.1036	.2071	.1036
3	24064066	4736.80	.58	.35	1.1036	.2071	.1036
4	24557296	4815.80	.58	.36	1.1036	.2071	.1036
5	25050526	4894.70	.58	.36	1.1036	.2071	.1036
6	25543757	4973.70	.59	.36	1.1036	.2071	.1036
7	26036987	5052.60	.59	.36	1.1036	.2071	.1036
8	26530217	5131.60	.59	.37	1.1036	.2071	.1036
9	27023447	5210.50	.59	.37	1.1036	.2071	.1036
10	27516678	5289.50	.59	.37	1.1036	.2071	.1036
11	28009908	5368.40	.60	.37	1.1036	.2071	.1036
12	28503138	5447.40	.60	.37	1.1036	.2071	.1036
13	28996368	5526.30	.60	.38	1.1036	.2071	.1036
14	29489599	5605.30	.60	.38	1.1036	.2071	.1036
15	29982829	5684.20	.60	.38	1.1036	.2071	.1036
16	30476059	5763.20	.60	.38	1.1036	.2071	.1036
17	30969289	5842.10	.61	.38	1.1036	.2071	.1036
18	31462520	5921.10	.61	.38	1.1036	.2071	.1036
19	31955750	6000.00	.61	.39	1.1036	.2071	.1036

FIGURA 4-04  
SELECCION ECONOMICA DEL CONDUCTOR



— COST MAT    + COST DEMAN    \* COSTO ENER    ⊕ COST TOT

#### 4.2.5 Selección Técnica del Conductor

##### 4.2.5.1 Capacidad de Corriente del Conductor

Para el cálculo del conductor por capacidad de corriente se ha considerado el tramo de la línea en doble terna desde la S.E. Chiclayo Oeste-S.E. Lambayeque por ser éste el que transporte mayor potencia eléctrica; asimismo la operación de la línea en su condición más desfavorable es decir operando en simple terna y alimentando la carga total resultante de la suma algebraica de la máxima demanda de las subestaciones de Olmos, Motupe, Plan Piloto, Illimo y Lambayeque.

$$I = 31,193 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 60 \text{ KV}) = 300.154 \text{ Amp.}$$

De los catálogos de fabricación se tienen :

Para una temperatura de 50°C en el conductor considerando una temperatura ambiente de 25°C a la hora de máxima demanda y 25°C de elevación de temperatura por la carga.

2/0 AWG (67.43mm <sup>2</sup> .)	- 245 A
4/0 AWG (107.20mm <sup>2</sup> .)	- 308 A
250MCM (126.70mm <sup>2</sup> .)	- 388 A

300MCM (151.00mm<sup>2</sup>.) - 448 A

350MCM (177.30mm<sup>2</sup>.) - 475 A

Por lo que el conductor seleccionado de 177.3 mm<sup>2</sup> AASC. tiene capacidad para resistir la corriente de 300 Amp.

#### 4.2.5.2 Límite térmico del conductor

##### **Temperatura de Operación del conductor**

La capacidad de conducción de un conductor de corriente alterna es un problema de transferencia de calor, al calentar el conductor la resistencia de tracción disminuye a medida que aumenta la temperatura, por consiguiente se precisa determinar una temperatura máxima de operación. Para obtener la temperatura que adquiere un conductor desnudo bajo condiciones ambientales especificadas por el paso de la corriente eléctrica usaremos el método basado en la siguiente igualdad.

calor ganado      Calor perdido por el conductor

##### **Calor ganado por el conductor**

Debido al paso de la corriente  $I^2 \cdot R$  en watt/pie

I : corriente en amperios.

R : igual a  $R_1 [ 1 + \alpha ( T_c - 20 ) ]$  en  $\Omega$  / pie a 60

Hz

Debido a la irradiación solar  $A_s \cdot D \cdot I_s$  watt / pie

$A_s$  : coeficiente de absorción solar sin unidad.

$D$  : diámetro del conductor en pies.

$I_s$  : irradiación solar en watt/pie<sup>2</sup>.

### Calor perdido por el conductor

Debido a la radiación en watt/pie

$$0.138 \cdot D \cdot e \cdot [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4] / (10)^8$$

$D$  : diámetro del conductor en pulgadas.

$e$  : coeficiente de emisividad.

$T_c$  : Temperatura del conductor en °C.

$T_a$  : temperatura ambiente en °C.

Debido a la convección forzada en watt/pie.

$$s_1 : \quad 0.1 \leq \frac{D \cdot Pf \cdot V}{uf} \leq 1,000$$

$$q_c = \left[ 1.01 + 0.371 \left( \frac{D \cdot Pf \cdot V^{0.52}}{uf} \right) \right] \cdot K_f \cdot (T_c - T_a)$$

$$s_1 : \quad 1,000 \leq \frac{D \cdot Pf \cdot V}{uf} \leq 18,000$$

$$q_c = 0.1695 \left[ \left( \frac{D \cdot Pf \cdot v^{0.6}}{u_f} \right) \right] \cdot K_f \cdot (T_c - T_a)$$

Debido a la convección natural si V es diferente de cero este factor no se toma

$$q_c = 0.283 \cdot (Pf)^{0.5} (D)^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}$$

Donde:

$$Pf = 0.074 \times \frac{(273+25)}{(273+\frac{Ta+Tc}{2})} \times \frac{10}{76} \left( 1.8808 - \frac{Y}{18336} \right)$$

$$K_f = 0.0073879 + 2.24987 \times 10^{-5} \times \left( \frac{Ta + Tc}{2} \right)$$

$$U_f = 0.0416472 + 0.000110675 \times \left( \frac{Ta + Tc}{2} \right)$$

Donde:

D : diámetro del conductor en pulgadas.

V : velocidad del aire en pies/hr.

Pf : densidad del aire en libras/pie<sup>3</sup>.

Uf : viscosidad absoluta del aire libras/pie-h.

Kf : Conductividad térmica del aire watt/pie<sup>2</sup> °C

**Programa BASIC para el cálculo de temperatura del conductor.**

Con la finalidad de calcular la temperatura que adquiere el conductor por el paso de la corriente, se ha resuelto la ecuación precitada utilizando un



programa en BASIC, obteniendo los siguientes resultados :

DATOS DE ENTRADA.-

Diámetro del conductor : 17.23 mm.  
Sección del conductor : 177.3 mm<sup>2</sup> (desnudo)  
Rdc a 20 °C : 0.1889 Ω/Km  
Conductividad : 0.00383 1/°C.  
velocidad del viento : 1.0 m/seg.  
Altura : 40 m.s.n.m.

CUADRO Nº 4-03.

Irradiación Solar : 800 watt/m <sup>2</sup>			
Amperios	25 °C.	30 °C	42 °C
0	30.94	53.90	47.81
25	31.08	36.03	47.94
50	31.50	36.45	48.35
75	32.19	37.13	49.02
100	33.15	38.10	49.98
125	34.42	39.36	51.21
150	35.97	40.90	52.73
175	37.83	42.75	54.54
200	40.00	44.90	56.66
225	42.49	47.38	59.09
250	45.32	50.18	61.85
275	48.50	53.34	64.94
300	52.05	56.86	68.39
325	55.99	60.77	72.22
350	60.33	65.08	76.43
375	65.11	69.81	81.06
400	70.34	74.99	86.13
425	76.06	80.66	91.66
450	82.29	86.82	97.68
475	89.08	93.54	104.21
500	96.43	100.81	111.28

CUADRO N° 4-04

-----			
Irradiación Solar : 1000 watt/m2			
Amperios	25 °C	30 °C	42 °C
-----			
0	32.48	37.43	49.32
25	32.61	37.57	49.45
50	33.03	37.98	49.86
75	33.73	38.67	50.54
100	34.70	39.64	51.49
125	35.97	40.90	52.73
150	37.53	42.45	54.26
175	39.40	44.31	56.08
200	41.58	46.47	58.20
225	44.08	48.95	60.64
250	46.92	51.77	63.40
275	50.11	54.94	66.51
300	53.67	58.47	69.97
325	57.62	62.38	73.80
350	61.98	66.70	78.03
375	66.77	71.45	82.67
400	72.01	76.65	87.75
425	77.74	82.32	93.29
450	83.99	88.50	99.32
475	90.78	95.23	105.86
500	98.15	102.51	112.94
-----			

**CUADRO N° 4-05**

-----			
Irradiación Solar		: 1200 watt/m2	
Amperios	25 °C	30 °C	42 °C
-----			
0	34.02	38.96	50.82
25	34.16	39.10	50.96
50	34.57	39.51	51.37
75	35.27	40.21	52.05
100	36.25	41.18	53.01
125	37.53	42.45	54.25
150	39.09	44.00	55.78
175	40.96	45.86	57.60
200	43.15	48.03	59.74
225	45.66	50.52	62.18
250	48.51	53.35	64.95
275	51.71	56.53	68.07
300	55.28	60.07	71.54
325	59.24	64.00	75.38
350	63.61	68.33	79.62
375	68.48	73.09	84.27
400	73.68	78.30	89.37
425	79.42	83.98	94.92
450	85.68	90.19	100.96
475	92.49	96.91	107.51
500	99.86	104.20	114.60
-----			

**CONCLUSIONES**

Considerando la máxima sollicitación del conductor en nuestro caso :

Temperatura del aire a 42°C.

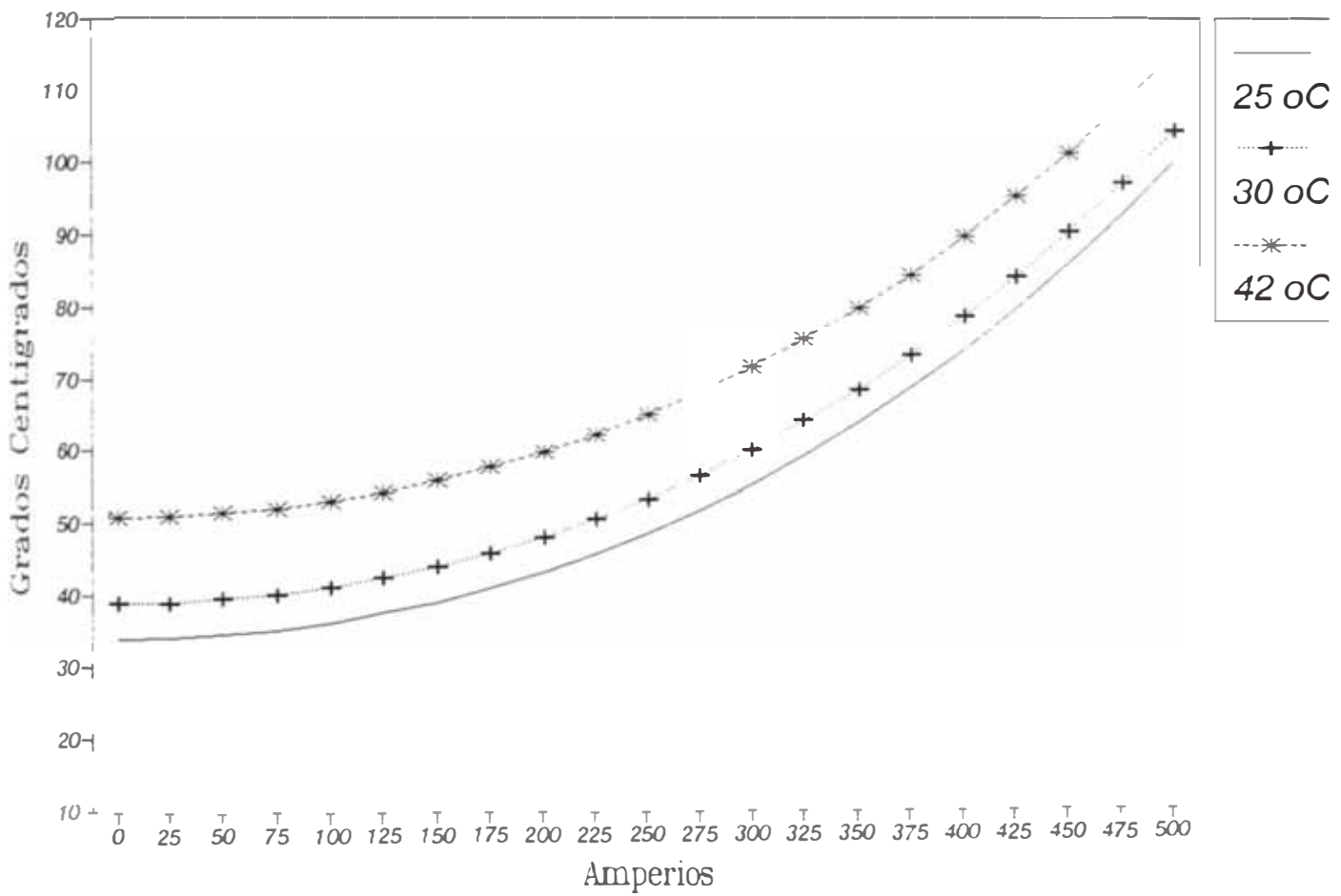
Irradiación solar 1.2000 watts/m2.

Corriente máxima de operación según el diagrama de carga diario proyectado al año 2009 : 300 A.

Temperatura de operación del conductor según la **Figura No 4-05** de la siguiente página es de 75°C.

Por lo tanto es menor que la recomendada por los fabricantes.

FIGURA No 4-05  
TEMPERATURA DEL CONDUCTOR



#### 4.2.5.3 Cálculo del Efecto Corona

##### TENSION CRITICA DISRUPTIVA

La consecuencia práctica del efecto corona es en definitiva una corriente de fuga análoga a la debida al conductancia del aislamiento.

Las pérdidas por efecto corona empiezan pues a producirse desde el momento en que la tensión crítica disruptiva es menor que la tensión de la línea.

Para determinar la tensión crítica disruptiva se emplea la fórmula general del ingeniero americano Peek y es la siguiente:

$$U_c = 84 M_c \delta M_t r^n \log(D/r') \quad \text{KV}$$

Donde:

$U_c$  : tensión crítica disruptiva en KV

$M_c$  : coeficiente de rugosidad del conductor

1 : hilos de superficie lisa

0.97-0.98 : expuesto a la intemperie

0.9 : conductores usados

0.72-0.75 : conductores manipulados  
deficientemente

$\delta$  : factor de corrección de la densidad  
del aire

$$- 3.926H/(273+U)$$

siendo:

"H" presión barométrica en cm de Hg.

"U" temperatura media en °C

El valor de "H" se determina según la fórmula  
de Halley:

$$\log(H) = \log 76 - Y/18336$$

donde "Y" la altura en metros sobre el nivel del  
mar.

Mt: coeficiente metereológico

1 : para tiempo seco

0.8 : para tiempo lluvioso

r : radio del conductor en cm.

n : número de conductores por fase

D : distancia media geométrica entre fases en  
cm.

r': radio ficticio de la fase en cm.

### **Pérdidas de Potencia por Efecto Corona**

Las pérdidas de potencia según Peek por fase se  
determinan con la fórmula siguiente:

$$pe = 241(f+25)\sqrt{(r/D)(V-Vc)^2} \times 10^{-5}/\delta \quad \text{KW/km}$$

Donde:

$\delta$  : factor de corrección de la densidad del  
aire

$$\delta = 3.926H/(273+Ú)$$

siendo:

"H" presión barométrica en cm de Hg.

"Ú" temperatura media en °C

El valor de "h" se determina según la fórmula  
de Halley:

$$\log(H) = \log 76 - Y/18336$$

donde :

y : la altura en metros sobre el nivel del mar.

f : frecuencia en Hz.

r : radio del conductor en cm.

D : distancia media geométrica entre fases en  
cm.

V : tensión máxima fase neutro en KV.

Vc: tensión crítica disruptiva fase neutro en  
KV.

### **CONCLUSIÓN**

La tensión crítica disruptiva es mayor que la tensión  
máxima de la línea y por lo tanto no habrá fuga de  
corriente a través del aire.

En los Cuadros No 4-06 y No 4-07 de las siguientes  
páginas se puede apreciar el cálculo de la tensión  
crítica disruptiva.

CUADRO No 4-02

=====

CALCULO DE LA TENSION CRITICA DISRUPTIVA

-----

PROYECTO: L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS (1 TERNA 60 KV)

	Y	H	$\sigma$		r	n	D	U <sub>c</sub>	p			
:	13.30	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.23	294.93	44.95	2.49	
	21.30	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.29	1.00	294.93	54.95	0.77
	33.60	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.37	1.00	294.93	66.91	0.01
	42.40	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.42	1.00	294.93	73.82	
:	53.50	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.47		294.93	81.47	
	67.40	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.53	1.00	294.93	89.83	
:	85.00	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.60		1.00	294.93	99.02	
	107.30	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.56		294.93	109.11	
	126.70	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.73	1.00	294.93	118.11	
	177.0	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.86	1.00	294.93	135.77	
	228	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.80	0.98		294.93	150.72	



CUADRO No 4-07

=====

CALCULO DE LA TENSION CRITICA DISRUPTIVA

-----

PROYECTO: L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

(2 TERNAS 60 KV)

S	Y	θ	H	v	Mc	Mt	r	n	D	Uc	ρ
13.30	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.23	1.00	310.79	45.28	2.41
21.30	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.29	1.00	310.79	55.37	0.71
33.60	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.37	1.00	310.79	67.44	0.01
42.40	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.42	1.00	310.79	74.40	
53.50	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.47	1.00	310.79	82.13	
67.40	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.53	1.00	310.79	90.58	
85.00	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.59	1.00	310.79	99.85	
107.30	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.66	1.00	310.79	110.05	
126.70	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.73	1.00	310.79	119.14	
177.3	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.86	1.00	310.79	136.99	
228	50.00	25.00	75.52	0.99	0.93	0.30	0.98	1.00	310.79	152.10	

#### 4.2.5.4 Parámetros de la Línea

##### A.- CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CONDUCTOR

La sección económica más conveniente seleccionada en el punto anterior, tiene las siguientes características.

Tipo	: Aleación de aluminio AASC
Sección	: 177.30 mm <sup>2</sup>
Sección equiv.en cobre	: 95.92 mm <sup>2</sup>
Nº de hilos	: 19
Diámetro exterior	: 17.23 mm
Carga de ruptura	: 5,035 Kg
Resistencia cc a 20°C	: 0.1889 Ω/Km
Peso del conductor	: 487 Kg/Km
Módulo de elasticidad	: 5700 Kg/mm <sup>2</sup>
Coeficiente de dilatación lineal	: 2.3 x 10 <sup>-5</sup> 1/°C
Coeficiente térmico de resistencia a 20°C por °C (α)	: 0.00360

##### B.- CONSTANTES KILOMETRICAS

###### RESISTENCIA ELECTRICA

Resistencia a la corriente continua :

$$R_{cd} = \frac{\sigma L}{A} \quad (\Omega)$$

$\sigma$  : Resistividad a 20 °c  $\Omega$ -mm<sup>2</sup>/m

L : Longitud del conductor en m.

A : Sección del conductor mm<sup>2</sup>

Efecto de la temperatura en la resistencia.

En virtud a los cambios en su temperatura el conductor sufre variaciones en la resistencia y su longitud.

FIGURA No 4-06

t(C°)



Donde:

R1 : resistencia del conductor cc, a la temperatura de operación del conductor T1=20 °C

R2 : resistencia del conductor cc, a la temperatura de operación T2 por

determinar.

T : determinado por el punto de intersección de la prolongación de la parte rectilínea de la curva anterior con el eje "t", es un valor constante para cada material. A esta temperatura el valor teórico de la resistencia es nula. Para cobre estirado en frío con 97.3% de conductividad según IACS es igual a 241 °C.

Aplicando geometría elemental en la Figura No 4-06 página anterior se tiene la siguiente expresión:

$$R_2 = R_1 \left[ 1 + \frac{1}{T + T_1} (T_2 - T_1) \right]$$

Donde :

$$\frac{1}{T + T_1} = \alpha \text{ es el coeficiente térmico de resistencia}$$

Para nuestro caso del conductor considerado este valor es 0.0036 1/°C.

La resistencia se ha calculado para una temperatura de 75°C

$$R_{75^\circ\text{C}} = R_{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha(T_2 - T_1)]$$

Donde:  $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0.1889 \Omega/\text{Km}$

$\alpha = 0.0036$

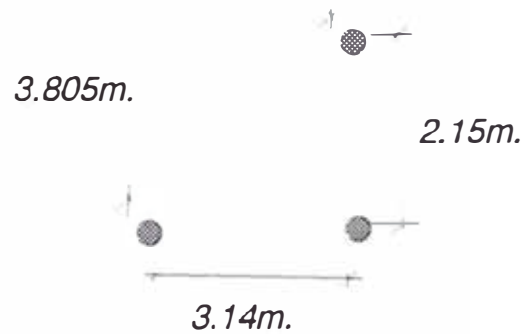
$T_2 = 75^{\circ}\text{C}, \quad T_1 = 20^{\circ}\text{C}$

$R_{75^{\circ}\text{C}} = 0.2263 \Omega/\text{Km} \quad (\text{Simple terna})$

$R_{75^{\circ}\text{C}} = 0.2263/2 = 0.11315 \Omega/\text{Km} \quad (\text{Doble terna})$

### INDUCTANCIA

#### Simple Terna



$$X_L = 377 [2 \times 10^{-7} \ln (\text{Deq}/r')] \times 1000 \Omega/\text{Km}.$$

Donde:

$$\text{Deq} = \sqrt[3]{(2.15 \times 3.14 \times 3.805) \text{m}} = 2.95 \text{m}.$$

$$r_{\text{ext}} = 0.01723/2 = 0.008615 \text{m}.$$

$$r = 0.758 r_{\text{ext}} \quad \text{para conductor de 19 hilos ("L\u00edneas de Transmisi\u00f3n" de E. Harper)}$$

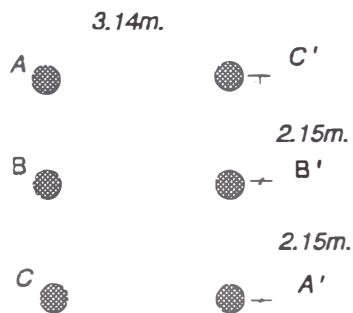
$$r = 0.00653 \text{m}.$$

$$r' = e^{-0.25} r = 0.005086m.$$

Reemplazando datos:

$$X_L = 0.4797 \Omega/Km \text{ (Simple Terna)}$$

**Doble Terna**



$$X_L = 377 [2 \times 10^{-7} \ln (D_{eq}/r_s)] \times 1000 \Omega/Km.$$

Donde:

$$D_{AB} = 2.15m. = D_{BC}$$

$$D_{AC} = 4.30m.$$

$$D_{AB'} = \sqrt{(2.15^2 + 3.14^2)} = 3.805m. = D_{BC'}$$

$$D_{AC'} = 3.14m.$$

$$D'_{AB} = \sqrt[4]{(D_{AB} \times D_{AB'})^2} = \sqrt[4]{(2.15 \times 3.805)^2} = 2.86m.$$

$$D'_{AB} = D'_{BC}$$

$$D'_{AC} = \sqrt[4]{(D_{AC} \times D_{AC'})^2} = \sqrt[4]{(4.3 \times 3.14)^2} = 3.67m.$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{(D'_{AB} \times D'_{AC} \times D'_{BC})} = \sqrt[3]{(2.86 \times 3.67 \times 2.86)}$$

- 3.109m.

$$r_{\text{ext}} = 0.01723/2 = 0.008615\text{m.}$$

$r = 0.758r_{\text{ext}}$  para conductor de 19 hilos  
("Líneas de Transmisión" de E. Harper)

$$r' = e^{-0.25}r = 0.005086\text{m.}$$

$$D_{aa'} = \sqrt{(3.14^2 + 4.3^2)} = 5.324\text{m.}$$

$$D_{bb'} = 3.14\text{m.}$$

$$D_{cc'} = \sqrt{(3.14^2 + 4.3^2)} = 5.324\text{m.}$$

$$D_{AA} = \sqrt[4]{(r' \times D_{aa'})^2} = \sqrt[4]{(0.005086 \times 5.324)^2} = 0.164\text{m.}$$

$$D_{BB'} = \sqrt[4]{(r' \times D_{bb'})^2} = \sqrt[4]{(0.005086 \times 3.14)^2} = 0.126\text{m.}$$

$$D_{CC'} = \sqrt[4]{(r' \times D_{cc'})^2} = \sqrt[4]{(0.005086 \times 5.324)^2} = 0.164\text{m.}$$

$$r_s = \sqrt[3]{(D_{AA} \times D_{BB'} \times D_{CC'})} = \sqrt[3]{(0.164 \times 0.126 \times 0.164)} = 0.150\text{m.}$$

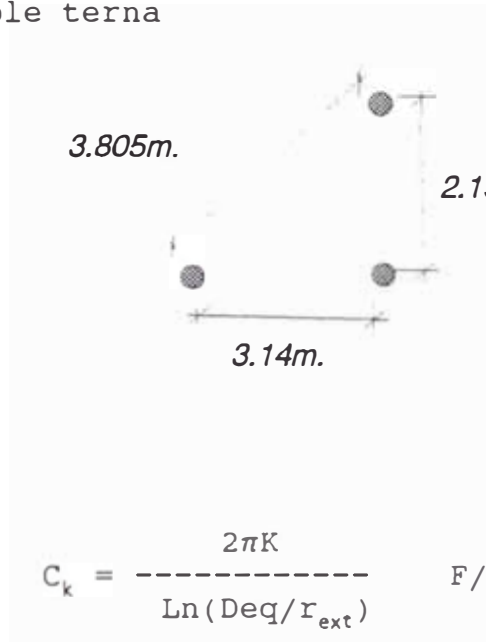
Reemplazando datos:

$$X_L = 0.2286 \Omega/\text{Km} \text{ (Doble Terna)}$$

### CAPACITANCIA

#### Capacidad eléctrica fase a tierra

Simple terna



Donde:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{(2.15 \times 3.14 \times 3.805)} \text{ m.} = 2.95 \text{ m.}$$

$$r_{ext} = 0.008615 \text{ m.}$$

$$K = 8.85 \times 10^{-9} \text{ F/Km.}$$

$$C_k = 9.528 \times 10^{-9} \text{ F/Km}$$

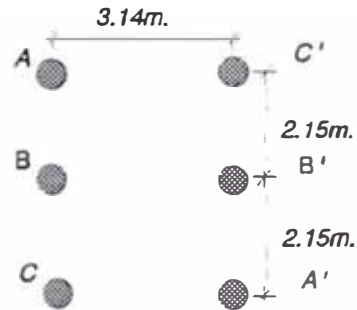
$$Y_k = 377 \times 9.528 \times 10^{-9} \text{ S/Km.}$$

Admitancia:

$$Y_k = 3.592 \times 10^{-6} \text{ S/Km. (Simple Terna)}$$



Doble Terna



$$C_k = \frac{2\pi K}{\text{Ln}(D_{eq}/r_s)} \quad \text{F/Km (fase a neutro)}$$

Donde:

$$K = 8.85 \times 10^{-9} \text{ F/Km.}$$

$$D'_{AB} = \sqrt[4]{(D_{AB} \times D_{A'B'})^2} = \sqrt[4]{(2.15 \times 3.805)^2} = 2.86\text{m.}$$

$$D'_{AB} = D'_{BC}$$

$$D'_{AC} = \sqrt[4]{(D_{AC} \times D_{A'C'})^2} = \sqrt[4]{(4.3 \times 3.14)^2} = 3.67\text{m.}$$

$$\begin{aligned} D_{eq.} &= \sqrt[3]{(D'_{AB} \times D'_{AC} \times D'_{BC})} \\ &= \sqrt[3]{(2.86 \times 3.67 \times 2.86)} = 3.109\text{m.} \end{aligned}$$

$$r_{ext} = 0.01723/2 = 0.008615\text{m.}$$

$$D_{aa'} = \sqrt{(3.14^2 + 4.3^2)} = 5.324\text{m.}$$

$$D_{bb'} = 3.14\text{m.}$$

$$D_{cc'} = 5.324\text{m.}$$

$$D_{AA'} = \sqrt[4]{(r_{ext} \times D_{aa'})^2} = \sqrt[4]{(0.008615 \times 5.324)^2} = 0.214\text{m.}$$

$$D_{BB'} = \sqrt[4]{(r_{ext} \times D_{bb'})^2} = \sqrt[4]{(0.008615 \times 3.14)^2} = 0.164\text{m.}$$

$$D_{CC'} = \sqrt[4]{(r_{ext} \times D_{cc'})^2} = \sqrt[4]{(0.008615 \times 5.324)^2} = 0.214\text{m.}$$

$$\begin{aligned} r_s &= \sqrt[3]{(D_{AA'} \times D_{BB'} \times D_{CC'})} = \sqrt[3]{(0.214 \times 0.164 \times 0.214)} \\ &= 0.196\text{m.} \end{aligned}$$

Reemplazando datos:

$$C_k - 2.0118 \times 10^{-8} \text{ F/Km}$$

$$Y_k - 377 \times 2.0118 \times 10^{-8} \text{ S/Km.}$$

Admitancia:

$$Y_k - 7.5846 \times 10^{-6} \text{ S/Km. (Doble Terna)}$$

#### PERDITANCIA

La perditancia es prácticamente nulo, en una línea bien aislada y con tiempo seco, variando su valor, según el grado de humedad de la atmósfera, del tipo de aislamiento, del número de aisladores por cadena y del estado de la superficie del conductor.

#### E) IMPEDANCIA Y ADMITANCIA DE LA LINEA POR TRAMOS

La línea operara en simple terna, pero se dispondrá de doble terna en el tramo Subestación Chiclayo Oeste(SECHO) hasta la S.E. ILLIMO para efecto de operatividad en caso de falla (Stand By).

La línea por su longitud de 98.76 Km. según "Análisis de Sistemas de Potencia" de W. Stevenson se considera como línea de longitud media (80Km a 240Km) y por lo tanto se toma en cuenta la admitancia.

Luego las características eléctricas de la línea son:

TRAMOS	LONG. (km.)	CARACTERÍSTICAS		
		Impedan. Z ( $\Omega$ /Km.)	Admitanc. Y (S/Km.)	Total Z( $\Omega$ )/Y(S)
SECHO SE LAMBAY.	9.634	0.11315 j0.2286	$7.584 \times 10^{-6}$	$2.46/63.6^\circ$ $7.30 \times 10^{-6}$
SE LAMBAY. SE ILLIMO	25.982	0.11315 j0.2286	$7.584 \times 10^{-6}$	$6.62/64.7^\circ$ $1.97 \times 10^{-4}$
SE ILLIMO SE PLANPIL	21.343	0.2263 j0.4797	$3.592 \times 10^{-6}$	$11.3/64.7^\circ$ $7.66 \times 10^{-6}$
SE PLANPIL SE MOTUPE	21.110	0.2263 j0.4797	$3.592 \times 10^{-6}$	$11.2/64.7^\circ$ $7.58 \times 10^{-6}$
SE MOTUPE SE OLMOS	20.709	0.2263 j0.4797	$3.592 \times 10^{-6}$	$10.9/64.7^\circ$ $7.43 \times 10^{-6}$

Las siguientes fórmulas son utilizadas para hallar los parámetros para líneas de longitud media y por tramos:

$$A - D - 1 + Z \cdot Y/2$$

$$B - Z$$

$$C - Y(1 + ZY/4)$$

Siendo estos parámetros números complejos.  
No se ha tomado en cuenta la perditancia  
por ser despreciable para efectos de  
cálculo.

#### 4.2.5.5 Cálculo de la Caída de Tensión

##### MAXIMA DEMANDA

La Máxima Demanda es tomada de los diagramas de  
carga del último año de proyección del mercado  
eléctrico a las 19.00 Hras.

LOCALIDAD	MW	FACTOR POT.	MVA
LAMBAYEQUE	6.90	0.8	8.62
ILLIMO	5.25	0.8	6.93
PLAN PILOTO	2.00	0.8	2.50
MOTUPE	4.50	0.8	5.63
OLMOS	6.00	0.8	7.50

FORMULAS A EMPLEAR (líneas de longitud media)

Tensión de suministro:

$$V_S = A \cdot V_R + B \cdot I_R$$

Corriente de suministro:

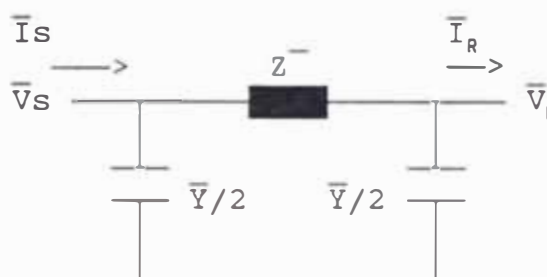
$$I_S = (C \cdot V_R + D \cdot I_R)$$

Donde:

$V_S$  : tensión de suministro en voltios.

- $\bar{V}_R$  : tensión de recepción en voltios.  
 $\bar{A} = \bar{D}$  : parámetro adimensional  
 $\bar{B}$  : parámetro en ohmios.  
 $\bar{C}$  : parámetro en Siemens.  
 $\bar{I}_S$  : corriente de suministro en amperios.  
 $\bar{I}_R$  : corriente de recepción en amperios.

Esquema:



Corriente en la Barra debido a la carga:

$$\bar{I}^* = \bar{N} / (\sqrt{3} \times \bar{V})$$

Donde:

$\bar{V}$  = tensión en la barra de carga (KV)

$\bar{N}$  = potencia de carga en la barra (KVA)

$\bar{I}^*$  = conjugada de la corriente en la barra de carga

Caída de tensión en porcentaje:

$$V\% = (V_S - V_R) \times 100 / V_S$$

Donde:

$V_S$  = tensión de envío en Chiclayo en KV.  
 $V_R$  = tensión de recepción en cada Sub-Estación en KV.

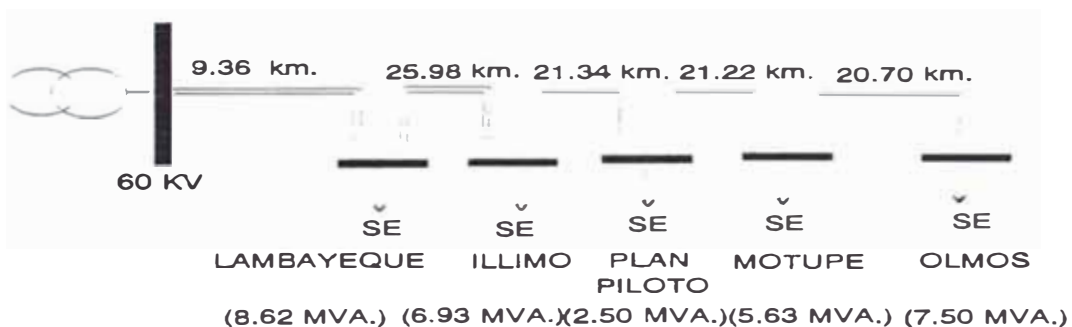
**RESULTADOS**

Tomando como referencia la barra de la S.E. de Olmos: 54/0° KV. y considerando dos ternas en el tramo Chiclayo-Illimo y una terna en el tramo Illimo-Olmos.

SUB-ESTACION	TENSIÓN EN BARRAS (KV)	CAIDA DE TENSION %
CHICLAYO	59.13/2.94°	-
LAMBAYEQUE	58.68/2.69°	0.76
ILLIMO	57.39/1.97°	2.94
PLAN PILOTO	56.08/1.20°	5.15
MOTUPE	54.75/0.44°	7.40
OLMOS	54.00/0.00°	8.67

**ESQUEMA UNIFILAR**

**S.E. CHICLAYO - OESTE**



**CONCLUSIONES**

La caída de tensión es de 8.67% y está dentro del rango de regulación del TAP del transformador de la S.E. de Olmos que es del 10 %.

#### 4.2.5.6 Cálculo de Cortocircuito

##### INFORMACIÓN CONSIDERADA PARA LOS CÁLCULOS

Las corrientes de cortocircuito en el lado de 60 KV de la Sub-Estación Chiclayo Oeste son del Estudio de Cortocircuito realizado por JAZA Consultores y se muestran en el siguiente cuadro:

TIPO	SUBTRANSITORIO				TRANSITORIO			
VALORES	REALES EN KA				REALES EN KA			
FALLA	LLL	LL	LLT	LT	LLL	LL	LLT	LT
MAX DEMAN.	4.04	3.50	5.88	4.79	3.80	3.28	5.85	4.60
MED DEMAN.	3.73	3.23	5.88	4.56	3.54	3.07	5.84	4.41
MIN DEMAN.	3.13	2.71	5.41	3.97	3.06	2.76	5.41	3.91

##### IMPEDANCIAS DE SECUENCIA HOMOPOLAR

###### A. IMPEDANCIA HOMOPOLAR DE LA BARRA EN 60 KV.

De los datos de corriente de cortocircuito tenemos en la barra de 60 KV:

$$I_{cc\phi pu} = 4.2047 pu = 1/Z_{pu}$$

$$Z_{pu} = 0.2378 pu = Z_1$$

$$I_{cc1\phi pu} = 4.977 pu = 3/(Z_1 + Z_2 + Z_0)$$

$$Z_1 - Z_2 = 0.2378 pu$$

$$Z_0 = 0.12717 pu$$

B. IMPEDANCIA HOMOPOLAR DE LA LINEA

B.1 SIMPLE TERNA

Para sistema 3 $\phi$  sin cable de guarda tenemos la siguiente fórmula (de Ref. 4 "Redes Eléctricas" de J. Viqueira):

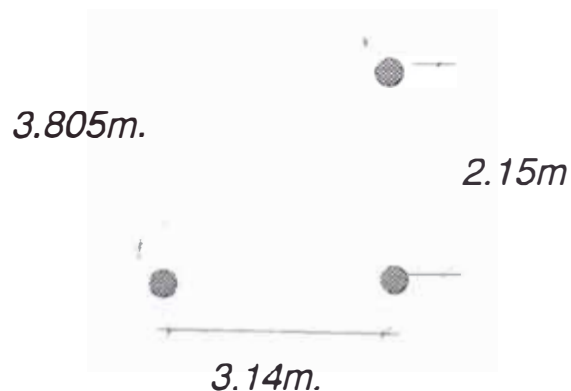
$$Z_{oop} = R + 0.00294f + \Omega R_{oop} + j\{0.0086f \log[De/3\sqrt{(r*DMG^2)}] + \Omega X_{oop}\}$$

Donde:

$$R = 0.1889 \Omega/Km.$$

$r = 0.758 * e^{-0.25} * r_{ext}$  (0.758 factor que tiene en cuenta el número de hilos y  $e^{-0.25}$  la inductancia propia)

$$r = 0.00586m.$$





$$DMG = \sqrt[3]{(2.15 \times 3.14 \times 3.805)} m. = 2.95 m.$$

$\rho$  = resistividad promedio del suelo en todo el tramo  $\Omega/Km$ .

f = frecuencia en Hz

$$De = 658 (\rho/f)^{1/2} = 658 (300/60)^{1/2} = 1471.33 m.$$

$\Omega X_{oop} = -\Omega R_{oop}$  es despreciable para este caso.

$$z_o = 0.3653 + j1.8611 \Omega/Km.$$

## b.2 DOBLE TERNA

Para sistema  $3\phi$  sin cable de guarda, doble terna tenemos la siguiente fórmula (de Ref. 4 "Redes Eléctricas" de J. Viqueira):

$$Z_o = R + 0.00294f + \Omega R_{oop} + j\{0.0086f \log[De/3\sqrt{(r_p * D_{I-II})}] + \Omega X_{oop}\}$$

Donde:

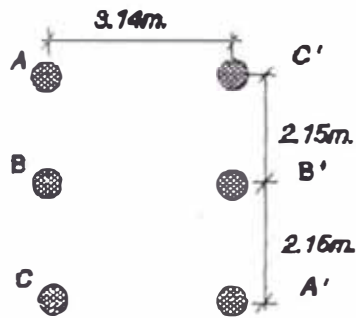
$$R = 0.1889 \Omega/Km.$$

$r = 0.758 * e^{-0.25} * r_{ext}$  (0.758 factor que tiene en cuenta el número de hilos y  $e^{-0.25}$  la inductancia propia)

$$r = 0.00586 m.$$

$$DMG_{ABC} = \sqrt[3]{(2.15 \times 2.15 \times 4.30)} = 2.708 m.$$

$$r_p = \sqrt[3]{(r * DMG_{ABC})} = 0.35026 m.$$



$$D_{AB'} = \sqrt{(2.15^2 + 3.14^2)} = 3.805m. = D_{BC'}$$

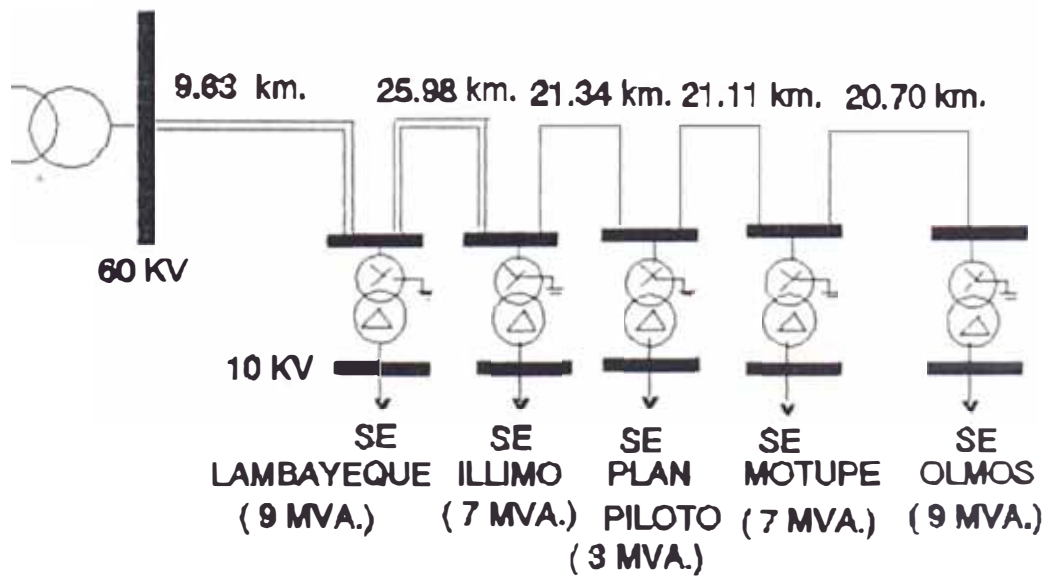
$$D_{AA'} = \sqrt{(4.30^2 + 3.14^2)} = 5.324m.$$

$$D_{I-II} = \sqrt[18]{(D_{AA'}^2 * D_{AB'}^2 * D_{AC'}^2 * D_{BA'}^2 * D_{BB'}^2 * D_{BC'}^2 * D_{CA'}^2 * D_{CB'}^2 * D_{CC'}^2)} = 3.845m.$$

$$Z_0 = 0.27229 + j1.6164 \Omega/Km.$$

ESQUEMA UNIFILAR

S.E. CHICLAYO - OESTE



CUADRO DE RESULTADOS DE IMPEDANCIAS

TRAMO	Z <sub>1</sub> (Ω)	Z <sub>0</sub> (Ω)
SECHO-SE LAMBAYEQUE	1.08+j2.20	2.62+j15.57
SE LAMB.-SE ILLIMO	2.94+j5.93	7.07+j41.99
SE ILLIMO-SE PLAN PIL.	4.82+j10.23	7.79+j39.72
SE PLAN PIL.-SE MOTUPE	4.77+j10.12	7.71+j39.28
SE MOTUPE-SE OLMOS	4.68+j9.93	7.56+j38.54

Donde:

Z<sub>1</sub> impedancia de secuencia positiva en Ω.

Z<sub>0</sub> impedancia de secuencia homopolar ó

cero en Ω.

VALORES BASE PARA CALCULOS EN POR UNIDAD

DESCRIPCION		LADO DE 60 KV	LADO DE 10 KV
POTENCIA BASE (MVA)		100	100
TENSION BASE (KV)		60	10
CORRIENTE BASE I <sub>B</sub> (AMP)		962.25	5773.50
IMPEDANCIA BASE Z <sub>B</sub> (OHM)		36	

Donde:

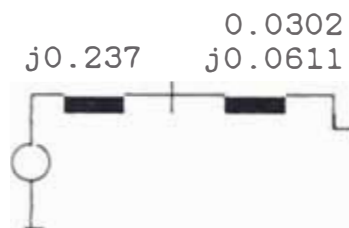
$$I_B \text{ (Amp)} = \frac{\text{MVA} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \text{KV}}$$

$$Z_B \text{ (Ω)} = \frac{(\text{KV})^2}{\text{MVA}}$$

### CALCULO DE CORTOCIRCUITO TRIFASICO

#### a. Falla en la S.E. Lambayeque:

En el lado de 60 KV:



$$I_{pu} = \frac{1/\angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611}$$

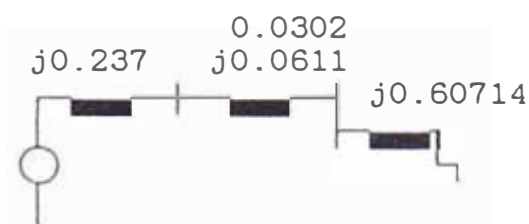
$$I_{pu} = 3.338 / -84.21^\circ$$

$$I = I_{pu} \times I_B = 3.338 \times 962.25$$

$$I = 3212.85 \text{ Amp.}$$

En lado de 10 KV:

Asumiendo una impedancia aprox. subtransitoria de  $j0.085\Omega$ . en el transformador de potencia.



$$I_{pu} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + j0.60714}$$

$$I_{pu} = 1.1039 \angle -88.09^\circ$$

$$I - I_{pu} \times I_B = 1.1039 \times 5773.4 \text{ Amp.}$$

$$I - 6,373.84 \text{ Amp.}$$

b. Falla en la S.E. Illimo:

En el lado de 60 KV:



$$I_{pu} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649}$$

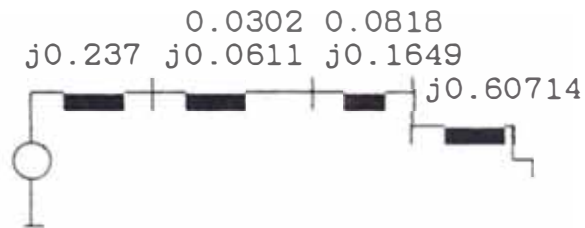
$$I_{pu} = 2.099 \angle -76.40^\circ$$

$$I - I_{pu} \times I_B = 2.099 \times 962.25$$

$$I - 2019.76 \text{ Amp.}$$

En lado de 10 KV:

Asumiendo una impedancia aprox. subtransitoria de  $j0.085\Omega$ . en el transformador de potencia.



$$I_{pu} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649 + j0.60714}$$

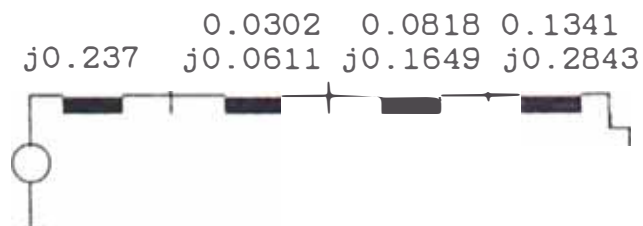
$$I_{pu} = 0.9293 \angle -84.025$$

$$I = I_{pu} \times I_B = 0.9293 \times 5773.4 \text{ Amp.}$$

$$I = 5,365.506 \text{ Amp.}$$

c. Falla en la S.E. Plan Piloto:

En el lado de 60 KV:



$$I_{pu} = \frac{1/\underline{0^\circ}}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649 + 0.1341 + j0.2843}$$

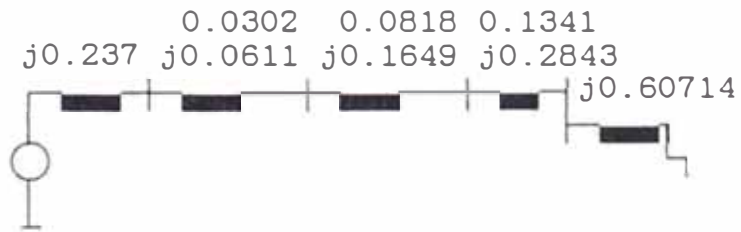
$$I_{pu} = 1.2709 \underline{-71.77^\circ}$$

$$I = I_{pu} \times I_B = 1.2709 \times 962.25$$

$$I = 1222.92 \text{ Amp.}$$

En lado de 10 KV:

Asumiendo una impedancia aprox. subtransitoria de  $j0.085\Omega$ . en el transformador de potencia.



$$I_{pu} = \frac{1/\underline{0^\circ}}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649 + 0.1341 + j0.2843 + j0.60714}$$

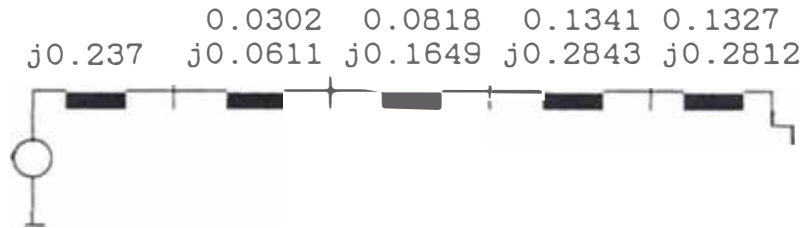
$$I_{pu} = 0.72638 \underline{-79.7^\circ}$$

$$I = I_{pu} \times I_B = 0.72638 \times 5773.4 \text{ Amp.}$$

$$I = 4193.79 \text{ Amp.}$$

d. Falla en la S.E. Motupe:

En el lado de 60 KV:



$$I_{pu} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649 + 0.1341 + j0.2843 + 0.1327 + j0.2812}$$

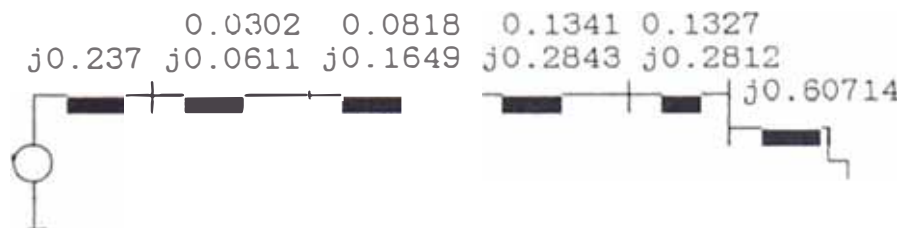
$$I_{pu} = 0.9124 \angle -69.78^\circ$$

$$I = I_{pu} \times I_B = 0.9124 \times 962.25$$

$$I = 877.95 \text{ Amp.}$$

En lado de 10 KV:

Asumiendo una impedancia aprox. subtransitoria de  $j0.085\Omega$ . en el transformador de potencia.



$$I_{pu} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649 + 0.1341 + j0.2843 + 0.1327 + j0.2812 + j0.60714}$$

$$I_{pu} = 0.5903 \angle -76.96^\circ$$



$$I = I_{pu} \times I_B = 0.5955 \times 5773.4 \text{ Amp.}$$

$$I = 3,438.67 \text{ Amp.}$$

e. Falla en la S.E. Olmos:

En el lado de 60 KV:



$$I_{pu} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649 + 0.1341 + j0.2843 + 0.1327 + j0.2812 + 0.1301 + j0.2759}$$

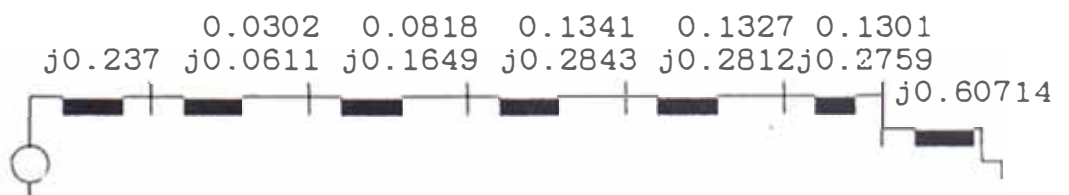
$$I_{pu} = 0.7141 \angle -68.68^\circ$$

$$I = I_{pu} \times I_B = 0.7141 \times 962.25$$

$$I = 687.21 \text{ Amp.}$$

En lado de 10 KV:

Asumiendo una impedancia aprox. subtransitoria de  $j0.085\Omega$ . en el transformador de potencia.



$$I_{pu} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.237 + 0.0302 + j0.0611 + 0.0818 + j0.1649 + 0.1341 + j0.2843 + 0.1327 + j0.2812 + 0.1301 + j0.2759 + j0.60714}$$

$$I_{pu} = 0.5054 \angle -95.09^\circ$$

$$I = I_{pu} \times I_B = 0.5054 \times 5773.4 \text{ Amp.}$$

$$I = 2,918.49 \text{ Amp.}$$

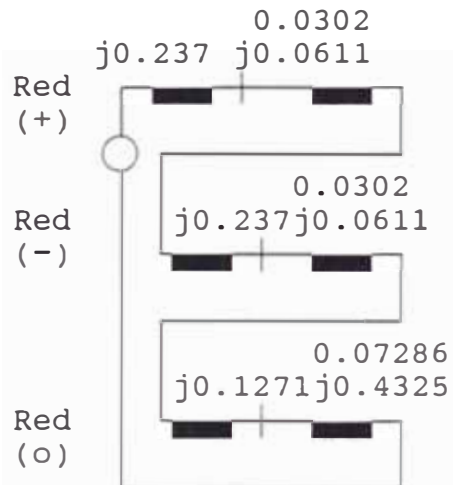
**Resumen de los resultados:**

TRAMO	Icc 3φ 10KV (Amp.)	Icc 3φ 60KV (Amp.)
SECHO-SE LAMBAYEQUE	6,373.89	3,212.85
SE LAMB.-SE ILLIMO	5,365.50	2,019.76
SE ILLIMO-SE PLAN PIL.	4,193.79	1,222.92
SE PLAN PIL.-SE MOTUPE	3,438.67	877.95
SE MOTUPE-SE OLMOS	2,918.49	687.21

### CALCULO DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO

#### a.- Cálculo de Cortocircuito en S.E.

Lambayeque:



Todas redes de secuencia están en serie y sumamos todas las impedancias. Luego:

$$I_{pu} = \frac{V_{pu}}{\Sigma(z_+ + z_- + z_0)} = \frac{1/\angle 0^\circ}{1.1636/83.42^\circ}$$

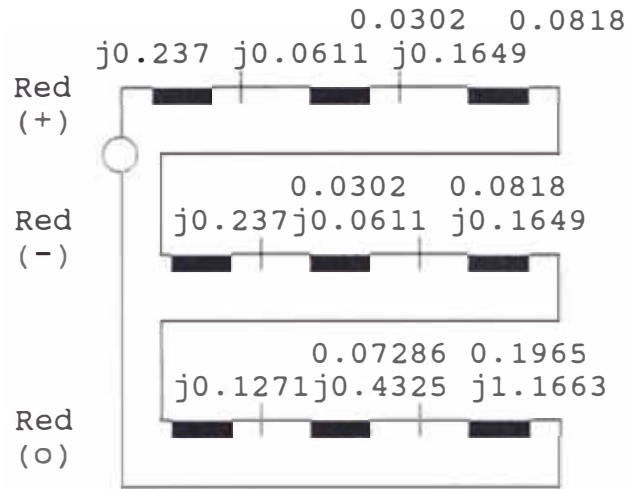
$$I = 0.8594 / -83.42^\circ$$

$$I = 0.8594 \times 962.25 \text{ Amp.} = 826.95 \text{ Amp.}$$

$$I_{1\phi} = 3 \times I = 2480.87 \text{ Amp.}$$

$$I_{1\phi} = 2,480.87 \text{ Amp.}$$

b.- Cálculo de Cortocircuito en S.E. Illimo:



Todas redes de secuencia están en serie y sumamos todas las impedancias. Luego:

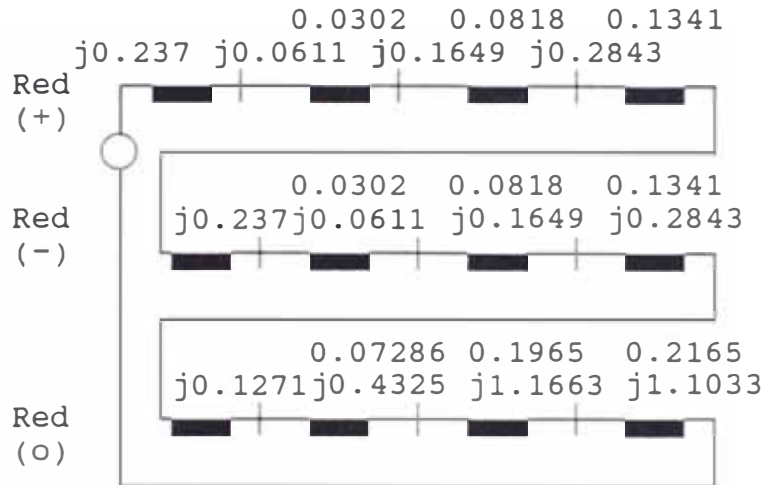
$$I_{pu} = \frac{V_{pu}}{\Sigma(z_+ + z_- + z_0)} = \frac{1/0^\circ}{2.6974/79.46^\circ}$$

$$I = 0.3707 \angle -79.46^\circ$$

$$I = 3 \times 0.3707 \times 962.25 \text{ Amp.} =$$

$$I_{1\phi} = 1070.11 \text{ Amp.}$$

c.- Cálculo de Cortocircuito en S.E. Plan Piloto:



Todas redes de secuencia están en serie y sumamos todas las impedancias. Luego:

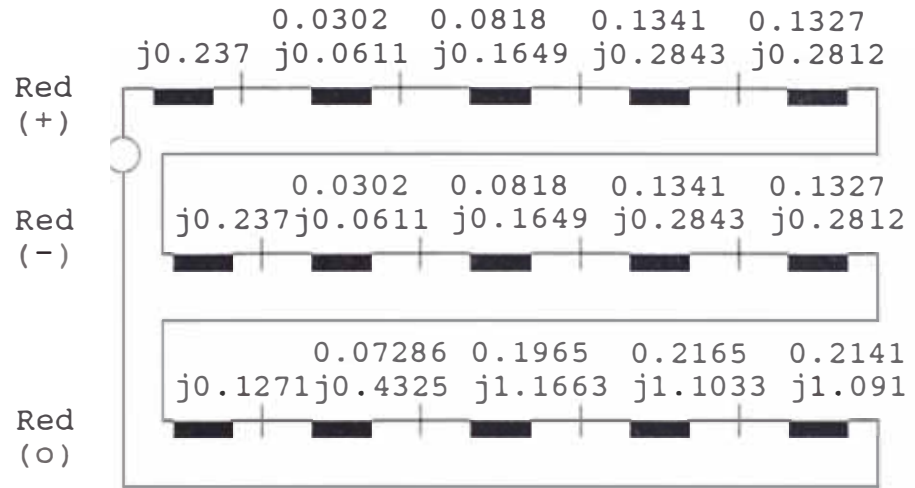
$$I_{pu} = \frac{V_{pu}}{\Sigma(z_+ + z_- + z_0)} = \frac{1/0^\circ}{4.433/72.25^\circ}$$

$$I = 0.2255/-77.25^\circ$$

$$I = 3 \times 0.2255 \times 962.25 \text{ Amp.}$$

$$I_{1\phi} = 650.96 \text{ Amp.}$$

d.- Cálculo de Cortocircuito en S.E. Motupe:



Todas redes de secuencia están en serie y sumamos todas las impedancias. Luego:

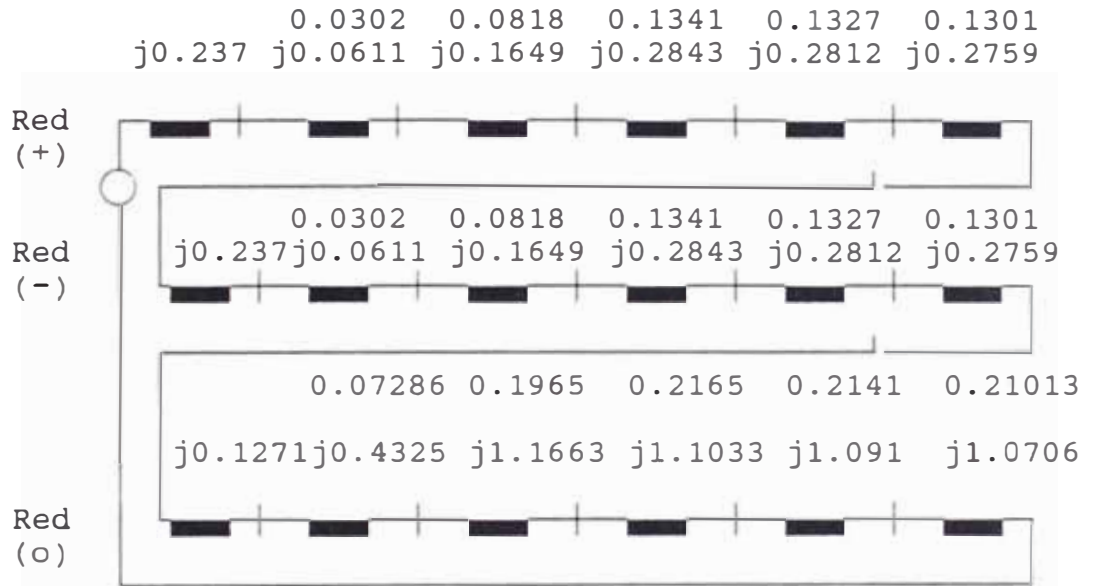
$$I_{pu} = \frac{V_{pu}}{\Sigma(z_+ + z_- + z_0)} = \frac{1/0^\circ}{6.1533/76.29^\circ}$$

$$I = 0.1625 \angle -76.29^\circ$$

$$I = 3 \times 0.1625 \times 962.25 \text{ Amp.}$$

$$I_{1\phi} = 469.69 \text{ Amp.}$$

d.- Cálculo de Cortocircuito en S.E. Olmos:



Todas redes de secuencia están en serie y sumamos todas las impedancias. Luego:

$$I_{pu} = \frac{V_{pu}}{\Sigma(z_+ + z_- + z_0)} = \frac{1/0^\circ}{7.8412/75.76^\circ}$$

$$I = 0.1275 \angle -75.76^\circ$$

$$I = 3 \times 0.1275 \times 962.25 \text{ Amp.}$$

$$I_{1\phi} = 368.06 \text{ Amp.}$$

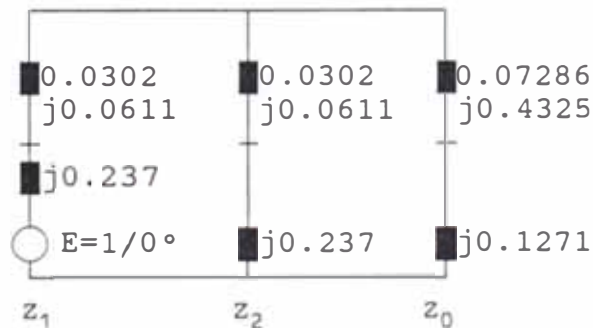
**Resultados:**

TRAMO	$I_{cc_{1\phi 60KV}}$ (Amp.)
SECHO-SE LAMBAYEQUE	2,480.87
SE LAMB.-SE ILLIMO	1,070.11
SE ILLIMO-SE PLAN PIL.	650.96
SE PLAN PIL.-SE MOTUPE	469.09
SE MOTUPE-SE OLMOS	368.06

**CALCULO DE CORTOCIRCUITO BIFASICO**

a.- Cálculo de cortocircuito bifásico en S.E.

**Lambayeque:**



$$z_{//} = z_2 z_0 / (z_2 + z_0) = 0.1956 / 83.65^\circ$$

$$I = \frac{1 / 0^\circ}{z_1 + z_{//}} = 2.0202 / -83.99^\circ \text{ corriente en la red de secuencia positiva } z_1$$

$$V_{ao} = E - I * z_1 = 1 / 0^\circ - 2.0202 / -83.99^\circ * 0.2995 / 84.21^\circ$$

$$V_{ao} = 0.3949 / -0.337^\circ_{pu} \text{ tensión en la red de}$$



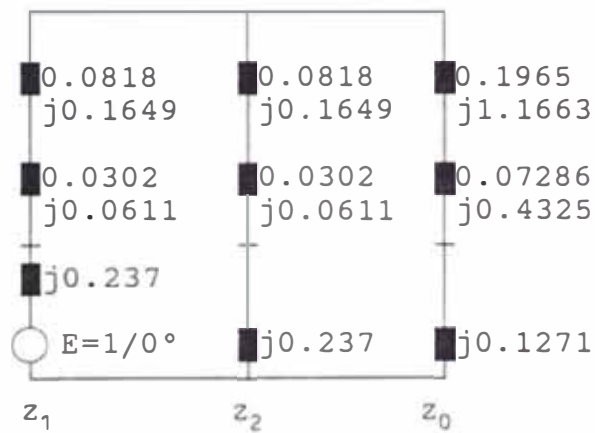
secuencia cero.

$I_{a0} = V_{a0}/z_0 = 0.6998 \angle -82.917^\circ$  corriente en la red de secuencia cero.

$I_n = 3I_{a0} = 3 \times 0.6998 \times 962.25 \text{ Amp.}$

$I_n = 2020.14 \text{ Amp.}$

b.- Cálculo de cortocircuito bifásico en S.E.  
Illimo:



$$z_{//} = z_2 z_0 / (z_2 + z_0) = 0.3744 \angle 77.41^\circ$$

$$I = \frac{1/0^\circ}{z_1 + z_{//}} = 1.1755 \angle -76.84^\circ \text{ corriente en la red de secuencia positiva } z_1$$

$$V_{a0} = E - I * z_1 = 1 \angle 0^\circ - 1.1755 \angle -76.84^\circ * 0.4763 \angle 76.40^\circ$$

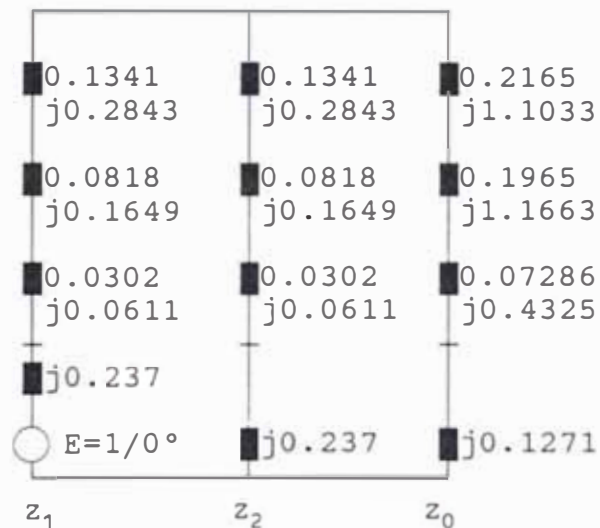
$V_{ao} = 0.4401/0.559^\circ$  pu tensión en la red de secuencia cero.

$I_{ao} = V_{ao}/z_0 = 0.2519/-80.571^\circ$  corriente en la red de secuencia cero.

$I_n = 3I_{ao} = 3 \times 0.2519 \times 962.25 \text{ Amp.}$

$I_n = 727.17 \text{ Amp.}$

c.- Cálculo de cortocircuito bifásico en S.E. Plan Piloto:



$$z_{//} = z_2 z_0 / (z_2 + z_0) = 0.6186 / 73.59^\circ$$

$$I = \frac{1/0^\circ}{z_1 + z_{//}} = 0.7116 / -72.57^\circ \text{ corriente en la red de secuencia positiva } z_1$$

$$V_{ao} = E - I * z_1 = 1/0^\circ - 0.7116 / -72.57^\circ * 0.7867 / 71.77^\circ$$

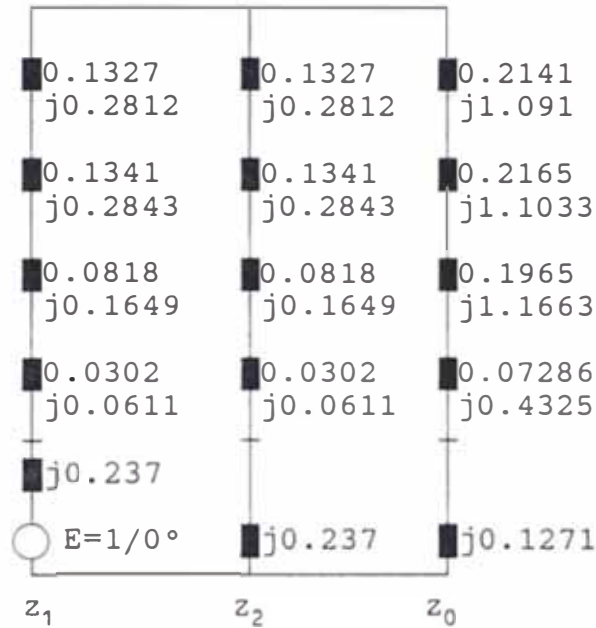
$V_{ao} = 0.4402 / 1.025^\circ$  pu tensión en la red de secuencia cero.

$I_{ao} = V_{ao}/z_0 = 0.1533 / -79.231^\circ$  corriente en la red de secuencia cero.

$$I_n - 3I_{a0} = 3 \times 0.1533 \times 962.25 \text{ Amp.}$$

$$I_n - 442.53 \text{ Amp.}$$

d.- Cálculo de cortocircuito bifásico en S.E. Motupe:



$$z_{//} = z_2 z_0 / (z_2 + z_0) = 0.8606 / 72.12^\circ$$

$$I = \frac{1/0^\circ}{z_1 + z_{//}} = 0.5116 / -70.93^\circ \text{ corriente en la red de secuencia positiva } z_1$$

$$V_{a0} = E - I * z_1 = 1/0^\circ - 0.5116 / -70.93^\circ * 1.0945 / 70.00^\circ$$

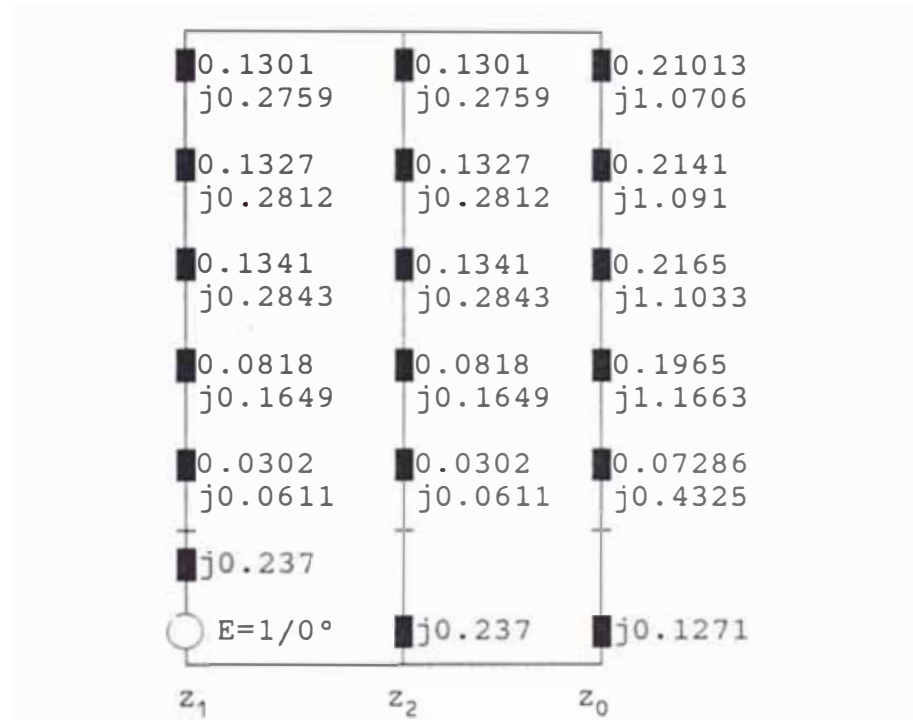
$$V_{a0} = 0.4402 / 1.190^\circ_{pu} \text{ tensión en la red de secuencia cero.}$$

$$I_{a0} = V_{a0} / z_0 = 0.1105 / -78.679^\circ \text{ corriente en la red de secuencia cero.}$$

$$I_n - 3I_{a0} = 3 \times 0.1105 \times 962.25 \text{ Amp.}$$

$$I_n - 319.13 \text{ Amp.}$$

e.- Cálculo de cortocircuito bifásico en S.E. Olmos:



$$z_{//} = z_2 z_0 / (z_2 + z_0) = 1.0996 / 71.18^\circ$$

$$I = \frac{1/0^\circ}{z_1 + z_{//}} = 0.4003 / -69.88^\circ \text{ corriente en la red de secuencia positiva } z_1$$

$$V_{ao} = E - I * z_1 = 1/0^\circ - 0.4003 / -69.88^\circ * 1.3986 / 68.86^\circ$$

$$V_{ao} = 0.4402 / 1.297^\circ \text{ pu tensión en la red de secuencia cero.}$$

$$I_{ao} = V_{ao} / z_0 = 0.0867 / -78.363^\circ \text{ corriente en la red de secuencia cero.}$$

$$I_n = 3I_{ao} = 3 \times 0.0867 \times 962.25 \text{ Amp.}$$

$$I_n = 250.48 \text{ Amp.}$$

**Resultados:**

TRAMO	I <sub>cc</sub> 2φ60KV (Amp.)
SECHO-SE LAMBAYEQUE	2,020.14
SE LAMB.-SE ILLIMO	727.17
SE ILLIMO-SE PLAN PIL.	442.54
SE PLAN PIL.-SE MOTUPE	319.13
SE MOTUPE-SE OLMOS	250.48

**4.2.6 Puesta a tierra**

**4.2.6.1. Estudio de la resistividad del terreno**

El objeto de las mediciones de resistividad del terreno es conocer la resistividad eléctrica de los suelos, tomados a lo largo de la ruta de la línea de Subtransmisión así como los espesores y profundidades de los diferentes estratos que nos permitirán diseñar un buen sistema de Puesta a Tierra.

La resistividad del terreno es de importancia fundamental en el diseño del sistema de puesta a tierra ya que es directamente proporcional a la resistencia de ésta.

Con este propósito se han efectuado mediciones a lo largo de la ruta así como en los Centros de Distribución proyectados; los siguientes tramos.

S.E. CHICLAYO OESTE - S.E. LAMBAYEQUE

ILLIMO - S.E. PLAN PILOTO - MOTUPE

S.E. MOTUPE - S.E. OLMOS.

La mayor parte del recorrido de la línea es por terrenos vegetales de cultivo donde se siembra arroz, pan llevar, árboles frutales, que se cosechan bajo riego, salvo el tramo Motupe - Olmos donde se presentan suelos áridos y desérticos donde se están experimentando técnicas de riego.

De acuerdo a la información existente; estudios de suelos efectuados en la zona por el Plan Piloto de Irrigación Olmos se ha definido la siguiente zonificación por tramos de líneas y zonas geográficas.

- a) Tramo S.E. Chiclayo - S.E. Lambayeque  
Terreno Vegetal semihúmedo
- b) Tramo Illimo S.E. Plan Piloto  
Motupe. Terreno vegetal húmedo

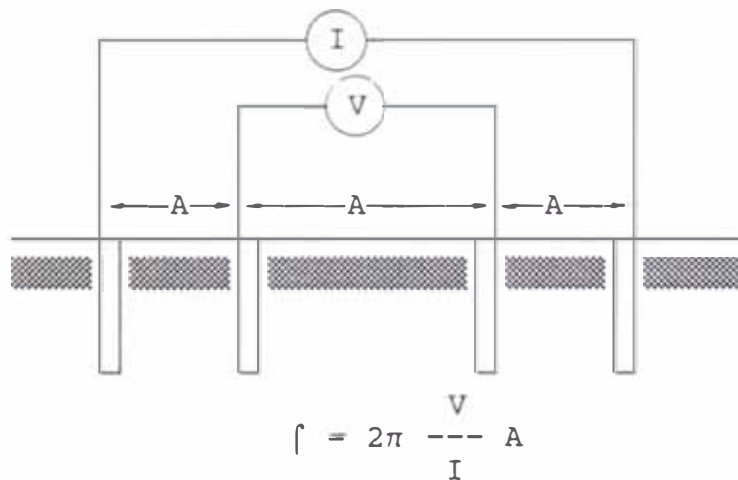
(arrozales - árboles frutales)

- c) Tramo S.E. Motupe - S.E. Olmos Terreno  
vegetal arcilloso grava seco  
(Pampas)

**Método usado en las mediciones**

La metodología empleada en las mediciones de la resistividad del terreno es la de los 4 electrodos desarrollada por el Dr. F. Wenner y recomendado en Standard 80-1976 de la IEE.

Este método consiste en insertar cuatro electrodos a igual distancia sobre el terreno en prueba y en línea recta. Se inyecta al terreno una corriente mediante un par de ellos y se mide la diferencia de potencial entre los otros dos.



Donde:

V - Voltaje aplicado

I - Corriente inyectada

$\rho$  - Resistividad del terreno

**Mediciones efectuadas.-** De acuerdo a la configuración mostrada se han efectuado las siguientes mediciones.

**LINEA S.E. CHICLAYO OESTE - ILLIMO**  
**MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DE SUELOS**

**CUADRO Nº 4-08**

(m)	R( $\Omega$ )	Prof. Jab(m)	T °C	Resistividad( $\Omega$ -m)	Punto	Dist. (Km)	Observ.
1.0 2.0 4.0 8.0	86.0 77.8 33.15 18.23	0.6	25	540.36 977.66 883.42 916.34	Salida S.E. SECHO	0.10	Terreno Grava Pedregoso-seco
1.0 2.0 4.0 8.0	1.65 0.80 0.30 0.09	0.55	23	10.36 10.05 7.54 4.52	Zona Agrícola Chicla. Lambay.	5.0	Terreno Vegetal Semihúmedo.
1.0 2.0 4.0 8.0	9.89 11.31 12.06 8.26	0.50	25	62.14 142.13 303.10 415.20	S.E. Lambayeque.	10.72	Terreno Arena Arcilla Húmeda
1.0 2.0 4.0 8.0	0.78 0.23 0.16 0.06	0.50	25	4.90 2.89 4.02 3.00	Punto Cuatro	18.0	Terreno Vegetal Húmedo



**LINEA S.E. ILLIMO - MOTUPE - OLMOS**  
**MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DE SUELOS**

**CUADRO Nº 4-09**

(m)	R( $\Omega$ )	Prof. Jab(m)	T °C	Resistividad( $\Omega$ -m)	Punto	Dist. (Km)	Observ.
1.0 2.0 4.0 8.0	1.50 0.65 0.26 0.12	0.55	25	9.42 8.17 6.53 6.03	Salida S.E. ILLIMO	36.0	Terreno Vegetal Húmedo
1.0 2.0 4.0 8.0	1.20 0.55 0.23 0.08	0.60	26	7.54 6.91 5.78 4.02	Zona Plan Piloto	62	Terreno Vegetal Semihúmedo.
1.0 2.0 4.0 8.0	15.01 12.00 9.36 8.85	0.55	25	94.31 150.80 235.24 444.85	S.E. Motupe	80	Terreno Arena Arcilla Húmedo
1.0 2.0 4.0 8.0	8.80 11.04 12.15 10.00	0.55	26	55.29 138.73 305.36 502.65	S.E. Olmos	103	Terreno Arcilla Grava Seco

Los valores, medidas y la resistividad eléctrica del terreno calculado se presentan en los Cuadros Nº 4-08 y 4-09. En resumen se obtuvieron los siguientes resultados:

**RESISTIVIDAD BAJA : 0 - 100**

**RESISTIVIDAD MEDIA : 100 - 500**

**RESISTIVIDAD ALTA : 500 - 1000**

Luego la puesta a tierra de la línea de subtransmisión deberá dimensionarse para estos rangos.

#### **4.2.6.2. Cálculo y determinación del sistema de puesta a tierra.**

El presente cálculo trata la selección y cálculo del sistema de puesta a tierra correspondiente a la línea de subtransmisión 60 KV Chiclayo - Illimo - Motupe - Olmos.

El sistema de aterramiento para el proyecto indicado, tiene como referencia las características de resistividad del terreno, medidas en el campo en forma de muestreo y según los diferentes estratos del terreno que se presenta a lo largo de la línea y Subestaciones de Distribución.

#### **Criterios de cálculo**

La operación de un Sistema Eléctrico en forma continua, segura y confiable depende en gran medida de un buen sistema de aterramiento que permita evacuar las

posibles corrientes de fuga, ocasionales corrientes de falla o corrientes de descarga atmosférica.

El dimensionamiento correcto de los aterramientos es de suma importancia, cuya selección deberá efectuarse desde el punto de vista Técnico económico. Las características principales de un aterramiento, por lo tanto son:

- Obtener una resistencia de aterramiento económicamente la más baja posible.
- 2º Mantener los potenciales inducibles por las corrientes de falla dentro de los márgenes permitidos.
- 3º Reducir los costos de mantenimiento al mínimo por tratarse de líneas de transmisión que recorre zonas rurales; fallas eventuales por este concepto deben ser nulas.
- 4º Debe ser capaz de conducir a tierra las corrientes de falla y/o atmosféricas durante el mayor tiempo eventual posible, sin sobre calentamientos de sus elementos constituyentes.

5º Deberá tener una resistencia que sea capaz de producir la operación de los elementos de protección (Fusibles Interruptores, etc)

### **Cálculo de puesta a tierra**

Los cálculos que conducen a la selección del sistema de puesta a tierra, permite determinar el conductor y los accesorios a utilizar.

#### **a) Selección del conductor**

El conductor debe ser capaz de transportar la corriente de c.c. mas desfavorable (cortocircuito simétrico) en caso de falla. Según el calculo de cortocircuito del sistema, la corriente de falla más desfavorable es alrededor de 3212 Amp. para conductor de cobre y tiempos de falla de 0.1 a .5 seg; se ha seleccionado conductor de Cu desnudo de 16 mm<sup>2</sup>; esta sección se podrá utilizar como dispersor (electrodo) o como elemento de unión entre soportes y electrodo.

**b) Selección de los electrodos o dispersores**

La dispersión de las corrientes de falla puede realizarse insertando directamente al terreno electrodos que pueden ser : varillas o jabalinas simples, combinación de jabalinas, contrapesos, combinación de contrapesos y jabalinas.

Asimismo se puede realizar mediante electrodos de puesta a tierra, logrando mejorar el terreno, es decir disminuyendo la resistividad, utilizando compuestos vegetales o químicos.

Por condiciones de operación y mantenimiento se debe optar por puestas a tierra directamente enterrados, donde el mantenimiento se reduce al mínimo.

**c) Cálculo de los electrodos de puesta a tierra**

**c.1) Resistencia de una Jabalina.**

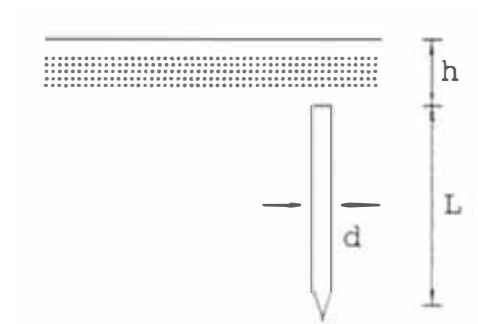
Para una Jabalina, se ha analizado para

longitudes de 1.8 y 2.4 m con profundidades de instalación 0.30, 0.45 y 0.60 m.

Según las ecuaciones (1) y (2) siguientes:

$$R_j = 0.366\Gamma/L * \text{Log}(2L/d * \sqrt{((4h+3L)/(4h+L))}) \dots (1)$$

$$R_j = k\Gamma \dots (2)$$



Donde:

- k : constante de profundidad
- $\Gamma$  : resistividad del terreno
- L : longitud de jabalina
- d : diámetro de jabalina
- h : profundidad de enterramiento

se ha evaluado la longitud de Jabalina y profundidades de instalación mas conveniente.

CUADRO Nº 4-10

L (m)	1.80			2.40		
h (m)	0.30	0.45	0.60	0.30	0.45	0.60
K	0.5138	0.5096	0.5063	0.4063	0.4035	0.4012

La instalación de un electrodo de 2.4 m significa mejorar la puesta a tierra en un 27 % en promedio.

Por lo tanto la longitud de la Jabalina a utilizarse será de 2.4 m., diámetro del electrodo igual a 0.01587 m.

La profundidad de instalación mas conveniente será a un promedio de 0.45 m.

Luego:

$$R_1 = 0.40352 \rho$$

$\rho$  : resistividad del terreno (ohm-m)

Los resultados se muestran en el CUADRO No 4-10.

c.2) Resistencia para Jabalinas paralelas.

La utilización de dos y tres jabalinas es ventajoso, porque permite mejorar la puesta a tierra en un 80 % y 40 % respectivamente.

Los resultados se muestran en el Cuadro N04-11 para diferentes valores de

resistividad del terreno.

**RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

**CUADRO Nº 4-11**

Nº de Jaba líneas	Resistividad (Ohm-m)	100	150	300	500	1000
1	R1 (Ohm)	40.4	60.6	121.1	202	403.5
2	R2	22.4	33.5	67.1	112	223.6
3	R3	15.9	23.8	47.8	79	158.6

La conveniencia de utilizar una, dos o tres jabalinas, esta limitada por la resistividad del terreno, luego para una separación de 3.5 m se tiene:

- 1 Jabalina  $f \leq 62 \text{ Ohm-m}$
- 2 Jabalinas  $f \leq 112 \text{ Ohm-m}$
- 3 Jabalinas  $f \leq 160 \text{ Ohm-m.}$

**c.3) Resistencia de puesta a tierra con contrapesos**

Esta corresponde a conductores enterrados con el suelo con diferentes formas o configuraciones siguientes:



**\*) Contra peso horizontalmente a profundidad "h"**

Para las mismas características del conductor: 16 mm<sup>2</sup>, d = 5.10 mm

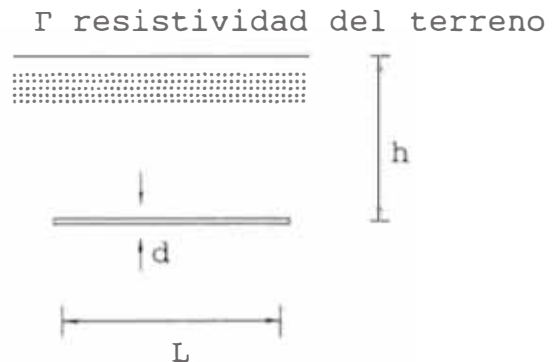
Profundidad de enterramiento = 0.45

Según las ecuaciones (1) y (2) siguientes:

$$R = \Gamma / (2\pi L) \ln(L^2 / (1.85hd)) \dots (1)$$

$$R = K\Gamma \dots (2)$$

Donde:



Los resultados se muestran en el Cuadro N° 4-12.

**RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA**

**CUADRO N°4-12**

K	L(m)	100	150	300	500	1000	1500
0.1602	10	16	24	48.10	80.10	160.20	240.3
0.0911	20	9.10	13.7	27.30	45.60	91.10	136.7
0.0651	30	6.50	9.8	19.50	32.50	65.10	97.6
0.0423	50	4.20	6.3	12.70	21.10	42.30	63.4

**\*\*) Dos contra pesos paralelos a profundidad "h"**

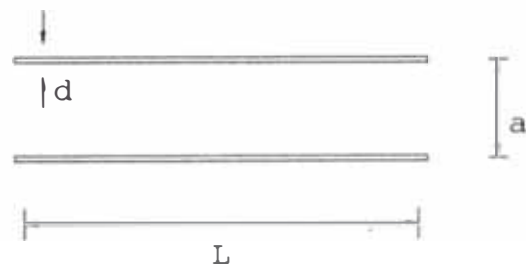
Se ha calculado para conductor de 16 mm<sup>2</sup>, cobre, instalado a una profundidad de 0.45 m en base a la ecuación (1) y (2) siguientes:

$$R = \Gamma / (2\pi L) \ln [(L^4 / (3.42 h d a A))] \dots (1)$$

$$R = K \Gamma \dots (2)$$

Donde:  $A = \sqrt{(a^2 + 4h^2)}$

$\Gamma$  resistividad del terreno Conductores a profundidad "h":



Los resultados se muestran en el Cuadro N°4-12.

### RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

CUADRO N°4-13

X(m-1)	L(m)	100	150	300	500	1000	1500
0.1242	10	12.42	18.63	37.25	62.10	124.20	186.30
0.0841	20	8.41	12.62	25.20	42.10	84.20	126.20
0.0647	30	6.47	9.71	19.40	32.40	64.70	97.10
0.0531	40	5.31	8.00	15.90	26.60	53.10	79.70
0.0453	50	4.35	6.80	13.60	22.70	45.30	68.00

#### CONCLUSIONES:

A) Para los tipos de suelo existentes en la zona del proyecto medidos en el campo por muestreo, se ha definido tres tipos de Puestas a Tierra, los mismos que al momento de la instalación deben ser reajustados, según Normas VDE la resistencia puesta a tierra no debe superar de  $20 \Omega$  (en nuestro caso se considera  $30 \Omega$ ).

Los tipos de puestas a tierra son:

**Tipo "T1":** Varilla instalada a una profundidad de 0.45 m utilizándose tres variantes para rangos de resistividad de 0 a 160 Ohm-m.

**Tipo "T2":** Un conductor (contrapeso) instalado a

una profundidad de 0.45 m horizontalmente y perpendicularmente al eje de la línea para rangos de resistividad de 160 a 500 Ohm-m.

**Tipo "T3":** Dos conductores paralelos instalados a 0.45 m de profundidad y en forma perpendicular al eje de la línea, para rangos de resistividad de 500 a 1500 Ohm-m.

- B) Las diferentes configuraciones analizadas corresponde a formulaciones efectuadas y comprobadas en otros países, considerándose que una de las restricciones en los terrenos estratificados para más de una capa resultando una limitación económica para mantener el control de los potenciales de superficie del suelo, se utilizará 1 jabalina/poste ó 2 jabalinas/poste ó contrapesos.

#### 4.2.6.3 Tensión de toque y tensión de paso

##### Riesgos de la Electricidad.-

El choque eléctrico hacia las personas, dependen de la tensión, corriente y el tiempo que la persona está sometida, el contacto es por la piel y su resistencia es la que limita la corriente siendo esta variable de persona en persona. La

resistencia de la piel disminuye en función de la tensión creciente que se le aplica comportándose como un pararrayo.

la Universidad de Columbia realizó pruebas que condujeron a la ecuación:

$$I_k^2 t = 0.027$$

$I_k$  - valor RMS de la corriente en Amperios

$t$  - tiempo de paso de la corriente (seg.)

Para un determinado valor de  $I_k$ , el tiempo  $t$  que resuelve esta ecuación, indica que no se producirá fibrilación, esta fórmula obtenida experimentalmente tiene límites y no es válida para valores altos de corriente y tiempo, sugiriéndose que el umbral sea 100 miliamperios, asimismo 1 miliamperio con el tiempo largo produce electrólisis que origina toxinas y se muere por envenenamiento.

#### Valores Máximos admisibles

-----

Para corrientes normales

#### Tensión de paso

$$V_{\text{paso}} = (2R_f + R_k) \frac{0.165}{\sqrt{t}} \text{ (voltios)}$$

$R_k$  - resistencia media del cuerpo se asume 1,000  $\Omega$

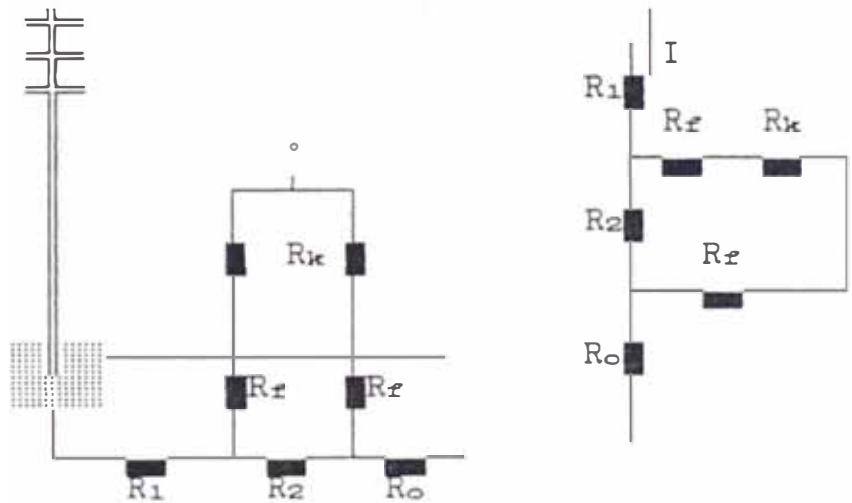
$R_f$  - resistencia que corresponde a los pies, se asume  $3 \rho \tau$

De donde se deduce

$$V_{\text{paso}} = (165 + \rho_{\tau}) / \sqrt{t}$$

Donde:

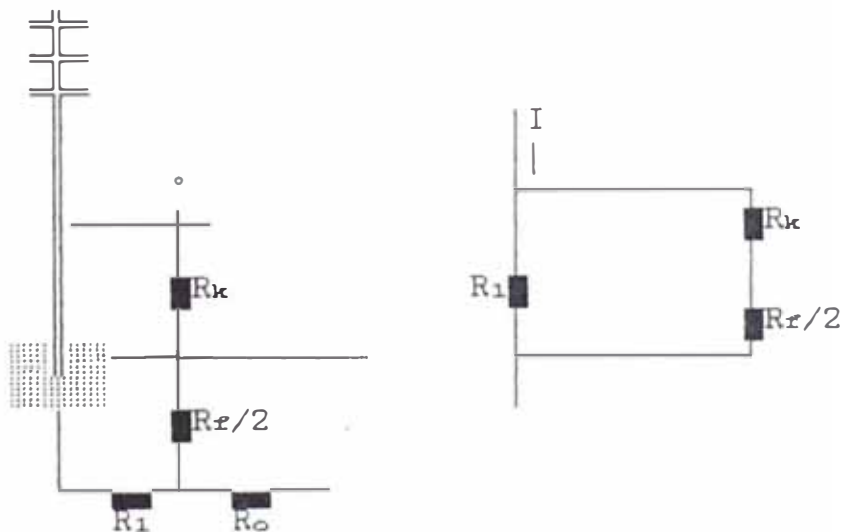
- $\rho_{\tau}$  : resistividad del terreno  $\Omega\text{-m}$
- $t$  : tiempo de paso de la corriente durante la falla 0.1 á 0.5 seg.



$R_1, R_2, R_0 =$  resistencia del sistema de electrodos a tierra.

### Tensión de toque

-----



- $R_k$  - resistencia del cuerpo, se asume 1,000  $\Omega$
- $R_f$  - resistencia contacto de los pies  $\approx 3 \rho_{\tau}$

$R_1, R_0$  - resistencia del sistema electrodo a tierra.

$$V_{\text{toque}} = (R_k + \frac{R_f}{2}) I_k \text{ (voltios)}$$

De donde se deduce

$$V_{\text{toque}} = (165 + 0.25\rho t)/ft$$

Donde:

$\rho t$  : resistividad del terreno ( $\Omega\text{-m}$ )

$t$  : tiempo de paso de la corriente, duración de la falla 0.1 á 0.5 seg.

Por el caso del presente estudio y de acuerdo a la norma VDE se considera lo siguiente:

$\rho$  - resistividad del terreno 30.0  $\Omega\text{-m}$

$t$  - tiempo de duración de una falla 0.5 seg.

$$V_{\text{paso}} = \frac{165 + 30}{f0.5} < 275.77 \text{ voltios}$$

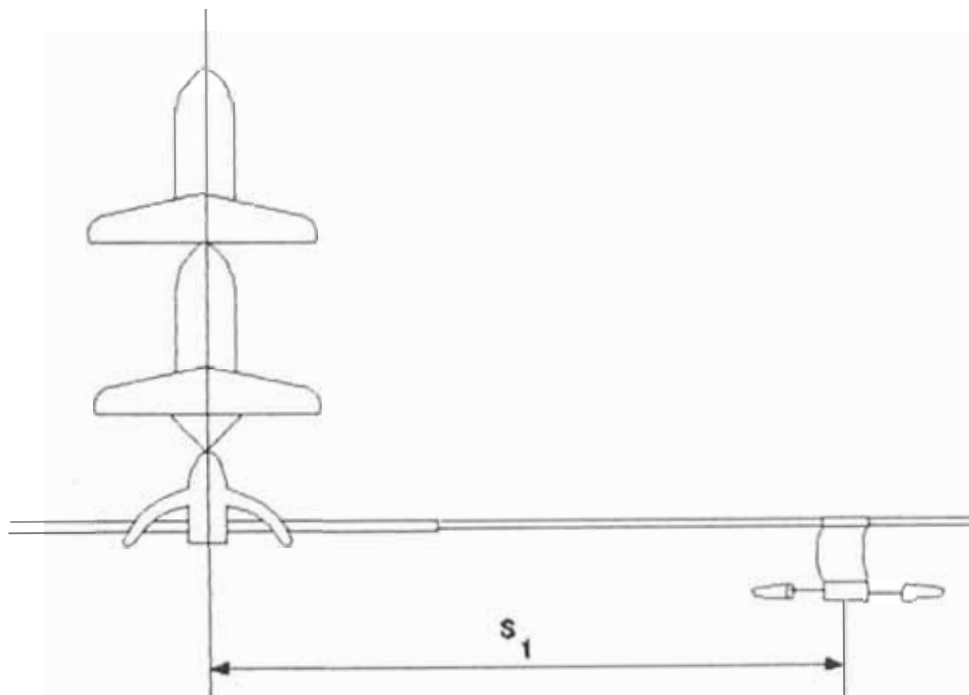
$$V_{\text{toque}} = \frac{165 + 0.25 \times 30}{f0.5} < 243.95 \text{ voltios}$$

El sistema de puesta a tierra debe ser eficaz, de tal manera que cuando es atravesada por la corriente de cortocircuito, los potenciales que se presenten no superen las tensiones de toque y de paso admisible indicados anteriormente.

#### 4.2.6.4 Amortiguadores

La vibración de los conductores bajo la acción del viento conocida como vibración eólica, pueden causar fallas por fatiga en los puntos de soporte, a fin de evitar el deterioro del conductor se han instalado amortiguadores en los conductores.

Los amortiguadores deben colocarse de tal forma que el movimiento de los conductores originen un movimiento de contrapeso y flexión de las guías del amortiguador.





Para un amortiguador

$$S1 = 0.011 d \sqrt{\frac{\beta}{P_c}}$$

- Para un segundo amortiguador

$$S2 = 0.022 d \sqrt{\frac{\beta}{P_c}}$$

NOTA: Las fórmulas precitadas son válidas para vanos menores de 365 m (referencia Llovani Barera)

donde: d = diámetro del conductor en mm (17.23 mm)

$\beta$  = tracción media de explotación (kg)

$P_c$  = peso del conductor kg/m (0.487 kg/m)

$$S1 = 0.0011 (17.23) \sqrt{\frac{5.11 \text{ kg/mm}^2 \times 177.3 \text{ mm}^2}{0.487 \text{ kg/m}}} = 0.743 \text{ m}$$

luego S1 : 0.8 m

**4.2.7 Análisis del comportamiento de la línea de subtransmisión en régimen de operación anormal. Recomendaciones para la protección de la línea.**

Desde el punto de vista operativo se requiere que las instalaciones operen con mayores niveles de carga y altos niveles de confiabilidad.

Para la protección de la línea de subtransmisión, materia del presente estudio, deberá cumplirse las siguientes cualidades:

- a) **Selectividad.** Se deberá evaluar su efectividad en aislar sólo la parte averiada del sistema.
- b) **Estabilidad.** Propiedad de mantenerse insensible a las averías que se producen fuera de la zona protegida (Averías externas)
- c) **Velocidad de funcionamiento.** Esta propiedad es mas evidente. Cuanto más tiempo esté fluyendo la corriente de avería, mayor será el daño al equipo.
- d) **Sensibilidad.** Nivel o valor de la corriente de avería a la que empieza a funcionar el aparato, que puede expresarse tomando como unidad la intensidad nominal del circuito.
- e) **Consideraciones económicas.** La protección es

relativamente cara, pero también lo es el Sistema o equipo protegido y la seguridad de suministro es vital. Se suelen utilizar dos sistemas de protección separados, uno principal (o primario) y otro de reserva.

Dentro del esquema de protección de esta línea se deberá adoptar como protección primaria compuesta por relés de distancia electrónicos analógicos y como protección de respaldo local por relés de distancia electrónicos digitales.

Los relés de tecnología electrónica permite mediante una programación de microinterruptores seleccionar las características de operación del elemento de arranque asimismo su calibración de alcances y temporización permite tener además equipos registradores de perturbaciones y localizadores de fallas, manejados mediante softwares de microcomputadoras. Los relés electromecánicos ya no son recomendables por los desgastes en sus elementos móviles; durante su trabajo y sus repuestos actualmente están llegando a ser onerosos por su fabricación a pedido específico.

Los cálculos de coordinación del sistema de

protección de distancia de la línea de subtransmisión 60 KV se efectuará en base a las impedancias de la línea y la configuración de operación de la misma.

Los ajustes no deben modificarse, si es que estos permiten operar a los relés con selectividad, sin embargo, ocurrida una nueva configuración de operación (Incorporación de nuevas redes en el sistema eléctrico), es necesario actualizar los cálculos de ajustes que conducirán a modificaciones en los ajustes de los relés de distancia.

Esta situación ocurre cuando en un sistema de potencia por razones de crecimiento de la demanda se ve modificada su configuración por la incorporación de nuevas líneas de transmisión, subestaciones, estaciones de generación, sistemas de compensación reactiva, etc.

En la actualidad además de tener esta problemática natural, se tiene el gran problema de los atentados terroristas en las torres de las líneas de transmisión, los cuales dejan fuera de servicio las líneas afectadas por largos períodos, por lo que en la mayoría de los

casos se ha visto en la imperiosa necesidad de efectuar cálculos de coordinación de los relés de protección de la red no afectada pero que opera a veces con configuraciones de emergencia en las cuales siempre es necesario preservar que la protección opere con selectividad.

La metodología para los cálculos de coordinación de los relés de distancia deberá ser de acuerdo a la metodología desarrollada por ELECTROPERU.

C A P I T U L O V

DISEÑO MECÁNICO

## **DISEÑO MECÁNICO**

### **5.1 Cálculo Mecánico del Conductor**

#### **5.1.1 Análisis de las condiciones meteorológicas.**

Para la determinación de las condiciones meteorológicas se analiza los datos proporcionados por las estaciones meteorológicas del Senamhi y por la Universidad Nacional "Pedro Ruiz Gallo" ubicados en Lambayeque el lllimo.

Los datos suministrados corresponden al año 1988, los valores de Temperatura Máxima, Media, Mínima y la Velocidad Máxima del viento corresponden a la toma de datos cada hora durante doce meses.

Para el cálculo de estos valores se ha utilizado el método estadístico considerando el valor promedio de datos, desviación estándar que es una medida de dispersión basada en las desviaciones con respecto a su media aritmética.

Valor promedio de datos

Temperatura desviación

$$X = \text{de origen arbitrario} + \frac{\Sigma FX}{N}$$

Desviación estándar o típica

$$S = \sqrt{\left[ \frac{\Sigma FX^2}{N} - \left( \frac{\Sigma FX}{N} \right)^2 \right]}$$

$$X_{\max} = \bar{X} + 3*S$$

$$X_{\min} = \bar{X} - 3*S$$

A continuación mostraremos en los Cuadros N° 5-01, N° 5-02, N° 5-03 y N° 5-04 con el método analítico de la determinación de las condiciones metereológicas:

- . Temperatura mínima : 10 °C
- . Temperatura máxima : 43 °C
- Temperatura media : 25 °C
- . Velocidad del viento : 72 Km/hr



CUADRO N<sup>o</sup> 5-01

CALCULO ESTADISTICO DE LA DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS MAXIMAS

Temp.Max (°C)	Frecuen. (f)	desviaci (x)	Frecuencia Acum.(fa)	Fa(%)	Fx	Fx <sup>2</sup>
31.5	11	-3	11	3.4268	-33	99
32	12	-2.5	23	7.1651	-30	75
32.5	12	-2	35	10.903	-24	48
33	16	-1.5	51	15.888	-24	36
34	18	-1	69	21.495	-18	18
35	32	-0.5	101	31.464	-16	8
37	54	0	155	48.287	0	0
38.5	34	0.5	189	58.879	17	8.5
39	22	1	211	65.732	22	22
39.5	24	1.5	235	73.209	36	54
40	28	2	263	81.931	56	112
41.5	18	2.5	281	87.539	45	112.5
42	8	3	289	90.031	24	72
42.5	12	3.5	301	93.769	42	147
43	10	4	311	96.885	40	160
44.5	8	4.5	319	99.377	36	162
	2	5	321	100	10	50
	321				183	1184

$$T_m = \frac{37 + \text{Sum}(fx)}{\text{Sum}(f)} = 37.5701$$

$$s = \left( \frac{\text{Sum } Fx^2}{\text{Sum } (f)} - \left( \frac{\text{Sum } Fx}{\text{Sum } f} \right)^2 \right)^{1/2} = 1.833976$$

$$\text{Temperatura m xima} = T_m + 3(s) = 43.072$$

Se asume : T<sub>max</sub>=43 °C

CUADRO N<sup>o</sup> 5-02

CALCULO ESTADISTICO DE LA DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS MEDIAS

Temp. Med (°C)	Frecuen. (f)	desviaci (x)	Frecuencia Acum. (fa)	Fa(%)	Fx	2 Fx
19	11	-3	11	3.4268	-33	99
21	12	-2.5	23	7.1651	-30	75
22	12	-2	35	10.903	-24	48
22.5	16	-1.5	51	15.888	-24	36
23	18	-1	69	21.495	-18	18
24	32	-0.5	101	31.464	-16	8
24.5	54	0	155	48.287	0	0
25.5	34	0.5	189	58.879	17	8.5
26	22	1	211	65.732	22	22
26.5	24	1.5	235	73.209	36	54
27	28	2	263	81.931	56	112
27.5	18	2.5	281	87.539	45	112.5
28	8	3	289	90.031	24	72
28.5	12	3.5	301	93.769	42	147
29	10	4	311	96.885	40	160
29.5	8	4.5	319	99.377	36	162
30	2	5	321	100	10	50
	321				183	1184

$$T_m = 24.5 + \frac{\sum(fx)}{\sum(f)} = 25.0701$$

Se asume : 25 °C

CUADRO N<sup>o</sup> 5-03

CALCULO ESTADISTICO DE LA DISTRIBUCION DE TEMPERATURAS MINIMAS

Temp.Min (°C)	Frecuen. (f)	desviaci (x)	Frecuencia Acum.(fa)	Fa(%)	Fx	2 Fx
11	11	-3	11	3.4268	-33	99
12	12	-2.5	23	7.1651	-30	75
13	12	-2	35	10.903	-24	48
13.5	16	-1.5	51	15.888	-24	36
14	18	-1	69	21.495	-18	18
14.5	32	-0.5	101	31.464	-16	8
15	54	0	155	48.287	0	0
15.5	34	0.5	189	58.879	17	8.5
16	22	1	211	65.732	22	22
16.5	24	1.5	235	73.209	36	54
17	28	2	263	81.931	56	112
17.5	18	2.5	281	87.539	45	112.5
18	8	3	289	90.031	24	72
18.5	12	3.5	301	93.769	42	147
19	10	4	311	96.885	40	160
19.5	8	4.5	319	99.377	36	162
20	2	5	321	100	10	50
	321				183	1184

$$T_m = \frac{15 + \text{Sum}(fx)}{\text{Sum}(f)} = 15.5701$$

$$s = \left( \frac{\text{Sum } Fx^2}{\text{Sum } (f)} - \left( \frac{\text{Sum } Fx}{\text{Sum } f} \right)^2 \right)^{1/2} = 1.833976$$

$$\text{Temperatura mínima} = T_m - 3(s) = 10.0682$$

CUADRO N<sup>o</sup> 5-04

CALCULO ESTADISTICO DE LA DISTRIBUCION DE VIENTOS MAXIMOS

Vien.Max   m/seg	Frecuen. (f)	desviaci (x)	Frecuencia Acum.(fa)	Fa(%)	Fx	Fx <sup>2</sup>
3.3	96	0	96	75	0	0
5	0	1	96	75	0	0
6	2	2	98	76.563	4	8
7	4	3	102	79.688	12	36
8	2	4	104	81.25	8	32
9	1	5	105	82.031	5	25
10	0	6	105	82.031	0	0
11	0	7	105	82.031	0	0
12	9	8	114	89.063	72	576
13	0	9	114	89.063	0	0
14	0	10	114	89.063	0	0
15	7	11	121	94.531	77	847
16	1	12	122	95.313	12	144
17	0	13	122	95.313	0	0
18	0	14	122	95.313	0	0
19	2	15	124	96.875	30	450
22	2	18	126	98.438	36	648
25	0	21	126	98.438	0	0
26	2	22	128	100	44	968
	128				300	3734

$$T_m = 3.3 + \frac{\text{Sum}(fx)}{\text{Sum}(f)} = 5.64375$$

$$s = \left( \frac{\text{Sum } Fx^2}{\text{Sum } (f)} - \left( \frac{\text{Sum } Fx}{\text{Sum } f} \right)^2 \right)^{1/2} = 4.866078$$

$$\text{Velocidad Maxima} = T_m + 3(s) = 20.242 \text{ m/s}$$

### 5.1.2 Hipótesis de carga

Las hipótesis de carga se han determinado a partir de las condiciones ambientales existentes en el área del proyecto correspondiente a la zona NorOeste del País a una altitud de 40 m.s.n.m.

#### Hipótesis 1 : TEMPLADO

Temperatura media : 25 °C

Presión del viento : Nula

Tiro del conductor : 5.11Kg./mm<sup>2</sup>

#### Hipótesis 2 : MÁXIMA FLECHA

Temperatura máxima : 43 °C

Presión del viento : Nula

#### Hipótesis 3 : MÁXIMO ESFUERZO

Temperatura mínima : 10 °C

Presión del viento : 21.8 Kg/mm<sup>2</sup>.

#### Hipótesis 4 : TEMPERATURA MÍNIMA

Temperatura : 10 °C

Presión del viento : Nula

#### Hipótesis : PRESIÓN DE VIENTO MÁXIMO

Temperatura : 15 °C

Presión del viento : 21.80 Kg/m<sup>2</sup>

#### Hipótesis : OSCILACIÓN DE CADENAS

Temperatura : 10°C

Presión del viento : 5.184 Kg/mm<sup>2</sup>.

### **5.1.3 Selección de esfuerzos EDS (Every Day Stress)**

En la selección de esfuerzos en EDS se tomará en cuenta las siguientes consideraciones.

El esfuerzo EDS debe ser tal, que en la hipótesis de máxima sobrecarga (Hipótesis 3) el esfuerzo tangencial máximo (en el punto más elevado del conductor) no sobrepase el 40 % del esfuerzo de rotura del conductor.

En las condiciones medias (EDS) el esfuerzo tangencial máximo no debe sobrepasar el 18 % del esfuerzo de rotura, con el objeto de limitar la aparición de vibraciones peligrosas en el conductor.

### **5.1.4 Análisis y Cálculo del Cambio de Estado.**

Utilizaremos la fórmula de Truxa para efectuar el cambio de estado de conductores para diferentes vanos y distintas condiciones de cambios de estado.

Considerando el caso más generalizado cuando existe desnivel:

donde  $\phi$  - arctg h/d

$$\sigma_{22}[\sigma_2 + E\alpha \cos\phi (t_2 - t_1) + \left(\frac{W_{r1} \cdot L}{A \cdot \sigma_1}\right)^2 \cdot \frac{E}{24} - \sigma_1] = \left(\frac{W_{r2} \cdot L}{A}\right)^2 \cdot \frac{E}{24}$$

Donde :

$\sigma_1, \sigma_2$  : Esfuerzos admisibles en las hipótesis I y II, en Kg/mm<sup>2</sup>.

$W_{r1}, W_{r2}$  : Pesos resultantes en las hipótesis I y II, en Kg/m.

$t_1, t_2$  : Temperatura en las hipótesis I y II °C

$\alpha$  : Coeficiente Térmico de Resistencia

E : Módulo de elasticidad en Kg/mm<sup>2</sup>.

A : Sección, en mm<sup>2</sup>.

L : Vano, en m.

Peso resultante del conductor (Wr)

$$W_r = W^2 + P_{v2}$$

$$P_v = K V^2 D$$

Donde :

W : Peso propio del conductor : Kg/m

V : Velocidad del viento : Km/hr

D : Diámetro exterior del conductor : m

Pv : Peso adicional debido a la  
presión del viento . Kg/m

K : Coeficiente de las superficies  
cilíndricas : 0.0042

Mediante artificios algebraicos la ecuación  
cúbica de Truxa puede expresarse de la  
siguiente forma:

$$x^3 + px + q - 0$$

Donde:

$$p = - \frac{Wr1^2}{\sigma_1 Wr2^2} - \frac{24aA(t_2-t_1)}{L^2 Wr2^2 \cos^2\phi} + \frac{24 A^2 \sigma_1}{d^2 Wr2^2 E \cos^3\phi}$$

$$q = \frac{24A^2}{L^2 Wr2^2 E \cos^3\phi}$$

Siendo  $x = A/\sigma$

A: sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

$\sigma$ : tiro horizontal final en Kg.

Calculando la expresión siguiente:

$$\left(\frac{p}{---}\right)^3 + \left(\frac{q}{---}\right)^2 - K$$



Si "K" es positivo se hallarán dos raíces complejas y una raíz real siendo esta:

$$x = (-q/2 + \sqrt{K})^{1/3} + (-q/2 - \sqrt{K})^{1/3}$$

Si "K" es negativo habrá tres soluciones de las cuales dos son imaginarias y la tercera será real correspondiendo a la solución física.

$$x = 2 \sqrt{-p/3} \cos\beta/2$$

donde  $\cos\beta = 3q/(2p\sqrt{-p/3})$ .

La solución de la ecuación cúbica por el método de Cardano es posible en cualquier hoja de cálculo por los simple de su fórmula.

#### Cálculo de la flecha máxima

$$f = \frac{W_r \times L^2}{8 A \sigma}$$

Donde:

W<sub>r</sub> : Peso resultante del conductor : Kg/m.

L : Vano : m

A : Sección del conductor : mm<sup>2</sup>.

σ : Esfuerzo en la hipótesis

considerada : Kg/mm<sup>2</sup>.

Cálculo de vano básico

El tensado de conductores; comprendidos entre dos estructuras de anclaje, debe tener el mismo esfuerzo a lo largo de todo el tendido de la línea.

Es por ello que es importante el concepto de vano básico ya que es; el que nos permite absorber las diferencias de tensión de los conductores por variación del vano y de las condiciones meteorológicas de la zona.

Analíticamente se demuestra :

$$\text{Vano Básico} = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + \dots + L_n}}$$

Reemplazando:

Tomamos :

$$V_b = 200\text{m.}$$

Características principales del conductor

Material	: Aleación de aluminio(AASC)
Sección real	: 177.30 mm <sup>2</sup>
Sección nominal	: 177.30 mm <sup>2</sup>
Peso del conductor	: 487 Kg/Km
Número de hilos	: 19
Diámetro exterior del conductor	: 17.23 mm
Carga de ruptura	: 5035 Kg
Módulo de Elasticidad	: 5,700 Kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	: $2.3 \times 10^{-5}$
Resistencia cc a 20 °C	: 0.189 Ohm/Km

Resultados

En la siguiente página se muestra el Cuadro N° 5-05 de resultados del cálculo mecánico del conductor para diferentes vanos y el diagrama respectivo en la **Figura N° 5-01.**

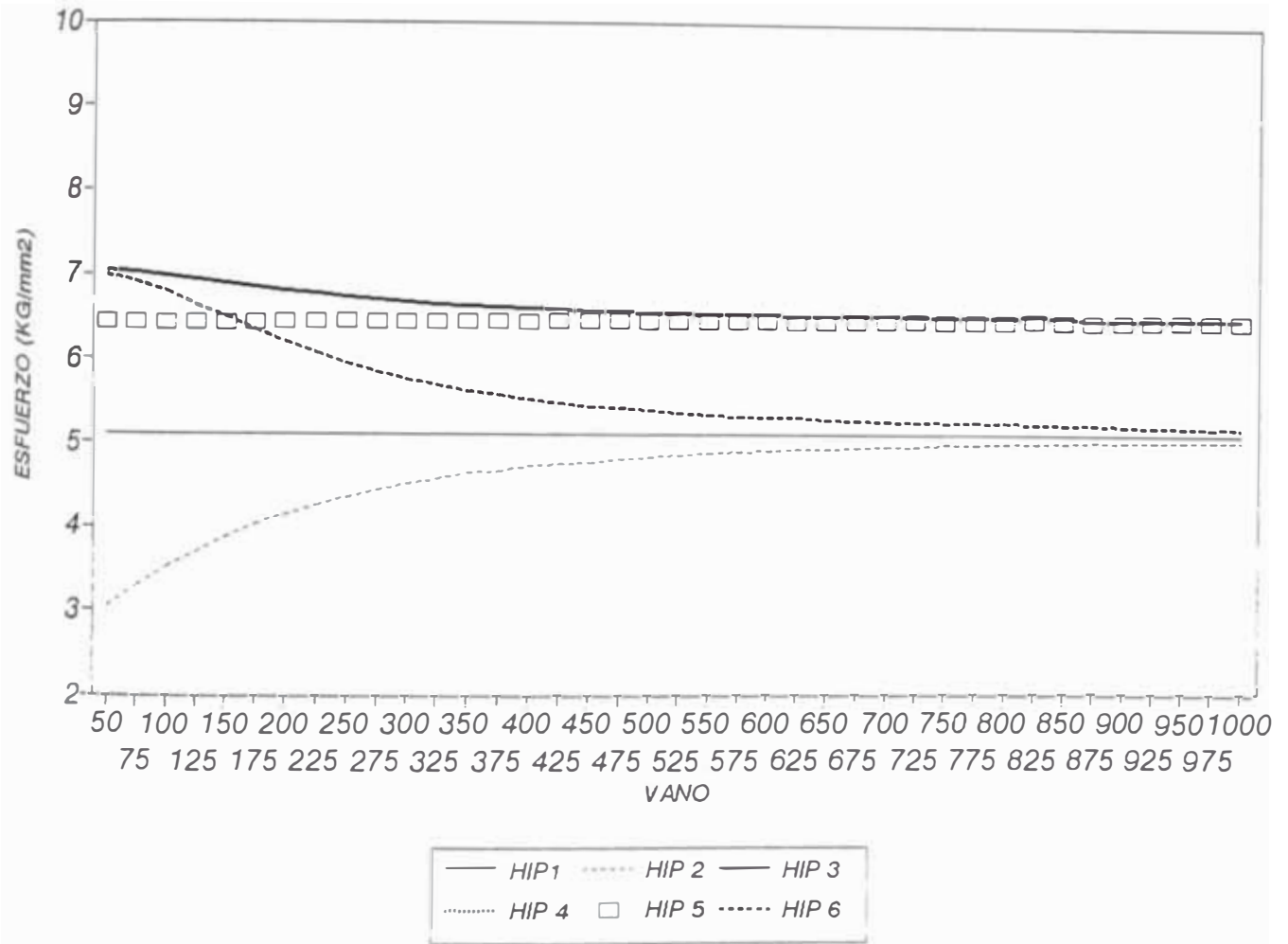
El Cuadro No 5-06 muestra los resultados para las condiciones de templado del conductor.

CUADRO N.º 5-05

Sección nominal: 177.3 mm<sup>2</sup> AASC  
 Sección real 177.3 mm<sup>2</sup> AASC

VANO	HIPOT I	HIPOT II	FLECHA	HIPOTIII	FLECHA	HIPOTIV	FLECHA	HIPOTV	FLECHA	HIPOTVI	FLECHA
							→				
50	5.11	3.06	0.28	7.05	0.15	7.00	0.12	6.42	0.17	7.00	0.12
75	5.11	3.29	0.59	7.02	0.35	6.90	0.28	6.42	0.38	6.90	0.28
100	5.11	3.51	0.98	6.98	0.62	6.78	0.51	6.43	0.67	6.78	0.51
125	5.11	3.71	1.45	6.93	0.98	6.64	0.81	6.43	1.05	6.64	0.81
150	5.11	3.88	1.99	6.89	1.42	6.49	1.19	6.43	1.52	6.49	1.19
175	5.11	4.03	2.61	6.84	1.94	6.34	1.66	6.43	2.06	6.34	1.66
200	5.11	4.16	3.30	6.80	2.55	6.20	2.22	6.43	2.69	6.20	2.22
225	5.11	4.26	4.08	6.76	3.24	6.07	2.86	6.44	3.41	6.07	2.86
250	5.11	4.36	4.92	6.73	4.03	5.95	3.61	6.44	4.21	5.95	3.61
275	5.11	4.44	5.85	6.70	4.89	5.85	4.44	6.44	5.09	5.85	4.44
300	5.11	4.51	6.85	6.67	5.85	5.76	5.36	6.44	6.06	5.76	5.36
325	5.11	4.57	7.94	6.65	6.88	5.68	6.38	6.44	7.11	5.68	6.38
350	5.11	4.62	9.10	6.63	8.01	5.62	7.48	6.44	8.24	5.62	7.48
375	5.11	4.67	10.34	6.61	9.22	5.56	8.68	6.44	9.46	5.56	8.68
400	5.11	4.71	11.67	6.60	10.51	5.52	9.96	6.44	10.76	5.52	9.96
425	5.11	4.74	13.08	6.58	11.89	5.48	11.33	6.44	12.15	5.48	11.33
450	5.11	4.77	14.56	6.57	13.36	5.44	12.78	6.44	13.62	5.44	12.78
475	5.11	4.80	16.13	6.56	14.91	5.41	14.32	6.45	15.17	5.41	14.32
500	5.11	4.83	17.79	6.55	16.54	5.38	15.95	6.45	16.81	5.38	15.95
525	5.11	4.85	19.52	6.54	18.26	5.36	17.66	6.45	18.53	5.36	17.66
550	5.11	4.87	21.34	6.54	20.06	5.34	19.46	6.45	20.34	5.34	19.46
575	5.11	4.89	23.24	6.53	21.95	5.32	21.34	6.45	22.23	5.32	21.34
600	5.11	4.90	25.22	6.52	23.92	5.30	23.30	6.45	24.20	5.30	23.30
625	5.11	4.92	27.29	6.52	25.97	5.29	25.36	6.45	26.26	5.29	25.36
650	5.11	4.93	29.44	6.51	28.11	5.28	27.49	6.45	28.40	5.28	27.49
675	5.11	4.94	31.67	6.51	30.33	5.26	29.71	6.45	30.63	5.26	29.71
700	5.11	4.95	33.98	6.51	32.64	5.25	32.02	6.45	32.94	5.25	32.02
725	5.11	4.96	36.38	6.50	35.03	5.24	34.41	6.45	35.33	5.24	34.41
750	5.11	4.97	38.87	6.50	37.51	5.24	36.88	6.45	37.81	5.24	36.88
775	5.11	4.98	41.43	6.50	40.07	5.23	39.44	6.45	40.37	5.23	39.44
800	5.11	4.98	44.08	6.49	42.72	5.22	42.08	6.45	43.02	5.22	42.08
825	5.11	4.99	46.82	6.49	45.44	5.21	44.81	6.45	45.75	5.21	44.81
850	5.11	5.00	49.63	6.49	48.26	5.21	47.62	6.45	48.56	5.21	47.62
875	5.11	5.00	52.53	6.49	51.15	5.20	50.52	6.45	51.46	5.20	50.52
900	5.11	5.01	55.52	6.48	54.13	5.20	53.50	6.45	54.44	5.20	53.50
925	5.11	5.01	58.59	6.48	57.20	5.19	56.56	6.45	57.50	5.19	56.56
950	5.11	5.02	61.74	6.48	60.35	5.19	59.71	6.45	60.65	5.19	59.71
975	5.11	5.02	64.98	6.48	63.58	5.19	62.94	6.45	63.89	5.19	62.94
1000	5.11	5.03	68.30	6.48	66.90	5.18	66.26	6.45	67.20	5.18	66.26

**FIGURA No 5-01**  
 CURVA ESFUERZO-VANO (177.3 mm<sup>2</sup> AASC)



CUADRO N<sup>o</sup> 5-06

CONDUCTOR

Sección nominal: 177.3 mm<sup>2</sup> AASC

Sección real 177.3 mm<sup>2</sup> AASC

TABLA DE TEMPLADU

TEMP(½C)	5		10		16		20		25		30	
VANO	i(Kg/mm <sup>2</sup> )	Flech(m)	i(Kg/mm <sup>2</sup> )	Flech(m)	i(Kg/mm <sup>2</sup> )	Flech(m)	i(Kg/mm <sup>2</sup> )	Flech(m)	i(Kg/mm <sup>2</sup> )	Flech(m)	i(Kg/mm <sup>2</sup> )	Flech(m)
50	7.637	0.112	6.996	0.123	6.234	0.138	5.730	0.150	5.110	0.168	4.504	0.191
75	7.524	0.257	6.902	0.280	6.169	0.313	5.691	0.339	5.110	0.378	4.554	0.424
100	7.375	0.466	6.780	0.506	6.087	0.564	5.642	0.609	5.110	0.672	4.611	0.745
125	7.200	0.745	6.639	0.808	5.996	0.895	5.589	0.960	5.110	1.050	4.667	1.149
150	7.009	1.102	6.490	1.190	5.903	1.309	5.537	1.395	5.110	1.512	4.720	1.637
175	6.813	1.543	6.340	1.658	5.813	1.809	5.487	1.916	5.110	2.058	4.767	2.206
200	6.622	2.074	6.198	2.216	5.729	2.397	5.441	2.524	5.110	2.688	4.809	2.856
225	6.443	2.698	6.067	2.865	5.654	3.074	5.401	3.218	5.110	3.402	4.845	3.588
250	6.281	3.416	5.950	3.606	5.588	3.840	5.366	3.999	5.110	4.199	4.876	4.401
275	6.139	4.230	5.849	4.440	5.531	4.695	5.336	4.866	5.110	5.081	4.903	5.296
300	6.014	5.138	5.760	5.364	5.481	5.637	5.310	5.820	5.110	6.047	4.926	6.274
325	5.907	6.139	5.685	6.379	5.439	6.668	5.287	6.859	5.110	7.097	4.945	7.333
350	5.816	7.232	5.620	7.484	5.403	7.785	5.268	7.984	5.110	8.231	4.962	8.476
375	5.737	8.416	5.564	8.677	5.372	8.988	5.252	9.194	5.110	9.449	4.977	9.701
400	5.670	9.689	5.517	9.958	5.345	10.278	5.237	10.489	5.110	10.751	4.990	11.009
425	5.612	11.050	5.476	11.326	5.322	11.653	5.225	11.869	5.110	12.136	5.001	12.401
450	5.563	12.499	5.440	12.780	5.302	13.114	5.214	13.334	5.110	13.606	5.011	13.876
475	5.520	14.035	5.410	14.321	5.284	14.659	5.205	14.883	5.110	15.160	5.019	15.434
500	5.482	15.658	5.383	15.947	5.269	16.290	5.197	16.517	5.110	16.798	5.027	17.076
525	5.449	17.366	5.359	17.659	5.256	18.006	5.190	18.235	5.110	18.519	5.034	18.801
550	5.421	19.160	5.338	19.456	5.244	19.806	5.183	20.038	5.110	20.325	5.039	20.610
575	5.395	21.040	5.320	21.338	5.233	21.691	5.178	21.925	5.110	22.215	5.045	22.502
600	5.373	23.005	5.304	23.305	5.224	23.661	5.172	23.897	5.110	24.189	5.050	24.478
625	5.353	25.055	5.289	25.356	5.216	25.715	5.168	25.952	5.110	26.246	5.054	26.538
650	5.335	27.189	5.276	27.493	5.208	27.853	5.164	28.092	5.110	28.388	5.058	28.682
675	5.319	29.409	5.265	29.714	5.201	30.076	5.160	30.316	5.110	30.614	5.061	30.909
700	5.305	31.713	5.254	32.019	5.195	32.383	5.157	32.624	5.110	32.923	5.064	33.221
725	5.292	34.102	5.245	34.409	5.190	34.774	5.154	35.016	5.110	35.317	5.067	35.616
750	5.280	36.575	5.236	36.883	5.185	37.250	5.151	37.493	5.110	37.795	5.070	38.095
775	5.270	39.132	5.229	39.441	5.180	39.809	5.149	40.053	5.110	40.356	5.072	40.658
800	5.260	41.774	5.221	42.084	5.176	42.453	5.146	42.698	5.110	43.002	5.074	43.304
825	5.251	44.501	5.215	44.811	5.172	45.181	5.144	45.427	5.110	45.732	5.076	46.035
850	5.243	47.311	5.209	47.622	5.169	47.993	5.142	48.239	5.110	48.545	5.078	48.850
875	5.236	50.206	5.204	50.518	5.166	50.889	5.141	51.136	5.110	51.443	5.080	51.748
900	5.229	53.185	5.199	53.497	5.163	53.870	5.139	54.117	5.110	54.424	5.081	54.731
925	5.223	56.248	5.194	56.561	5.160	56.934	5.138	57.182	5.110	57.490	5.083	57.797
950	5.217	59.396	5.190	59.709	5.157	60.083	5.136	60.331	5.110	60.640	5.084	60.947
975	5.212	62.627	5.186	62.941	5.155	63.315	5.135	63.564	5.110	63.873	5.085	64.181
1000	5.207	65.943	5.182	66.257	5.153	66.632	5.134	66.881	5.110	67.191	5.087	67.499

### Conclusiones

De acuerdo al resultado de los cálculos mecánicos del conductor, podemos apreciar en la **Figura No 5-01** la curva Tiro vs Vano para la hipótesis 3; máximo esfuerzo para un vano máximo de 250 m el conductor esta trabajando a 23.84 % de su tiro de rotura y para un vano máximo de 500 m. el conductor está trabajando a 23.07% del tiro de rotura, en cambio para un vano mínimo de 60 m estará trabajando al 24.8% del tiro de rotura. Es decir no sobrepasa el 40% del tiro de rotura.

#### **5.1.5 Plantilla de flecha máxima y mínima.**

##### Plantilla de flecha máxima

Para la elaboración de la plantilla de flecha máxima, se ha considerado la ecuación de Truxa y la ecuación de la catenaria.

Se ha tenido en cuenta la hipótesis de temperatura máxima del cálculo mecánico del conductor y para un vano básico de 200m. y otros vanos que se utilizarán para la distribución de Estructuras.

. Ecuación de la catenaria

$$Y = P \left( \cosh \frac{x}{P} - 1 \right)$$

$$P = \frac{\sigma S}{W_c} - \frac{T_0}{W_c}$$

Donde:

P : Parámetro de la Catenaria

$\sigma$  : Esfuerzo del conductor a 43°C

S : Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

W<sub>c</sub> : Peso unitario del conductor  
(Kg/m)

T<sub>0</sub> : Tiro del conductor (Kg)

De acuerdo a las consideraciones anteriores se tiene:

d : vano en metros

$$Y = P \left[ \cosh \frac{x}{P} - 1 \right]$$

Escala horizontal : E<sub>h</sub> = 5000

Escala vertical : E<sub>v</sub> = 200

Finalmente expresando la ecuación de la catenaria en función de las escalas se obtienen los resultados para la elaboración de la plantilla de flecha máxima.



### Plantilla de flecha mínima

La elaboración de la plantilla de flecha mínima obedece a que cuando existen soportes que están ubicados más bajo que los soportes adyacentes, se debe verificar la presencia de tiros hacia arriba (UP LIPT) cuando el conductor tenga la flecha mínima.

Para la confección de dicha plantilla debemos hacer uso de la hipótesis de mínima temperatura del cálculo mecánico de conductores.

d - vano en metros

$$Y - P \left[ \text{Cosh} \frac{x}{P} - 1 \right]$$

### Resultados

Los resultados para la construcción de la plantilla de flecha máxima y mínima, se indican en el Cuadro No 5-07, No 5-08, No 5-09, No 5-10, No 5-11, No 5-12, No 5-13 y No 5-14.

CUADRO N° 5-07

=====

CALCULO DE PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

H = 5000 V= 200 (escaia)  
 VANG BASIC= 180 at.  
 CONDUCTOR = 177.3 aa2 AACS

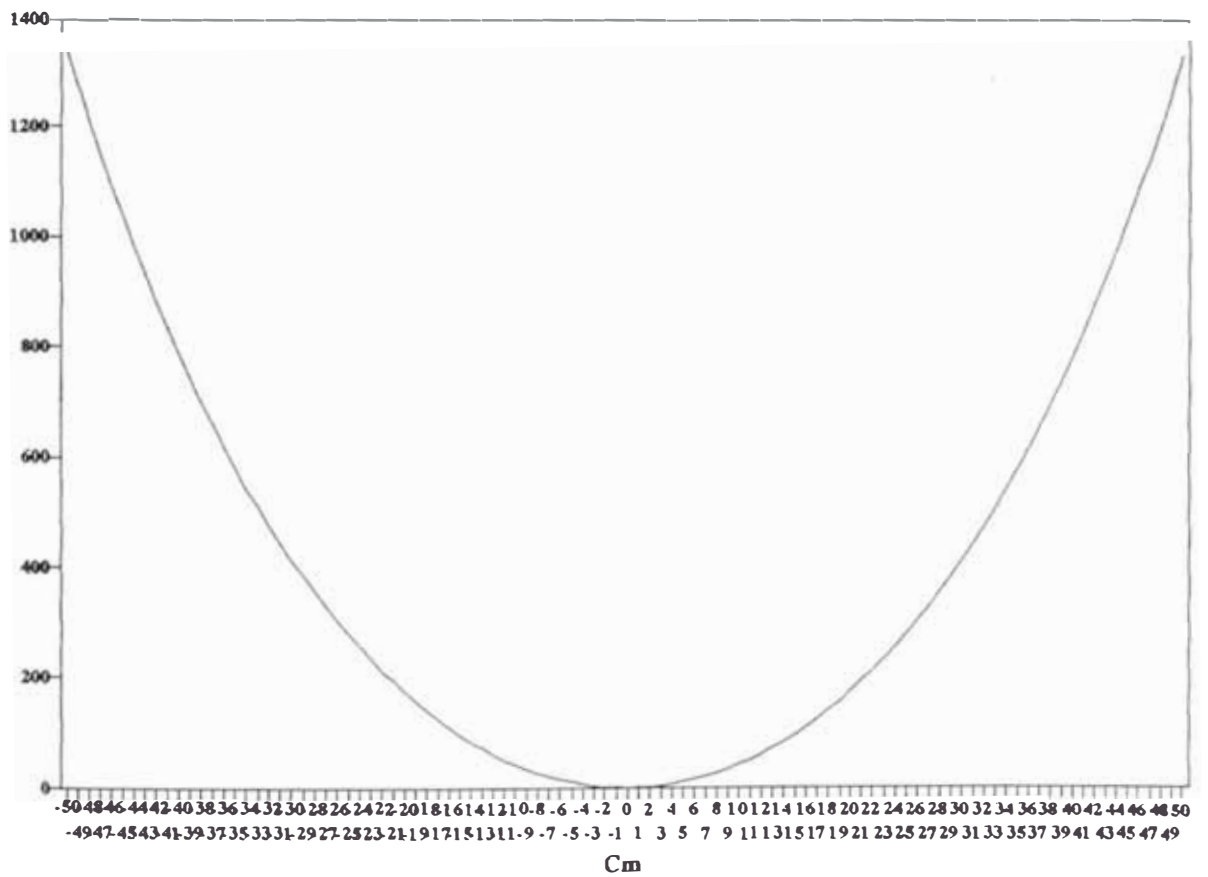
PARÁMETRO= 1476.6

X(cm) Y(cm)

X(cm)	Y(cm)
0	0.00
1	0.42
2	1.69
3	3.81
4	6.78
5	10.61
6	15.29
7	20.84
8	27.25
9	34.55
10	42.73
11	51.81
12	61.79
13	72.69
14	84.52
15	97.30
16	111.05
17	125.74
18	141.43
19	158.14
20	175.87
21	194.66
22	214.51
23	235.45
24	257.51
25	280.72
26	305.09
27	330.66
28	357.45
29	385.50
30	414.84
31	445.50
32	477.52
33	510.93
34	545.78
35	582.09
36	619.93
37	659.31
38	700.31
39	742.95
40	787.29
41	833.38
42	881.27
43	931.02
44	982.68
45	1036.32
46	1091.99
47	1149.76
48	1209.69
49	1271.86
50	1336.33

# PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

Vano Basico de 180m.



CUADRO N° 5-08

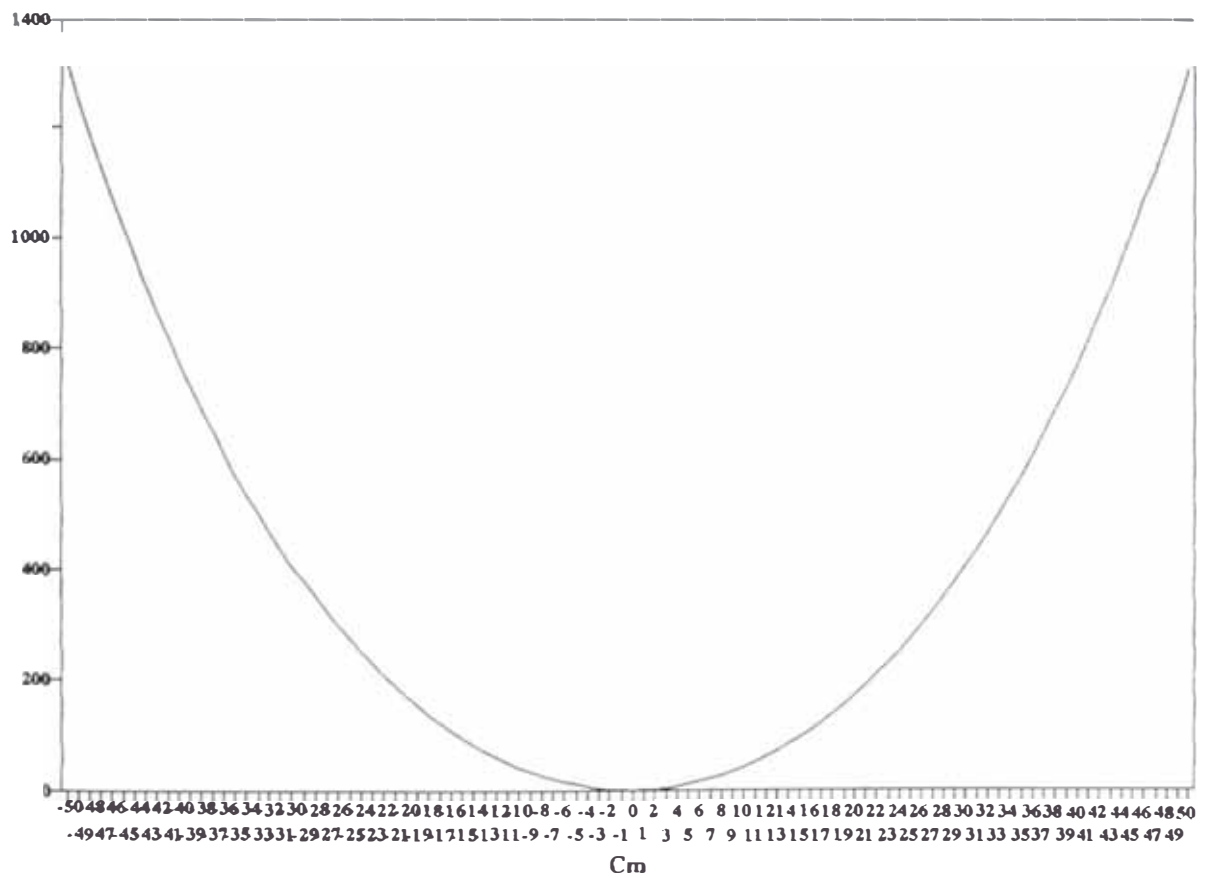
=====

CALCULO DE PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

H = 5000 V= 200 (escala)  
 VANO BASIC= 190 mt.  
 CONDUCTOR = 177.3 mm<sup>2</sup> AACS  
 PARAMETRO= 1495.3

X (cm)	Y (cm)
0	0.00
1	0.42
2	1.67
3	3.76
4	6.70
5	10.47
6	15.10
7	20.57
8	26.91
9	34.11
10	42.19
11	51.15
12	61.00
13	71.76
14	83.43
15	96.03
16	109.58
17	124.08
18	139.52
19	156.00
20	173.51
21	192.02
22	211.58
23	232.22
24	253.95
25	276.80
26	300.80
27	325.95
28	352.30
29	379.93
30	408.79
31	438.94
32	470.42
33	503.26
34	537.50
35	573.18
36	610.34
37	649.01
38	689.24
39	731.08
40	774.58
41	819.77
42	866.72
43	915.46
44	966.09
45	1018.62
46	1073.13
47	1129.67
48	1188.31
49	1249.11
	1312.15

## PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA Vano Basico de 190m.



=====

CALCULO DE PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

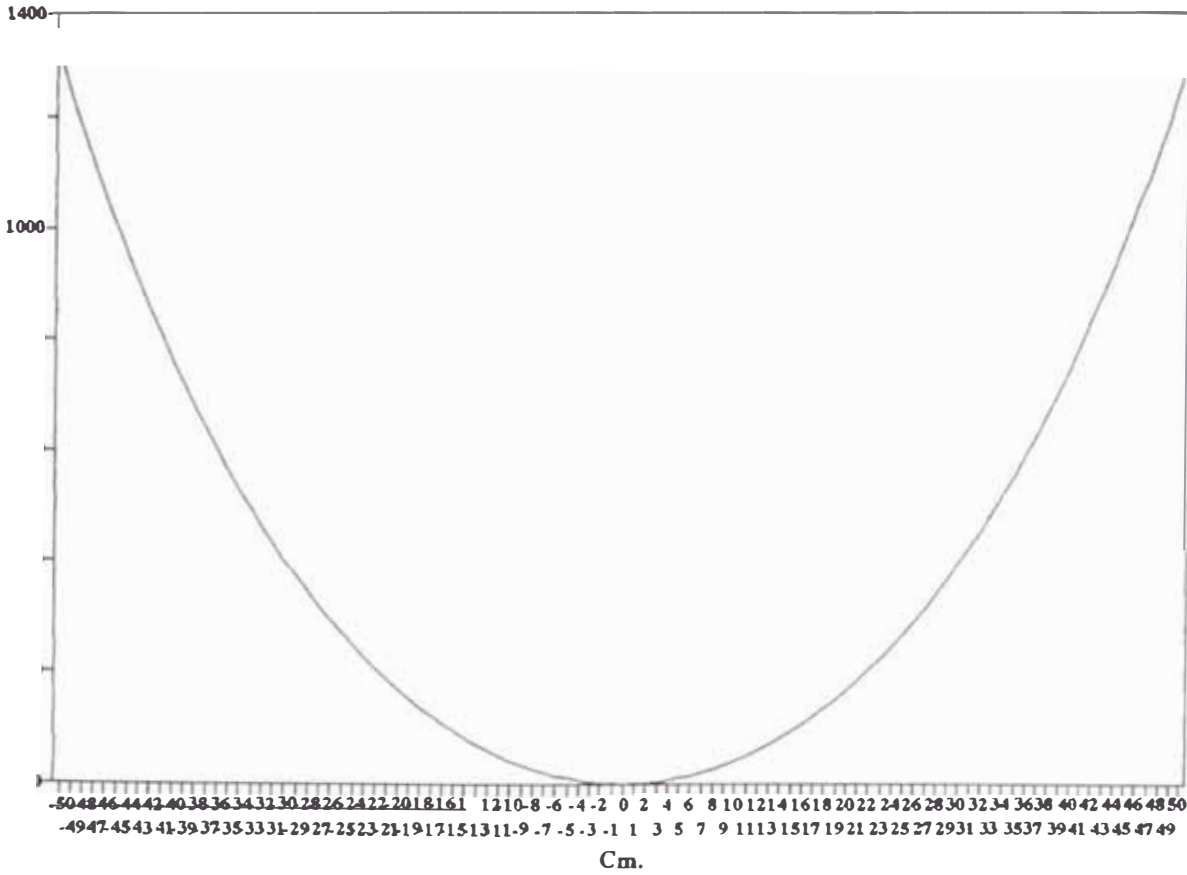
H = 5000 V= 200 (escala)  
 VANO BASIC= 200 mt.  
 CONDUCTOR = 177.3 mm<sup>2</sup> AACS

PARAMETRO= 1512.9

X(cm)	Y(cm)
0	0.00
1	0.41
2	1.65
3	3.72
4	6.62
5	10.35
6	14.92
7	20.33
8	26.59
9	33.71
10	41.69
11	50.54
12	60.27
13	70.90
14	82.42
15	94.87
16	108.24
17	122.56
18	137.84
19	154.10
20	171.35
21	189.61
22	208.91
23	229.26
24	250.69
25	273.22
26	296.87
27	321.67
28	347.65
29	374.84
30	403.26
31	432.95
32	463.94
33	496.27
34	529.98
35	565.05
36	601.59
37	639.61
38	679.16
39	720.28
40	763.01
41	807.39
42	853.49
43	901.35
44	951.01
45	1002.54
46	1056.00
47	1111.43
48	1168.90
49	1228.48
50	1290.22

# PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

Vano Basico de 200 m



CUADRO N° 5-10

=====

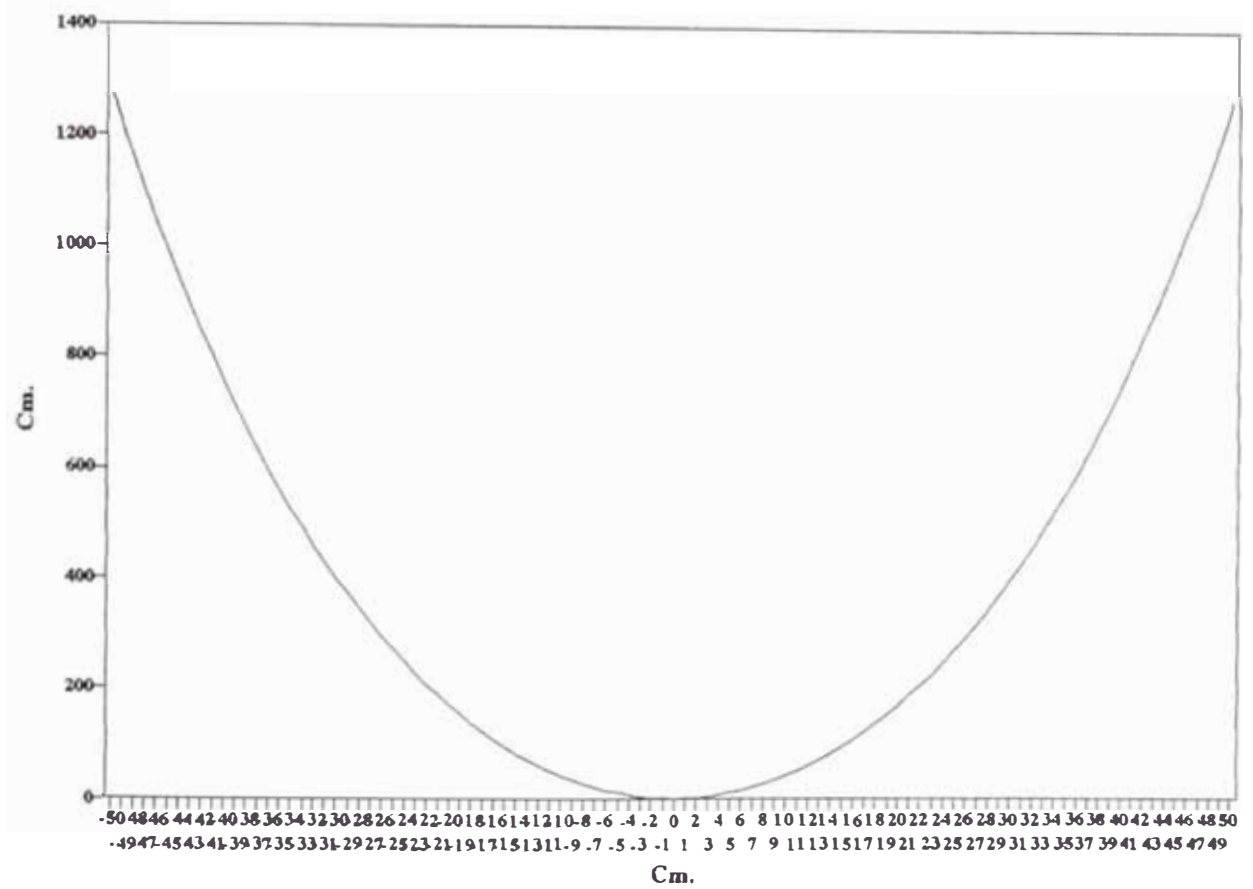
CALCULO DE PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

H = 5000 V= 200 (escala)  
 VANO BASIC= 210 mt.  
 CONDUCTOR = 177.3 mm<sup>2</sup> AACS  
 PARAMETRO= 1529.5

X(cm)	Y(cm)
0	0.00
1	0.41
2	1.64
3	3.68
4	6.55
5	10.24
6	14.76
7	20.11
8	26.30
9	33.34
10	41.27
11	49.98
12	59.60
13	70.13
14	81.56
15	93.89
16	107.02
17	121.17
18	136.26
19	152.32
20	169.36
21	187.40
22	206.45
23	226.54
24	247.70
25	269.97
26	293.27
27	317.74
28	343.27
29	370.18
30	398.21
31	427.47
32	458.02
33	489.87
34	523.06
35	557.62
36	593.60
37	631.03
38	669.95
39	710.41
40	752.45
41	796.10
42	841.42
43	888.46
44	937.27
45	987.89
46	1040.39
47	1094.82
48	1151.23
49	1209.70
50	1270.27



## PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA Vano Basico de 210 m.



CUADRO N° 5-11

=====

CALCULO DE PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

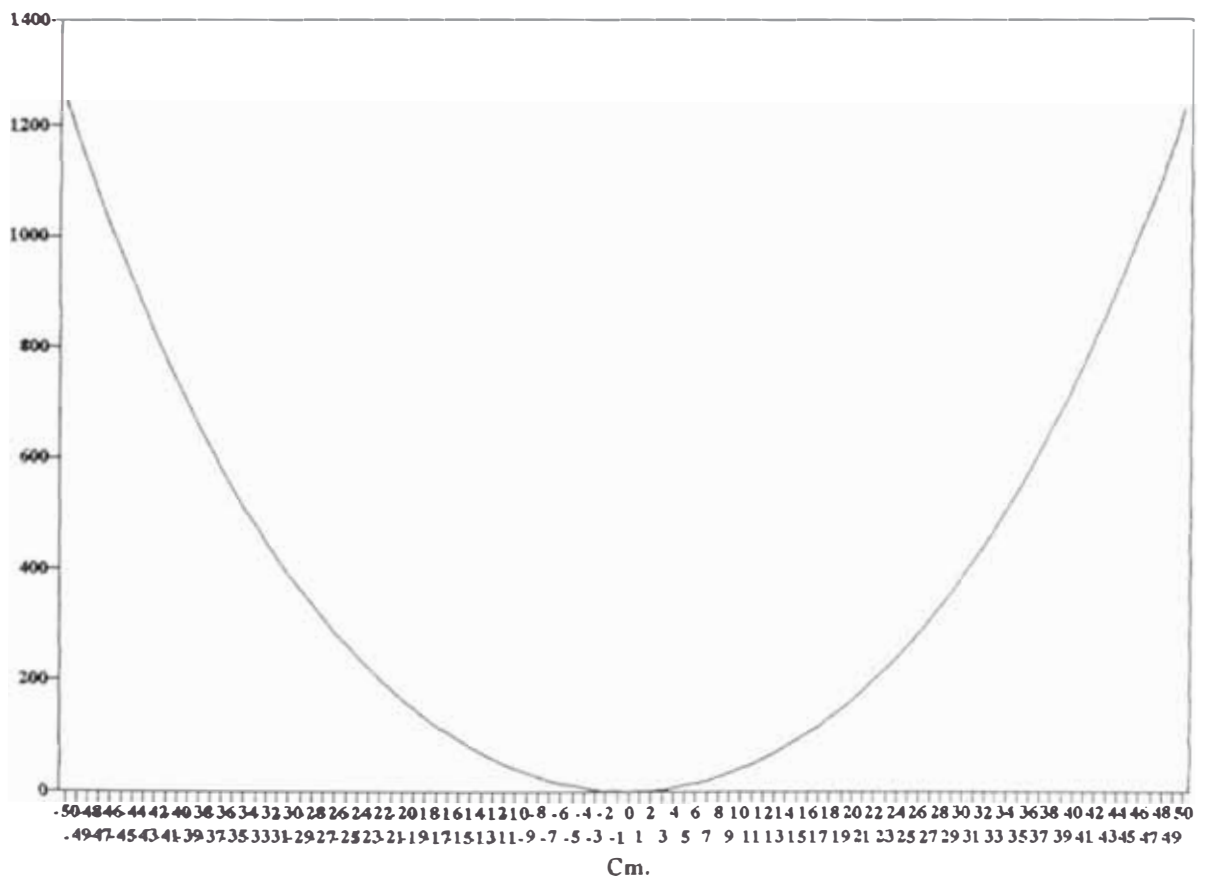
H = 5000 V= 200 (escala)  
 VANO BASIC= 225 mt.  
 CONDUCTOR = 177.3 mm2 AACS

PARAMETRO= 1552.5

X(cm)	Y(cm)
0	0.00
1	0.40
2	1.61
3	3.63
4	6.45
5	10.09
6	14.54
7	19.81
8	25.91
9	32.84
10	40.61
11	49.22
12	58.69
13	69.03
14	80.25
15	92.35
16	105.36
17	119.28
18	134.13
19	149.92
20	166.67
21	184.40
22	203.12
23	222.83
24	243.56
25	265.41
26	288.41
27	312.44
28	337.59
29	363.90
30	391.39
31	420.07
32	450.07
33	481.24
34	513.76
35	547.62
36	582.85
37	619.49
38	657.58
39	697.15
40	738.26
41	780.93
42	825.22
43	871.17
44	918.83
45	968.25
46	1019.48
47	1072.57
48	1127.58
49	1184.56
50	1243.58

# PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

Vano Basico de 225 m



CUADRO N° 5-13

=====

CALCULO DE PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

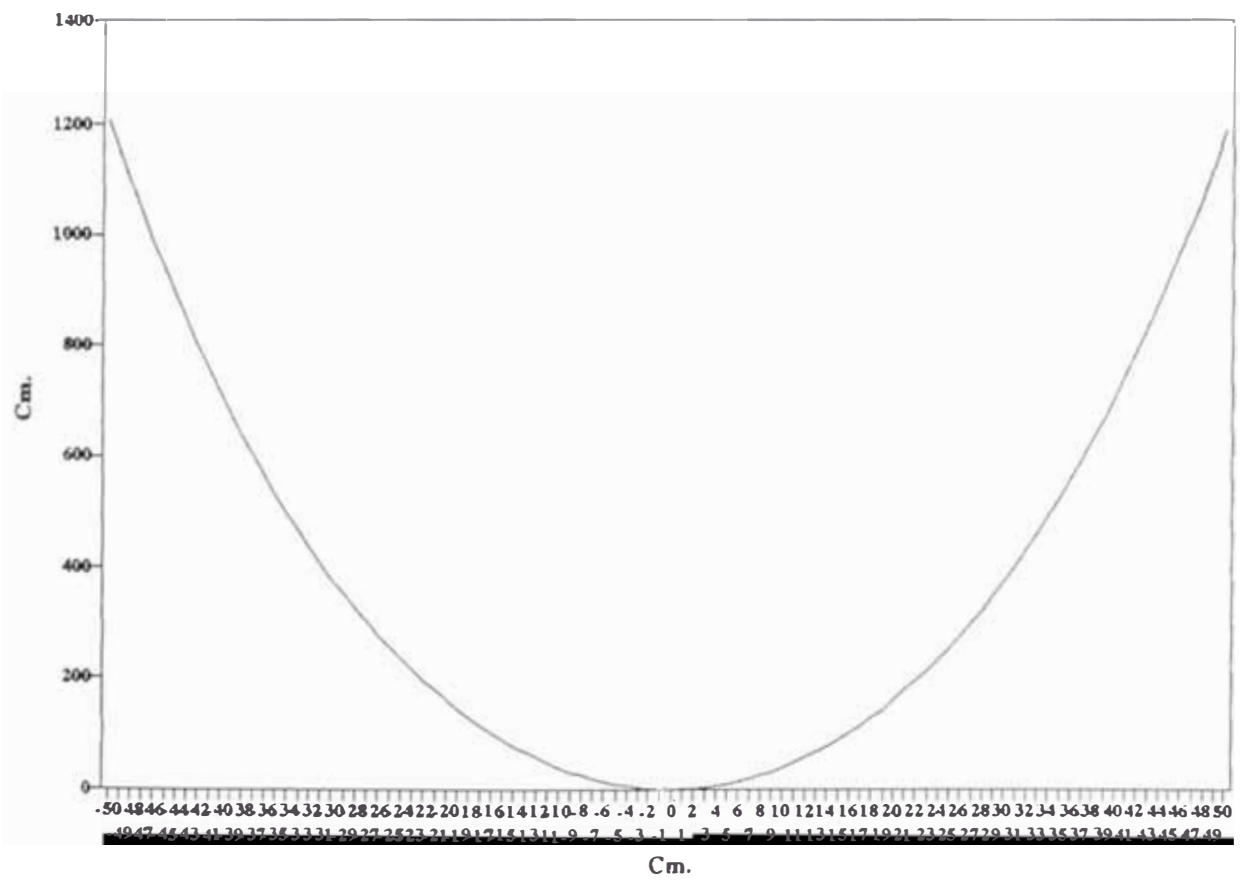
H = 5000 V= 200 (escala)  
 VANO BASIC= 250 mt.  
 CONDUCTOR = 177.3 mm<sup>2</sup> AACS

PARAMETRO= 1586.6

X(cm) Y(cm)

0	0.00
1	0.39
2	1.58
3	3.55
4	6.31
5	9.87
6	14.22
7	19.38
8	25.34
9	32.12
10	39.72
11	48.14
12	57.40
13	67.51
14	78.47
15	90.30
	103.00
17	116.59
18	131.09
19	146.51
20	162.86
21	180.15
22	198.42
23	217.67
24	237.92
25	259.20
26	281.53
27	304.92
28	329.40
29	355.00
30	381.74
31	409.64
32	438.74
33	469.07
34	500.64
	533.51
36	567.69
37	603.22
38	640.14
39	678.48
40	718.28
41	759.59
42	802.44
43	846.87
44	892.93
45	940.67
46	990.13
47	1041.36
48	1094.41
49	1149.34
50	1206.20

## PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA Vano Basico de 250 m



CUADRO N° 5-12

=====

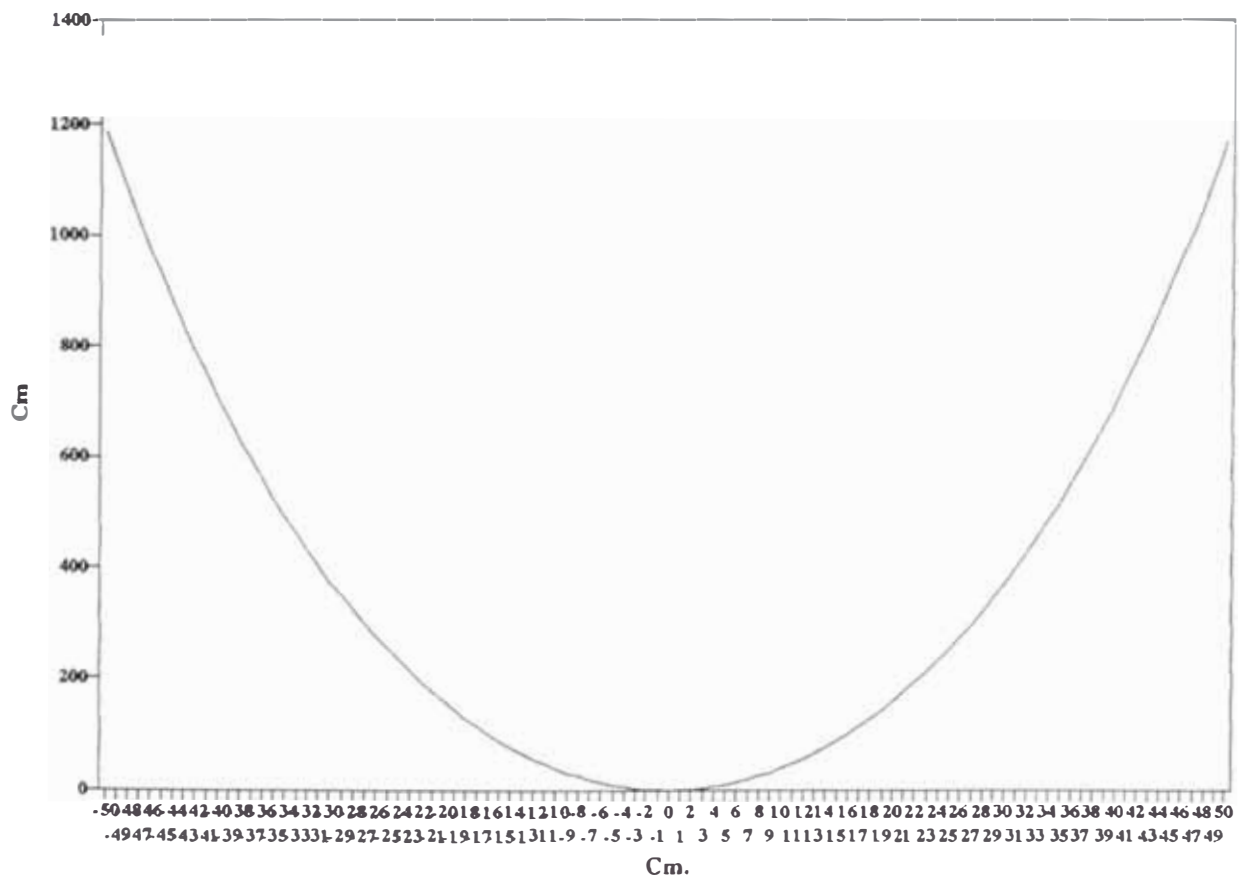
CALCULO DE PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

H = 5000 V= 200 (escala)  
 VANO BASIC= 265 mt.  
 CONDUCTOR = 177.3 mm2 AACS  
 PARAMETRO= 1604.7

X(cm)	Y(cm)
0	0.00
1	0.39
2	1.56
3	3.51
4	6.24
5	9.76
6	14.06
7	19.16
8	25.06
9	31.75
10	39.26
11	47.59
12	56.74
13	66.73
14	77.55
15	89.24
16	101.79
17	115.21
18	129.51
19	144.71
20	160.90
21	177.97
22	196.00
23	215.00
24	234.99
25	255.98
26	278.00
27	301.07
28	325.21
29	350.45
30	376.80
31	404.36
32	432.97
33	462.84
34	493.94
35	526.20
36	559.95
37	594.92
38	631.24
39	668.96
40	708.11
41	748.72
42	790.84
43	834.51
44	879.77
45	926.65
46	975.22
47	1025.52
48	1077.58
49	1131.48
50	1187.25

# PLANTILLA DE FLECHA MAXIMA

Vano Basico de 265 m



## 5.2 Cálculo mecánico de estructuras

### 5.2.1 Selección del material de los soportes

El material a usarse en soportes de la línea de sub-transmisión en estudio es de:

- Concreto Armado Centrifugado (CAC)
- Estructuras Metálicas
- Madera tratada
- Postes metálicos tubulares

La selección se hace a base de los criterios que tienen mayor incidencia en el proyecto y son los siguientes:

- Disponibilidad en el mercado
- Efecto corrosivo
- Facilidad de transporte
- Costos

#### Disponibilidad en el mercado

Los postes de madera tratada nacional no se encuentran disponibles en nuestro mercado. Dentro del mercado nacional se cuenta con postes de concreto armado centrifugado, postes metálicos tubulares y de estructuras metálicas.

Los postes de madera tratada se tienen que importar.



Efecto corrosivo

Por experiencia en proyectos de 60 Kv, los postes metálicos tubulares tienen un período de vida útil muy corta y esto debido al efecto corrosivo de la zona.

Facilidad de transporte

El recorrido de la línea de sub-transmisión es paralelo en todo momento a la carretera Chiclayo-Olmos como se ve en el plano de ubicación del Proyecto y es asfaltada, por lo tanto cualquiera sea el material de los soportes son fáciles de transportar y efectuar el montaje.

Costos

De acuerdo con los criterios analizados anteriormente sólo los postes de concreto armado centrifugado y estructuras metálicas son los más adecuados para el proyecto.

-Costo de postes de concreto armado

centrifugado

Costos unitarios	\$
Poste CAC 16m/800kg	862
Poste CAC 18m/800kg	1059
Poste CAC 20m/800kg	1521
Cruceta CAV 2/3.70m.	41
Ménsula CAV M/1.57m.	19
Retenidas y accesorios	100

Tipo de estructuras del proyecto

Tipo	Poste CAC 16/800	Poste CAC 18/800	Poste CAC 20/800	Cruceta CAV 3.14m	Ménsula CAV 1.57m	Retenida y acces.	C.U
S	1			1	1		922
DS		1		3			1182
R	1			1	1	4	1322
DR		1		3		4	1582
A1		1			3	2	1316
DA1		2		6		4	2764
A2		1				3	1359
A3		1				6	1659
DA3		2				12	3318
T			1			4	1921
DT			2			8	3842
T1			1		3	3	1878
DT1			2		6	6	3756
AT			1			4	1921

Costo Total

Observando la ruta de la línea deducimos el número estructuras de alineamiento para vanos promedio de 200m. el número de estructuras de ángulo según el ángulo de giro de la línea y el número de estructuras de retención cada 5km. Luego tenemos:

Tipo	C.U	No Estruc	SUBTOT \$
S	922	312	287,664
DS	1182	189	223,398
R	1322	12	15,864
DR	1582	7	11,074
A1	1316	17	22,372
DA1	2764	4	11,056
A2	1359	5	6,795
A3	1659	2	3,318
DA3	3318	1	3,318
T	1921	1	1,921
DT	3842	1	3,842
T1	1878	3	5,634
DT1	3756	3	11,268
AT	1921	5	9,605

TOTAL \$US 617,129

*-Costo de estructuras metálicas*

Al igual que en caso anterior, con láminas normalizadas por ELECTROPERU S.A. y para vanos promedio de 300 m. tenemos:

Tipo de estruct.	No de estruc.	C.U. \$US	SUBTOT. \$
Tipo "S1"			
-----			
S1+0	92	2,588	238,096
S1+3	79	2,588	204,452
Tipo "S2"			
-----			
S2+0	34	1,725	58,650
S2+3	66	1,725	113,850
Tipo "SR"			
SR-3	3	5,175	15,525
SR+0	7	5,175	36,225
SR+3	4	5,175	20,700
Tipo "A"			
A-3	4	5,175	20,700
A+0	1	5,175	5,175

A+3	1	5,175	5,175
<u>Tipo "B"</u>			
B-3	12	3,450	41,400
B+0	10	3,450	34,500
B+3	4	3,450	13,800
<u>Tipo "B1"</u>			
B1-3	9	6,900	62,100
B1+0	11	6,900	75,900
B1+3	2	6,900	13,800
TOTAL			\$US 960,048

### Conclusión

Según criterios analizados el material más adecuado para los soportes es concreto armado centrifugado.

### 5.2.2 Dimensiones de las estructuras

#### Distancias de seguridad

Según el Código Nacional de Electricidad del Perú de 1974 se tiene las siguientes distancias mínimas para una Línea de hasta 69Kv.

- a.- En cruzamiento sobre carretera 7.00 m.
- b.- Cruzamiento sobre calles, callejones  
ó caminos vecinales 6.00 m.
- c.- Cruzamiento sobre espacio no  
transitados por vehículos 4.50 m.
- d.- A lo largo de calles o callejones

	en distritos, en barrios	6.00 m.
e.-	A lo largo de caminos en distritos rurales	5.50 m.
f.-	Distancia mínima en líneas de telecomunicaciones	3.00 m.
g.-	Separación mínima horizontal a edificios	2.00 m.
h.-	Separación mínima vertical a edificios	2.50 m.
j.-	Separación mínima del conductor a la estructura	
	$d=0.1+kv/150=0.1+60/150=0.5m.$	

#### Selección de altura de soporte de prototipo

Este estudio se ha elaborado en base al nivel de aislamiento y los cálculos mecánicos de conductores, datos de costo de materiales, transporte y montaje, las características topográficas de la ruta y la selección del conductor a instalarse, estructuras normalizadas utilizadas en Líneas este tipo.

Esto ha permitido definir la configuración de una estructura prototipo (S) con disposición vertical de conductor, para

simple terna y otra estructura (DS) con disposición vertical de conductor para doble terna.

Tomando la configuración de la estructura prototipo (S) mostrado en la Figura N° 5-02

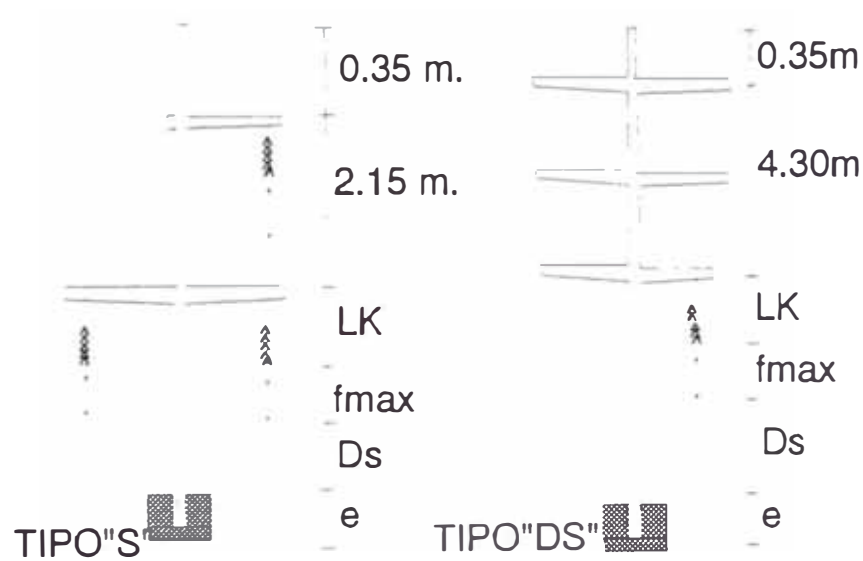


FIGURA No 5-02

El análisis se efectuará para postes de concreto, bajo la siguiente relación.

$$H = 2.50 + LK + f_{max} + D_s + e \text{ (simple terna)}$$

$$H = 4.65 + LK + f_{max} + D_s + e \text{ (doble terna)}$$

Donde: LK - 1.00 Ds - 6.0 Luego

Para concreto armado:

$$e = 0.6 + 0.1 H$$

Reemplazando:

$$0.9H = 10.10 + f_{\max} \quad (1) \quad (\text{simple terna})$$

$$0.9H = 12.25 + f_{\max} \quad (1') \quad (\text{doble terna})$$

Tomando en consideración los cálculos mecánicos del conductor para diferentes vanos se resuelve las ecuaciones (1) y (1') cuyos resultados se muestran en el siguiente Cuadro N° 5-13

Altura de Estructura Cuadro N° 5-13  
Prototipo S y DS

Vano (m)	F <sub>máx</sub> (m)	Simple terna (S)		Doble terna (DS)	
		H(m)	H(m)normaliza	H(m)	H(m)normaliz
50	0.28	11.53	12.00	13.92	14.00
100	0.98	12.31	13.00	14.70	15.00
150	1.99	13.43	14.00	15.80	16.00
200	3.30	14.88	15.00	17.20	18.00
225	4.08	15.75	16.00	18.14	19.00
250	4.92	16.68	17.00	19.07	20.00
300	6.85	18.83	19.00	21.22	22.00
350	9.10	21.33	22.00	23.72	24.00
400	11.67	24.18	25.00	26.57	27.00
450	14.56	27.40	28.00	29.78	30.00
500	17.79	30.98	31.00	33.37	34.00
550	21.34	34.93	35.00	37.32	38.00

Los resultados muestran que para una buena utilización, las alturas normalizadas a ser analizadas son de 16 m. y 18m.(doble terna).

Altura de soportes de utilización :

Tomando en cuenta las características topográficas de la ruta, se ha definido otros tipos de estructuras para terreno técnico plano.

Si se toma en cuenta las alturas normalizadas se calcula el alcance para cada tipo, cuyos resultados se muestran en el Cuadro No 5-14 que a continuación se muestra:



Cuadro No 5-14

LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kv  
CHICLAYO - OLMOS

-----  
ALTURA DE SOPORTE- TIPO DE ESTRUCTURA  
-----

tipo de Soporte	Material	Ecuación	Altura (m)	Fmáx (m)	Vano (m)			
S	Concreto	$0.9H=10.10+ Fmáx$	14	1.99	150			
			15	3.30	200			
			16	4.08	225			
R	Concreto	$0.9H=9.10+ Fmáx$	14	3.30	200			
			16	4.92	250			
			18	6.85	300			
DS	Concreto	$0.9H=12.25+ Fmáx$	16	1.99	150			
A1			18	3.30	200			
DA1			19	4.92	250			
A2	Concreto	$0.9H=11.25+Fmáx$	15	1.99	150			
DA2								
A3								
DA3								
DR								
T								
DT								
T1	Concreto	$0.9H= 6.95+Fmax$	16	6.85	300			
DT1								
AT						18	9.10	350
						20	10.34	375
			21	11.67	400			

La configuración se muestra en los planos correspondientes

### 5.2.3 Cálculo de cargas de los soportes

#### 5.2.3.1 Material de los soportes

Los soportes a utilizarse serán de concreto armado centrifugado.

#### 5.2.3.2 Tipo de soportes

Teniendo en consideración el perfil de la línea se han diseñado los siguientes tipos de soportes:

TIPO	S	DS	A1 DA1	A2 DA2	A3 DA3	R DR	T DT	T1 DT1	AT
FUNCIÓN	Susp	Susp	Anc.	Anc.	Ang.	Anc.	Anc.	Anc.	Anc.
ÁNGULO	0°	0°	30°	60°	90°	0°	0°	0°	0°
VANO VIENTO	225	200	200	250	250	250	300	300	375
VANO GRAVANT	300	300	350	300	400	350	350	350	1000
VANO MAXIMO	300	200	300	300	300	300	300	300	800

#### 5.2.3.3 Datos Generales de Diseño

##### Conductor

Material : AASC

Sección : 177.3 mm<sup>2</sup>.

Diámetro :17.23 mm.

Peso Unitario :487 Kg/km.

Tiro de rotura :5,035 Kg.

Vano Básico :200 m.

Postes de Concreto Armado Centrifugado

Longitud Total(m.)	Fuerza Punta(Kg.)	Diámetros	
		Vértice mm.	Base mm.
16	800	165	405
17	800	165	420
18	800	210	480
19	800	195	480
20	800	180	480

Otros

Presión del viento :20.8 Kg/m<sup>2</sup>.

Peso de la cadena(5/6):40/48 Kg.

Fuerza del viento

sobre la cadena(5/6) : 4/5 Kg.

**5.2.3.4 Criterios de Diseño y Cálculo**

Para el diseño y cálculo de los diagramas de carga de los soportes, se consideran los tipos de carga siguientes:

. Cargas Normales.

- . Cargas excepcionales, correspondientes a la ruptura de un conductor.

Cargas Normales: Hipótesis 1

En condiciones de cargas normales se admite que el soporte esté sujeta a la acción de las siguientes fuerzas:

a. Cargas transversales horizontales

- . La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores, aisladores para el vano viento correspondiente.
- . La presión del viento sobre el soporte.
- . La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por el relativo ángulo máximo de desvío.

b. Cargas verticales

- . El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el vano gravitante correspondiente.

- . El peso propio del soporte.
  
- c. Cargas longitudinales
  - . Para los soportes de retención 40% y para los terminales el 100% de la tensión máxima de trabajo de los conductores.

#### Cargas Excepcionales: Hipótesis 2

En condiciones de carga excepcional, se admite que el soporte está sujeto además de las cargas normales, a una fuerza horizontal, correspondiente a la rotura de un conductor, el que **origine** el mayor esfuerzo en el soporte. El valor de esta fuerza será el siguiente:

- .Para soportes de suspensión:
  - 50% de la máxima tensión del conductor.
- .Para soportes de anclaje:100%
- .Para soporte terminal:100%

Esta fuerza es determinada en sus componentes longitudinal y transversal, según el correspondiente ángulo de desvío.

### Cálculo de Esfuerzos

a. Fuerza del viento sobre el poste ( $F_{VP}$ )

$$F_{VP} = P_v \times A_{pv} \quad \text{Kg}$$

$$A_{pv} = H_{pv} \left( \frac{dp+de}{2} \right) \cdot$$

$$Z = \frac{H_{pv}}{3} \left( \frac{de+2dp}{de+dp} \right) \quad \text{m}$$

Donde

$P_v$  : Presión debida al viento, en  
1Kg/m<sup>2</sup>

$A_{pv}$  : Area del poste expuesta al  
viento, m<sup>2</sup>

$H_{pv}$  : Altura del poste exp al viento,  
en m.

$dp$  : Diámetro del poste en la punta,  
en m.

$de$  : Diámetro del poste en  
empotramiento, m.

$Z$  : Punto de aplicación de la  $F_{VP}$ ,  
en m.

(según el Teorema de Pappus Guldin)

$$P_v = KV^2$$

$$\text{Kg/m}^2$$

Donde:

K            0.0042    (Constante de las superficies cilíndricas).

V = Velocidad del viento en Km/Hr.

b    Diámetro del poste en el punto de empotramiento

$$d_e = d_b - \left( \frac{d_b - d_p}{H_{pv} + H_t} \right) \times H_t$$

Donde:

d<sub>b</sub>    : Diámetro del poste en la base, en m.

d<sub>p</sub>    : Diámetro del poste en la punta, en m.

H<sub>t</sub>    : Altura de empotramiento, en m.

H<sub>pv</sub>   : Altura del poste expuesta al viento, m.

c. Tracción de los conductores (T<sub>c</sub>)

Esta fuerza se calcula para el máximo esfuerzo de trabajo de los conductores.

$$T_c = 2T_o \text{Sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

Donde:

To :  $\sigma A$

$\sigma$  : máximo esfuerzo del conductor en Kg/mm<sup>2</sup>

A : área del conductor en mm<sup>2</sup>.

To : Tiro de Trabajo del conductor en Kg.

: Angulo de la línea, en grados sexag.

d. Fuerza del Viento sobre los conductores (Fvc)

$$F_{vc} = D \times \phi_c \times P_v \times \cos \left( \frac{\alpha}{2} \right)$$

Donde:

D Vano Básico de regulación, en m.  
Diámetro exterior del conductor, en m.

P<sub>v</sub> : Presión del viento en Kg/m<sup>2</sup>

$\alpha$  : Ángulo de la Línea, en grados sexag.



Expresiones Generales para el cálculo por  
Tipo de Estructura

a. Soporte en suspensión: S

$$T=2T_0 \operatorname{sen}(\alpha/2)+Pv \phi c D 10^{-3}$$

$$\cos(\alpha/2)+Fv_{\text{cad.}}$$

$$V=Wc D + \text{Peso cadena.}$$

$$L=T_0 \cos(\alpha/2)$$

b. Soporte en ángulo (doble cadena): A

$$T=2T_0 \operatorname{sen}(\alpha/2)+Pv \phi c D 10^{-3}$$

$$\cos(\alpha/2)+Fv_{\text{cad.}}$$

$$V=Wc D + 2\text{Peso cadena.}$$

$$L=T_0 \cos(\alpha/2)$$

c. Soporte de retención: R.

$$T=2T_0 \operatorname{sen}(\alpha/2)+Pv \phi c D 10^{-3}$$

$$\cos(\alpha/2)+Fv_{\text{cad.}}$$

$$V=Wc D + 2\text{Peso cadena.}$$

$$L=T_0 \cos(\alpha/2);$$

d. Soporte de terminal: T

$$T=T_0'+Pv \phi c D 10^{-3} \cos(\alpha/2)+Fv_{\text{cad.}}$$

$V = W_c D + \text{Peso cadena.}$

$L = T_0$

si  $T' = 25\% T_0$  para vano flojo

Donde:

$T$  = Fuerza transversal en Kg.

$V$  = Fuerza vertical en Kg.

$L$  = Fuerza longitudinal en Kg.

$T_0$  = tiro del conductor en Kg.

$\alpha$  = ángulo de desviación de la línea

$P_v$  = presión del viento en Kg./m<sup>2</sup>.

$\phi_c$  = diámetro del conductor en m.

$D$  = vano básico en m.

$F_{v_{cad}}$  = fuerza del viento sobre la cadena en Kg.

$W_c$  = peso del conductor en Kg/m

### Factor de seguridad

El factor de seguridad, es decir la relación entre el esfuerzo límite de la estructura y el esfuerzo máximo calculado para la condición más desfavorable, no será menor que:

.Para Cargas Normales : 1.8

.Para Cargas excepcionales: 1.2

Cuando una estructura es sometida a una carga correspondiente a cualquiera de las condiciones de Cargas Normales o Cargas Excepcionales multiplicada por el factor de seguridad correspondiente, no deberá ocurrir ninguna deformación permanente ni avería.

#### Diagramas de Carga

Los diagramas de cargas de los diferentes tipos de soportes y para las diferentes hipótesis de cálculo consideradas, se muestran en las figuras siguientes:

CONDICION NORMAL

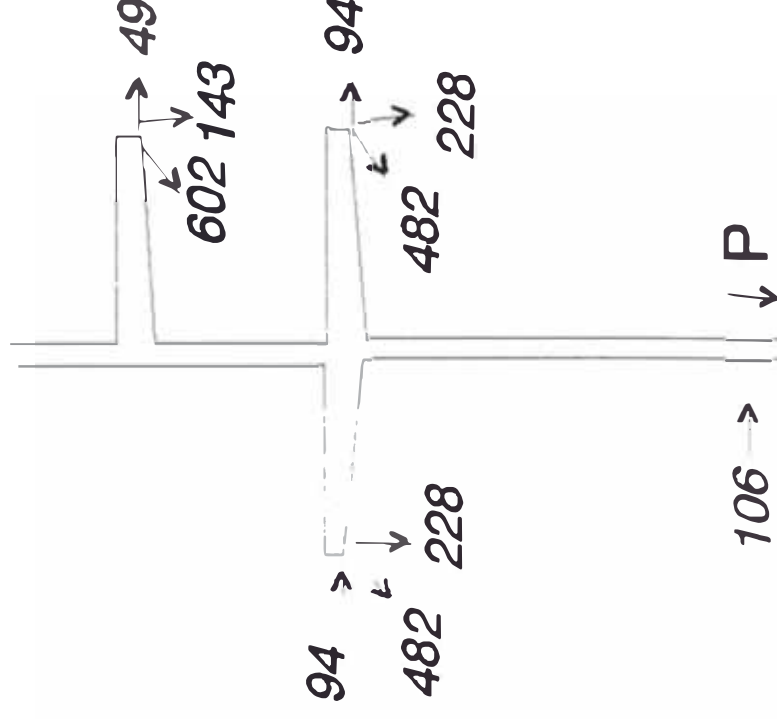
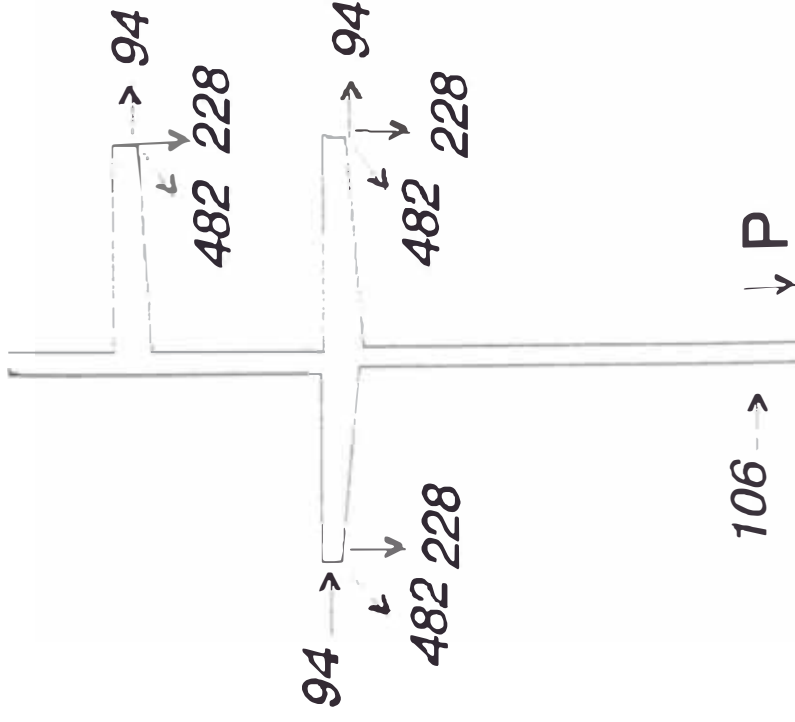
ROTURA COND. ACTIVO



ESTRUCTURA TIPO "S"

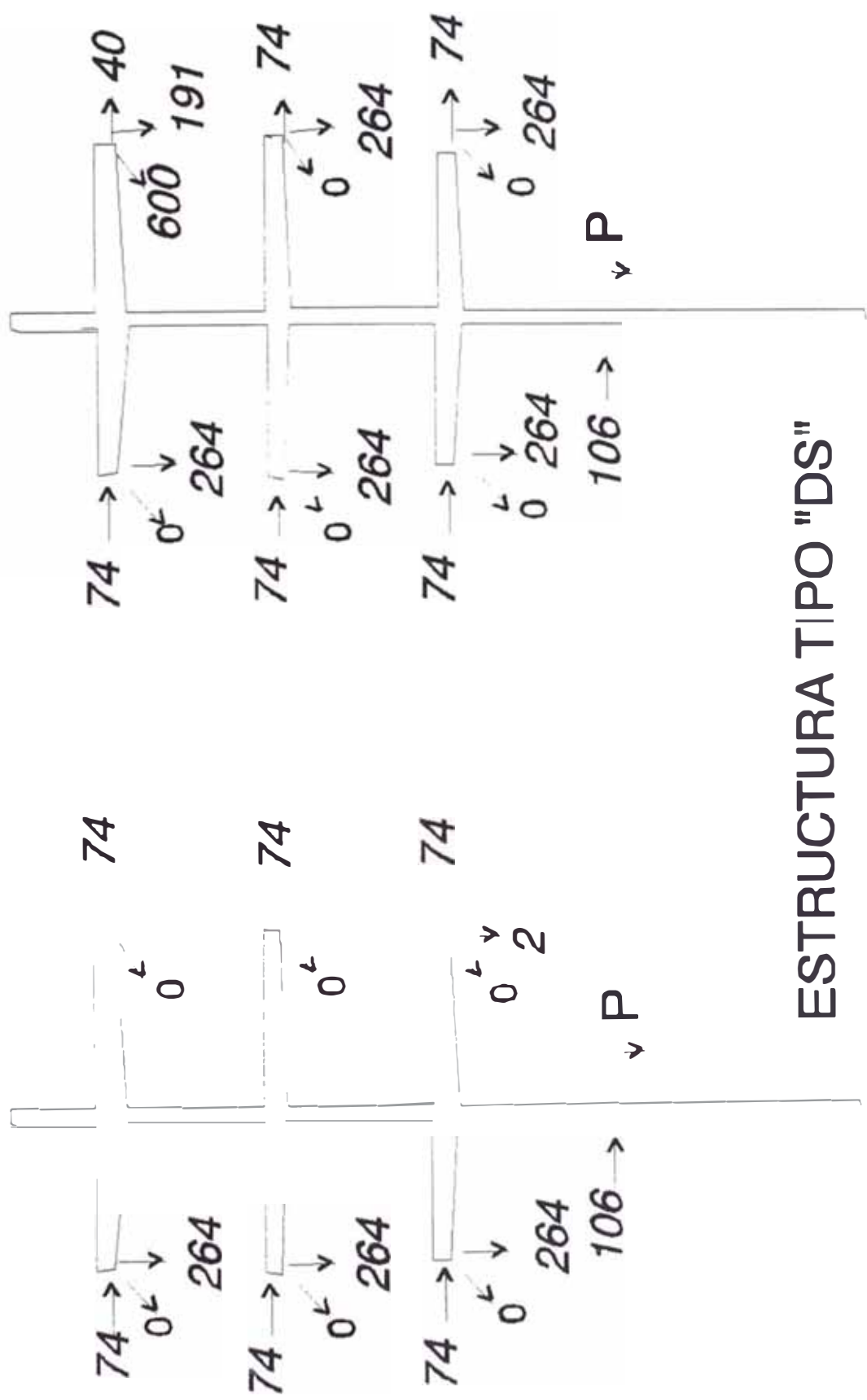
CONDICION NORMAL

ROTURA COND. ACTIVO



ESTRUCTURA TIPO "R"

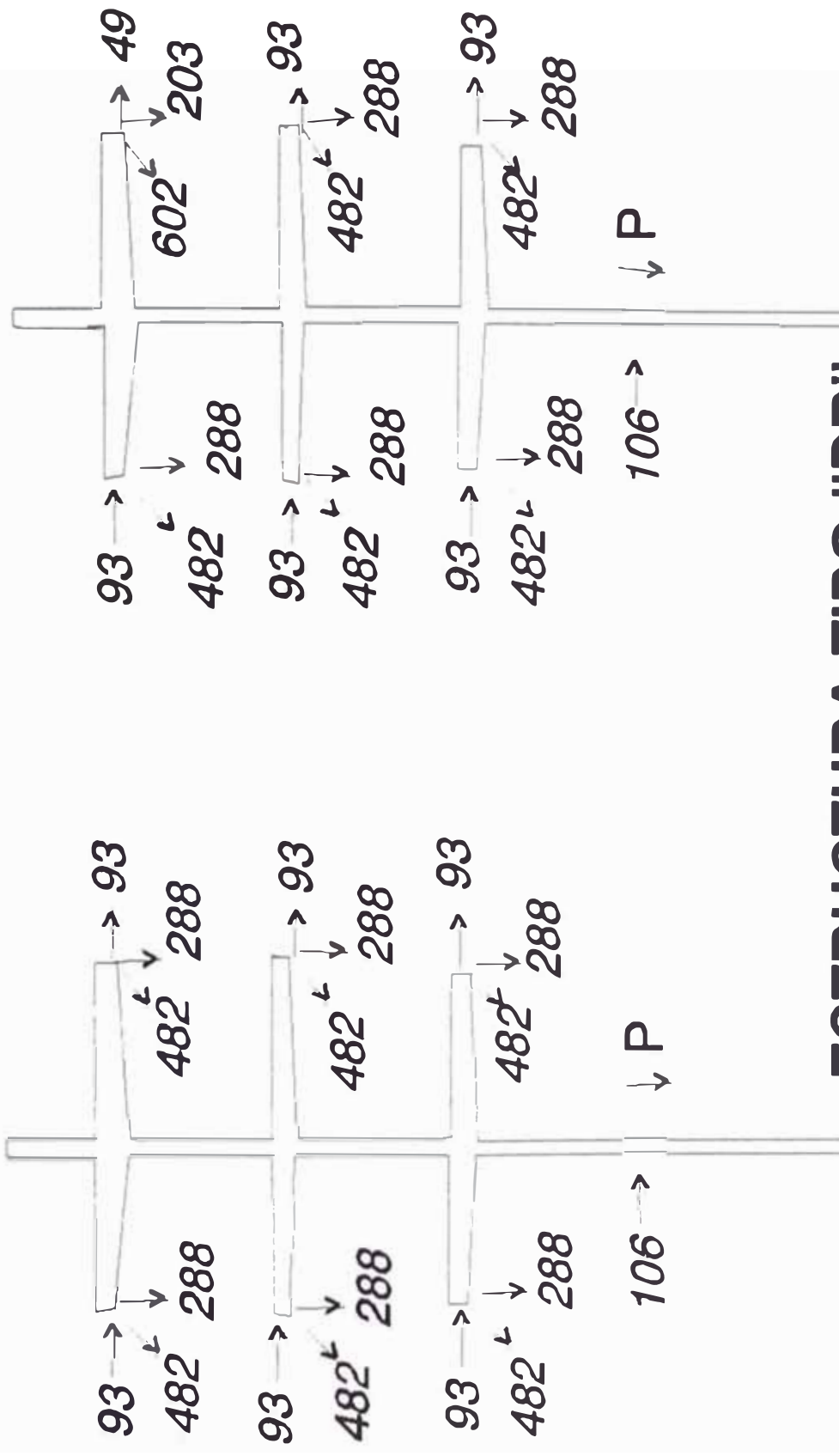
CONDICION NOR



ESTRUCTURA TIPO "DS"

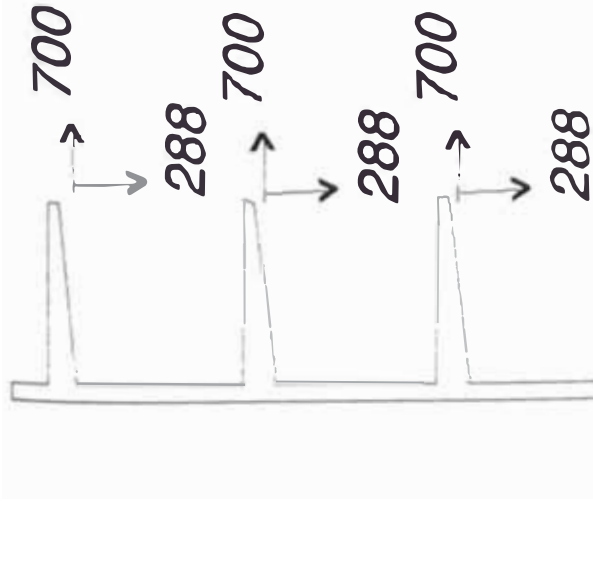
CONDICION NORMAL

ROTURA COND. ACTIVO

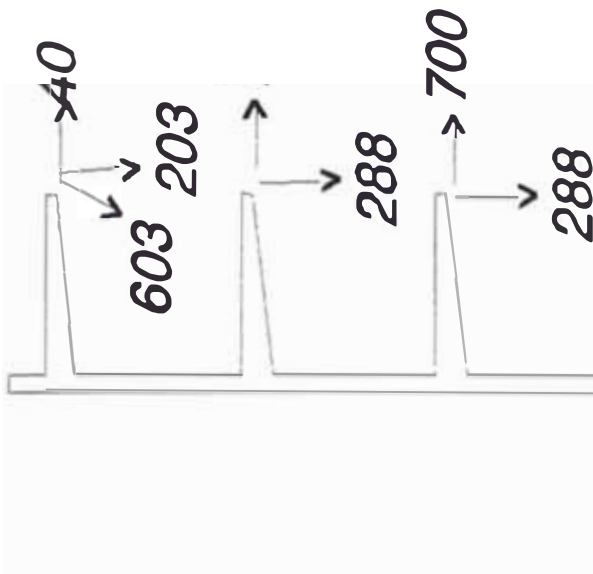


ESTRUCTURA TIPO "DR"

CONDICION NORMAL



ROTURA COND. ACTIVO



106 → ↓ P

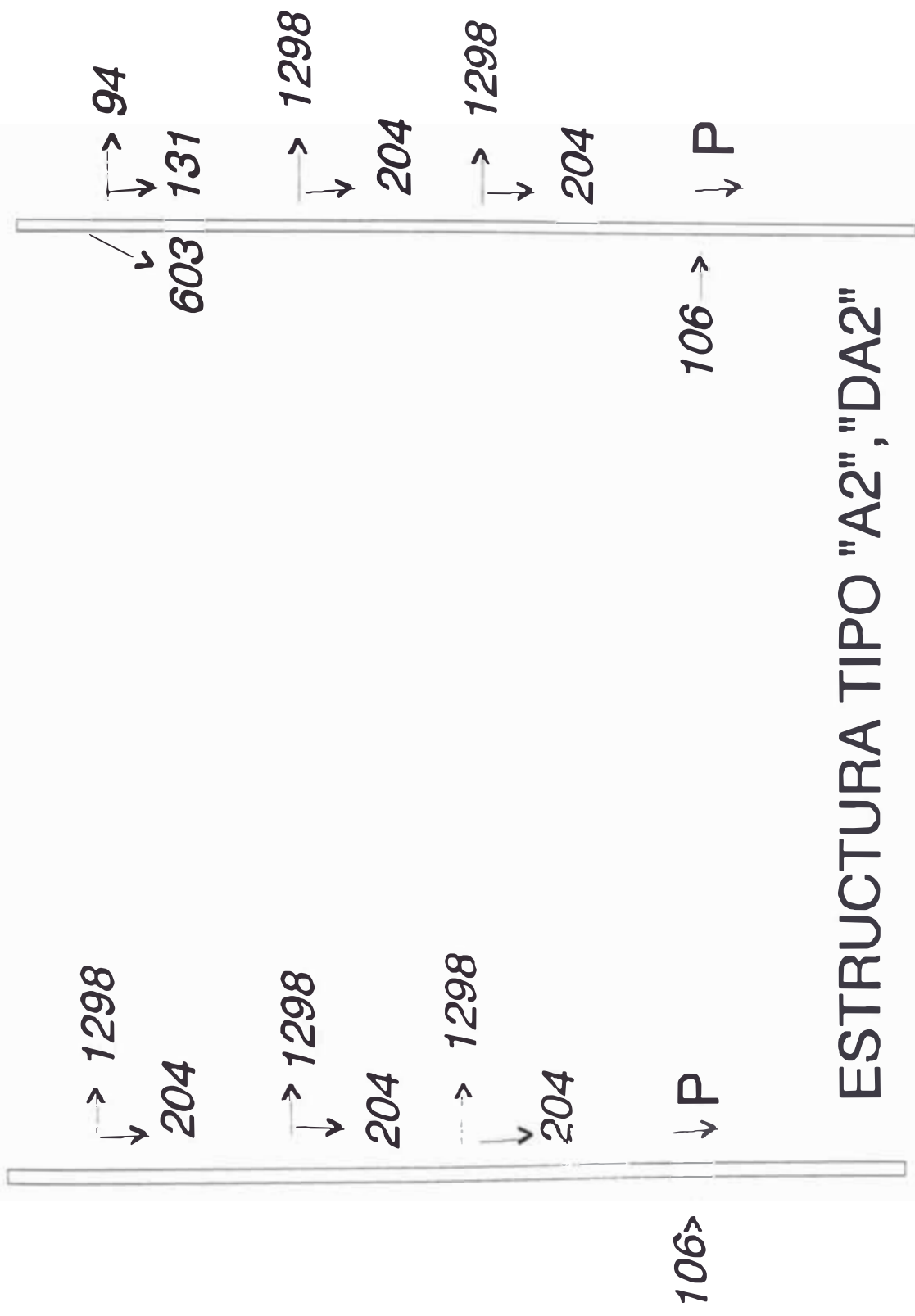
106 → ↓ P

ESTRUCTURA TIPO "A1"; "DA1"



CONDICION NORMAL

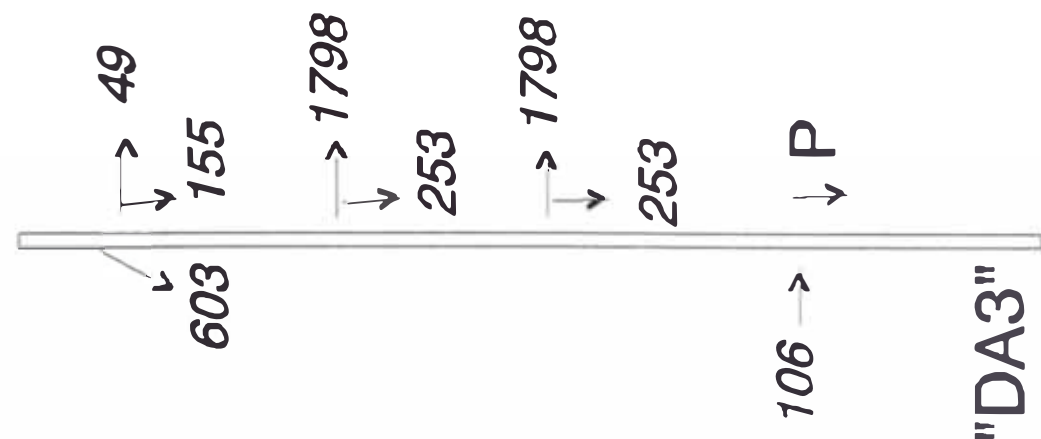
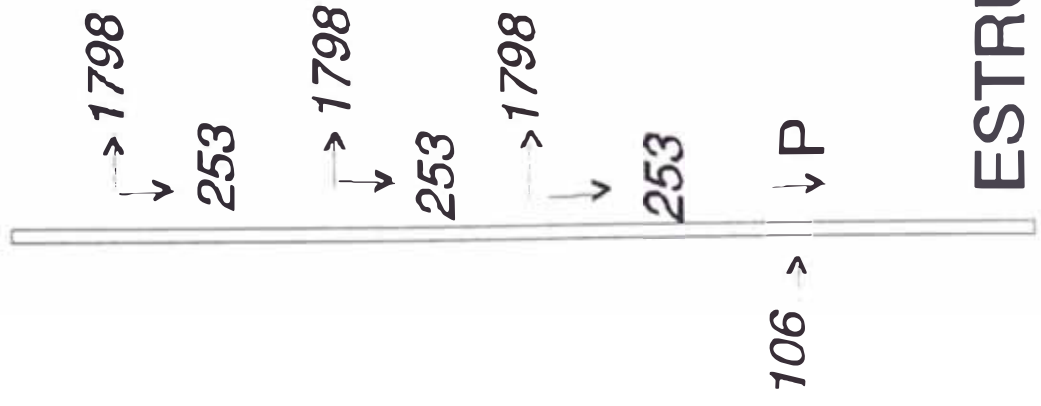
ROTURA COND. ACTIVO



ESTRUCTURA TIPO "A2", "DA2"

CONDICION NORMAL

ROTURA COND. ACTIVO



ESTRUCTURA TIPO "A3", "DA3"

CONDICION NORMAL

ROTURA COND. ACTIVO

→ 134  
↓ 483  
↓ 447

↙ 602  
→ 71  
↓ 252

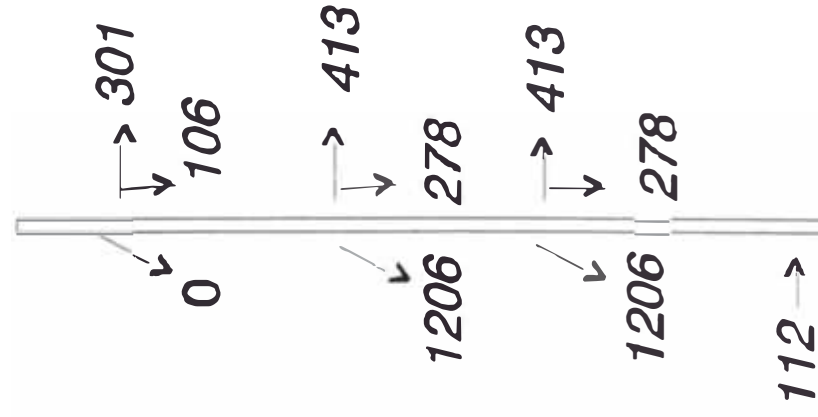
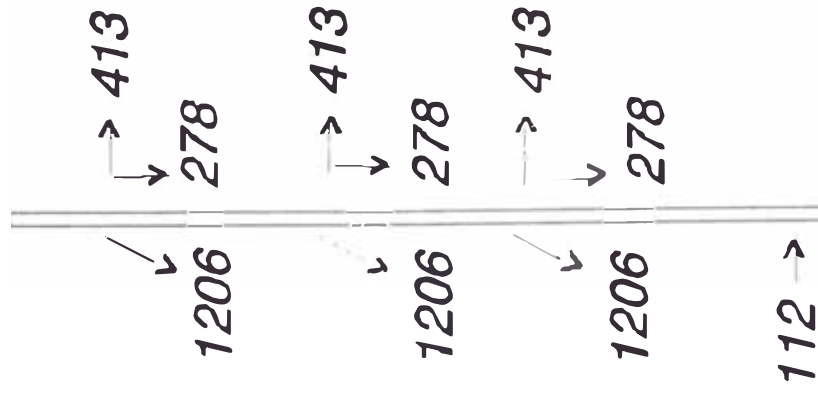
112 →

112 →

**ESTRUCTURA TIPO "AT"**

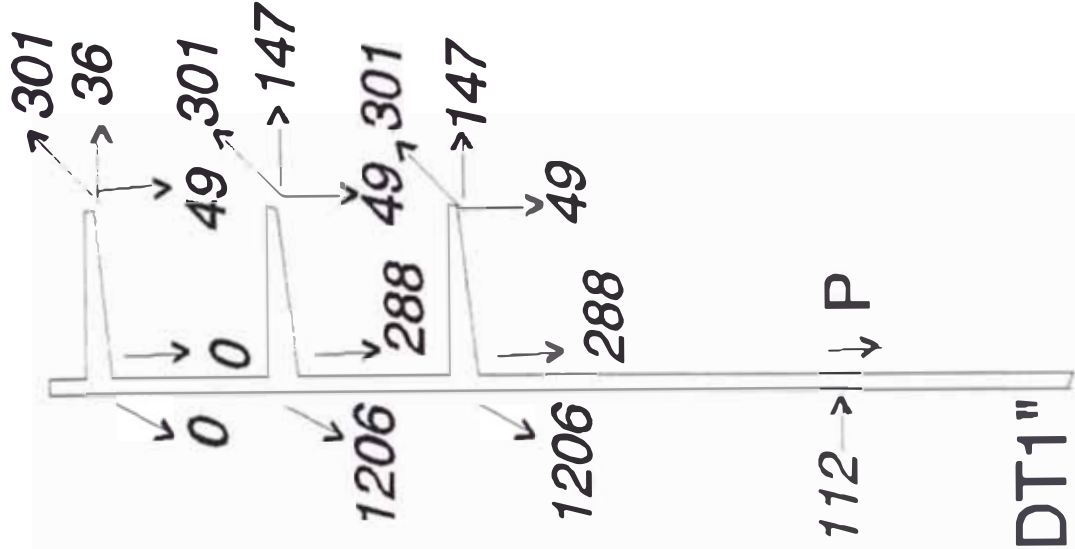
CONDICION NORMAL

ROTURA COND. ACTIVO

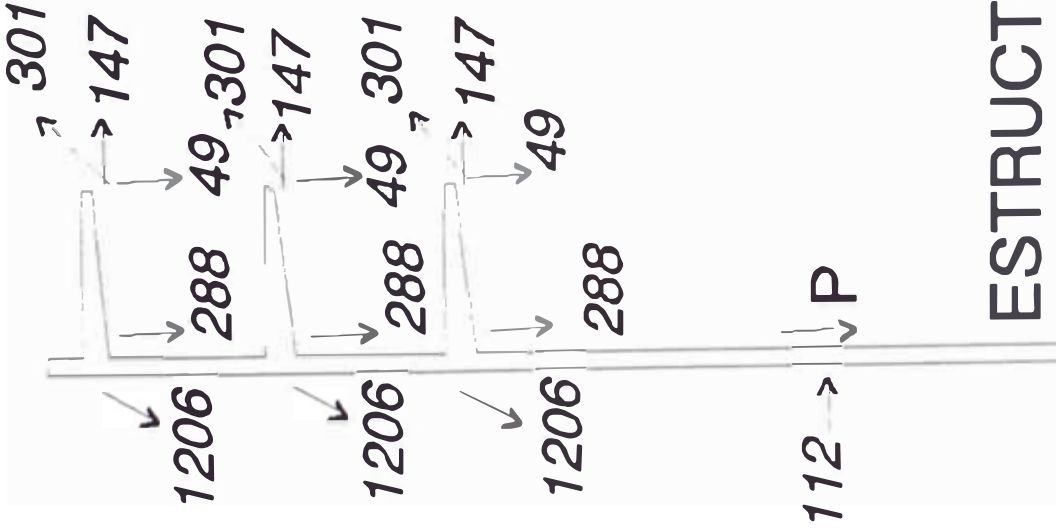


ESTRUCTURA TIPO "T", "DT"

ROTURA COND. ACTIVO



CONDICION NORMAL



ESTRUCTURA TIPO "T1", "DT1"

#### 5.2.4 Cálculo de Retenidas

- a) Análisis de la fuerza en la punta Fp  
(a 0.35m del vértice del poste) por  
tipo de estructura.

Fórmula:

$$\begin{array}{l} \text{Fza.Pta.} = \text{Momento Total} * \text{C.S.} / \text{Long.Libre} \\ \text{(Kg.)} \qquad \qquad \text{(Kg-m.)} \qquad \qquad \qquad \text{(m.)} \end{array}$$

Tipo de Soporte	Momento Total (kg-m)		Coef. Secur.	Long. libre m.	Fza. Pta. Kg.
S	Hip.1	3904.68	1.8	13.45	522.60
	Hip.2	8715.50	1.2		776.60
DS	Hip.1	6649.90	1.8	15.25	784.80
	Hip.2	10100.00	1.2		801.10
A1 DA1	Hip.1	30478.58	1.8	15.25	3597.41
	Hip.2	20365.43	1.2		1602.52
A2 DA2	Hip.1	51737.50	1.8	15.25	6106.72
	Hip.2	34620.12	1.2		2724.21
A3 DA3	Hip.1	71387.50	1.8	15.25	8426.06
	Hip.2	45651.01	1.2		3592.21
T DT	Hip.1	56813.65	1.8	17.05	5997.92
	Hip.2	37173.25	1.2		2616.29
AT	Hip.1	8822.82	1.8	17.05	931.44
	Hip.2	11960.30	1.2		737.21
R	Hip.1	20597.24	1.8	15.25	2431.15
	Hip.2	22212.28	1.2		1747.35
T1 DT1	Hip.1	49360.04	1.8	17.05	5211.03
	Hip.2	25625.64	1.2		1803.56
DR	Hip.1	39557.43	1.8	17.05	4176.53
	Hip.2	40392.31	1.2		2842.36

b) Diagrama de distribución de fuerzas.



Donde:

$T$  : Tiro de la retenida en Kg.

$Th$ : Tiro horizontal de la retenida en Kg.

$Fp$ : Fuerza en la punta en Kg. calculado según el cuadro anterior.

Considerando que a partir de la estructura A1 se necesita retenida calculamos para esta:

$$Th = T \cdot \sin 37^\circ = Fp = 3,597.41 \text{Kg.}$$

$$T = 5,977.60 \text{Kg.}$$

Tensión de la retenida  $Tr$  a buscar en catálogo:

$$Tr = \text{Coef. Seg. (2)} * T \text{ Kg.}$$

$$T = 11955.5 \text{ Kg.}$$



Conclusiones

Según Catálogo encontramos cable de máximo tonelaje de las siguientes características:

Material : Acero galvanizado

Diámetro : 1/2" (12.7mm.)

Tiro de rotura: 8,550 Kg.

Según Catálogo

Por lo tanto para las demás estructuras incrementaremos el número de retenidas según la fuerza en la punta.

c) Distribución de retenidas.

Según el cable elegido tenemos:

$$N^{\circ} \text{Ret.} = F_p * C.S. / (\text{sen} 37^{\circ} * T_v)$$

donde:

Fp : fuerza en la punta Kg.

C.S.: coeficiente de seguridad =2

tv : tiro de rotura del cable elegido - 8550Kg.

Tipo de Soporte		Fza. Pta. Kg.	Tens.Cab. xsen37°/ C.S.(2)	N° de Ret.
S	Hip.1	522.60	2572.76	-
	Hip.2	777.60		
S2	Hip.1	784.80	2572.76	-
	Hip.2	801.10		
A1	Hip.1	3597.41	2572.76	2
	Hip.2	1602.52		
A2	Hip.1	6106.72	2572.76	3
	Hip.2	2724.21		
A3	Hip.1	8426.06	2572.76	3
	Hip.2	3592.21		
T	Hip.1	5997.92	2572.76	3
	Hip.2	2616.29		
AT	Hip.1	931.44	2572.76	6
	Hip.2	737.21		
R	Hip.1	2431.15	2572.76	4
	Hip.2	1747.85		
T1	Hip.1	5211.03	2572.76	3
	Hip.2	1803.56		
DR	Hip.1	4176.15	2572.76	4
	Hip.2	2842.86		

Las estructuras tipo "R", "DR" y "AT" tienen la función de rompetramos y por lo tanto se incrementan el número de retenidas.

La disposición física se ubica en las láminas de detalle.

### 5.2.5 Cálculo del bloque de anclaje y del arranque

Las premisas asumidas para el cálculo del anclaje son:

Bloque de anclaje de 0.30 x 0.30 x 1.2 m

Varilla de anclaje 5/8" x 8' de longitud

Máximo tirio  $T_v = 8,550/2 = 4,275$  kg para un coeficiente de seguridad de 2.

Inclinación de la varilla: 37° con la vertical.

Densidad del terreno: 720 kg/m<sup>3</sup>

Angulo del talud: 30°

Cálculo de la cimentación:

$$V = \frac{S_1 + S_2 + \sqrt{S_1 \times S_2}}{3} \text{ (m}^3\text{)}$$

$$S_1 = (1 + 2p/\text{tg } \rho) (d + 2 p/\text{tg } \rho) \text{ (m}^2\text{)}$$

$$S_2 = 1 \times d \dots \text{ (m}^2\text{)}$$

donde:

V = volumen del tronco de pirámide del terreno levantando al arrancar el bloque de concreto enterrado.

$\rho$  = ángulo de deslizamiento del terreno con respecto a la vertical

l = 0.3 m

d = 1.5 m

El peso será:

$$\gamma_t = V \times \delta$$

donde:

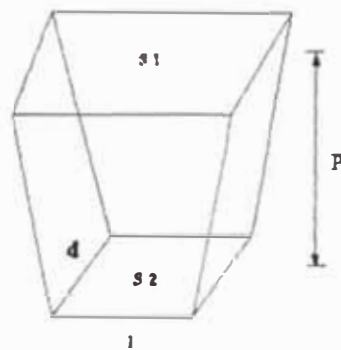
$\gamma_t$  - peso de tierra que se levanta (kg)

$\delta$  - densidad del terreno ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

para arcilla gruesa predominante en la zona de proyecto

$$\rho = 30^\circ$$

$$\delta = 720 \text{ kg}/\text{m}^3$$



$$P = 8' \times \cos 37^\circ = 2.4 \times 0.798 = 1.92 \text{ m}$$

entonces:

$$S1 = 56.72 \text{ m}^2$$

$$S2 = 0.45 \text{ m}^2$$

$$V = 39.8 \text{ m}^3$$

$$\gamma_t = 39.8 \text{ m}^3 \times 720 \text{ kg}/\text{m}^3 = 28,656 \text{ kg}$$

$$\text{C.S.} = \frac{28,656}{4,275} = 6.7$$

El bloque tendrá una profundidad de 1.92 m, la varilla de anclaje es de 5/8" x 8' y el bloque de concreto 0.30 x 0.30 x 1.5 m.

### 5.2.6 Cálculo de la cimentación del poste

#### A. Bases de cálculo

Para el cálculo de las cimentaciones de estructuras se ha empleado el método de Sulzberger.

#### B. Cimentación teórica

Momento de vuelco (Mv)

$$Mv = Fp(h + 2/3t)$$

Donde:

Fp fuerza en la punta en Kg. (962.51Kg.)

h altura libre del poste sobre el terreno en m. (15.25m.)

t profundidad de la cimentación en m. (2.4m.)

$$Mv = 16,218.29 \text{Kg-m.}$$

Momento estabilizante (Me)

Volúmen del tronco de cono del poste incrustado en el cimiento V:

$$V = \pi H(R^2 + R.r + r^2)/3$$

Donde:

H altura del la parte del poste incrustado  
(2.4m.)

r diámetro de empotramiento del poste (0.252m.)

R diámetro de la base del poste (0.270m.)

V - 0.5138m<sup>3</sup>.

Volúmen del hormigón Vh:

$$Vh=abt-V$$

Donde:

a :ancho de la base del cimiento (1.5m.)

b :largo de la base(0.6m.)

t :profundidad del cimiento (2.4m.)

Vh - 2.16m<sup>3</sup>.-0.5138m<sup>3</sup>.=1.64m<sup>3</sup>.

Peso total de Compresión Wt

- peso específico del hormigón es 2.2 Tm/m<sup>3</sup>

peso del hormigón 2.2x1.64 - 3.61 Tn.

peso del poste(4.8Kg.)+cruceta - 5.88 Tn.

peso de los conductores 6x200x0.487= 0.584 Tn.

peso de los aisladores 40\*6 - 0.240 Tn.

-----  
12.474 Tn.

Momento de encastre lateral de la fosa Ms

$$Ms = 1.414a*t^3*Ct*Tan\alpha/36$$

Donde:

a : ancho de la base del cimiento (1.5m.)

t : profundidad del cimiento (2.4m.)

Ct: coeficiente de compresibilidad lateral de la fosa en Ton/m<sup>3</sup> a 2m. variando linealmente de la superficie del terreno a 8.000Tn/m<sup>3</sup>

$$Ct = 8000Tn/m^3 * a/2m.=8000*1.5/2=6000Tn./m^2.$$

Tan $\alpha$ =0.01 ángulo de inclinación máxima lateral de la fundación.

$$Ms - 65.16Tn-m.$$

Momento de encastre en el fondo de la fosa Mb

$$Mb - Wt*(0.707a-0.5(3*Wt/(Cb*tan\alpha)))^{1/3}$$

Donde:

a : ancho de la base del cimiento (1.5m.)

Tan $\alpha$  = 0.01 ángulo de inclinación máxima lateral de la fundación.

$$Cb - 1.2*Ct=1.2*6000=7200Tn/m^2.$$

Wt - peso total de compresión(12.47Tn)

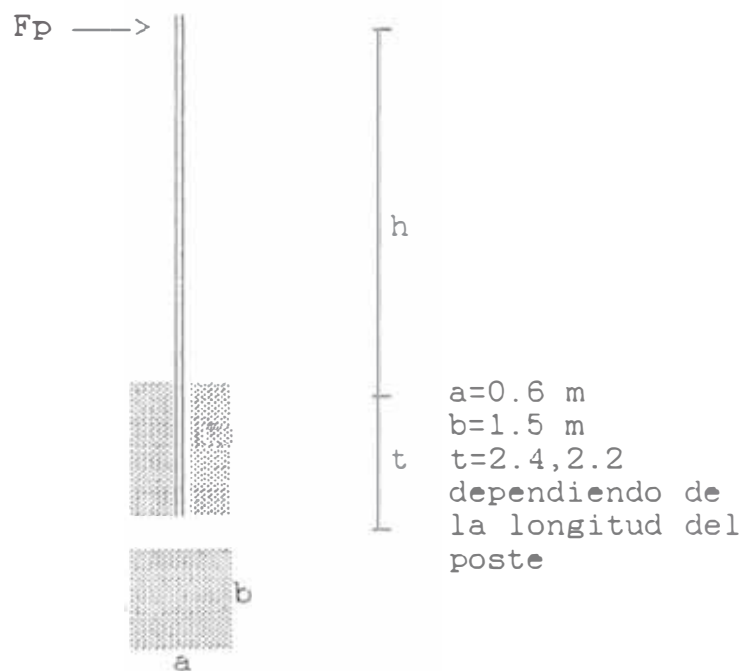
$$Mb - 8.21Tn - m.$$

Momento estabilizante:

$$M_e = M_b + M_s = 73.37 T_n - m.$$

Coeficiente de seguridad

$$C_s = M_e / M_v = 4.50 > 2.5 \text{ Coef. Seg. aceptable.}$$



### Conclusión

El empotramiento del poste de concreto es de 1.5m. de ancho y de 0.6m. de largo.

La profundidad está de acuerdo a la altura del poste de concreto.



C A P I T U L O   V I

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO DE  
MATERIALES

VI  
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE SUMINISTRO DE MATERIALES

6.1 Condiciones generales de suministro

6.1.1 Alcances

Las presentes especificaciones técnicas constituyen una información general que deberá aplicarse con el objeto de efectuar la compra de todos los materiales que forman parte de las instalaciones proyectadas y cubran las condiciones requeridas para el suministro, describen sus características, su fabricación, requisitos mínimos aceptables, pruebas y entrega.

6.1.2 Normas

Todos los equipos y materiales deberán cumplir y ser probados de acuerdo con las prescripciones de las normas, especificaciones, códigos y recomendaciones de organismos nacionales e internacionales; por ejemplo Normas American Standart Institute ANSI; Comisión Electrotécnical Internacional IEC; American Society for Testing and Materials ASTM; Instituto de Investigación Tecnológica Industrial y de Normas Técnicas ITINTEC; Normas Técnicas de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

### **6.1.3 Documentación Técnica**

El Postor entregará junto con su cotización, esquemas dimensionales de los materiales propuestos; incluyendo la información técnica necesaria para demostrar que el equipo cumple con las presentes especificaciones.

### **6.1.4 Inspección y Pruebas**

El propietario podrá inspeccionar y probar la calidad del material utilizado y las partes de los equipos a suministrarse, tanto durante su fabricación como al final del proceso.

### **6.1.5 Ofertas y Alternativas**

Si el postor así lo desea, podrá presentar ofertas alternativas por materiales y/o productos que den resultados similares de comportamiento y de factor de seguridad que los descritos en las especificaciones técnicas. En este caso, deberá entregar información completa al respecto.

## 6.2 Materiales a suministrarse

### 6.2.1 Conductor

El conductor será de aleación de Aluminio Magnesio y Silicio. Será cableado concéntrico y de alma unifilar.

#### 6.2.1.1 Normas Aplicables

La fabricación y pruebas del conductor por la presente especificación deberá cubrir los requerimientos establecidos en las siguientes Normas a la fecha de la convocatoria a Licitación.

ITINTEC P-370.224 : "Alambres de Aluminio de Sección Circular para Uso Eléctrico".

ITINTEC P-370.225 "Alambres de Aleación de Aluminio para Líneas Aéreas".

ITINTEC P-370.226 : "Alambres de Acero Zincado para Almas de Cables de Aluminio y de Aleación de Aluminio".

- ITINTEC P-370-227 : "Cables Desnudos de Aleación de Aluminio con o sin alma de Acero para Líneas Aéreas".
- IEC 208 : "Aluminium Alloy Stranded Conductors (Aluminium-Magnesium-Silicon Type)".
- ASTM B 398-63 T : "Wire for Electrical Purposes, Aluminium-Alloy".
- ASTM B 399-63 T : "Concentric-Lay-Stranded Conductors, Aluminium-Alloy".
- DGE 019-CA : "Conductores Eléctricos en Redes de Distribución Aérea".
- Especificación Técnica : "Conductor de Aleación de Aluminio" Código ET-34-002" de la Gerencia General de ELECTROPERU el 21 de Abril de 1980.

Esta última especificación Técnica cubre las condiciones generales para el Diseño y Fabricación, así como los requerimientos técnicos de los conductores, muestreo, inspección, pruebas, embalaje, garantía e instrucciones a los proveedores u ofertantes.

#### 6.2.1.2 Características Requeridas del Conductor de Aleación de Aluminio

Son los siguientes

Sección Transversal	177.33 mm <sup>2</sup>
Número de hilos	19
Diámetro exterior del conductor	17.23 mm
Peso teórico unitario	0.487 kg/m
Resistencia Eléctrica D.C. a 20°C	0 . 1 8 8 9 ohm/Km
Carga de Rotura mínima del conductor	5035 Kg
Módulo de elasticidad final	5700 Kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de expansión lineal por °C	2.3 * 10 <sup>-5</sup> 1/°C
Alargamiento mínimo de los alambres a la rotura con muestra de 250 mm	3 %

### **6.2.2 Estructuras de Concreto Armado**

Las estructuras de apoyo, serán de concreto armado centrifugado y las cargas, espaciamiento de conductores, altura de crucetas, distancias, ángulos en la línea, tipo de estructura, etc. serán las indicadas en los planos que se adjuntan.

La palabra "Estructura" significa en estas especificaciones; el soporte completo e incluye, el poste, cruceta y ménsulas de concreto, cabe la posibilidad que los postes sean pretensados o vibrados, por lo cual el CONTRATISTA presentará la alternativa de sustitución justificada, las crucetas y ménsulas serán de concreto armado y vibrado o pretensado.

#### **6.2.2.1 Normas Aplicables**

En material cubierto por estas especificación, cumplirá con las prescripciones de las siguientes Normas, según versión vigente a la fecha de la convocatoria a la Licitación.

ITINTEC 341.029 : Barras de acero al carbono torcidos en frío para concreto armado.

- ITINTEC 341.030 : Barras lisas de sección circular de acero al carbono para concreto armado.
- ITINTEC 341.031 : Barras de acero al carbono con resaltes (corrugadas) para concreto armado.
- ITINTEC 350.002 : Alambre de acero trefilado en frío para concreto armado.
- ITINTEC 334.009 : Cemento Portland tipo 1, Normal.

Además, deberán adecuarse a la especificación técnica "Postes, Crucetas y Ménsulas de Concreto Armado para Redes de Distribución" ET 46-001, aprobado por la Gerencia General de ELECTROPERU de fecha 22 de Mayo de 1980 en todo lo concerniente a lo que no cubren las anteriores normas técnicas mencionadas.

#### **6.2.2.2 Características Requeridas por la Estructura de Concreto Armado**

El material deberá ser nuevo y libre de defectos, de la mejor calidad y manufacturado, el coeficiente de seguridad es 2; las cargas de trabajo serán de acuerdo a lo señalado en el cuadro adjunto a estas especificaciones, las dimensiones proporcionadas de la



cima y base del poste son aproximados; los postes llevarán perforaciones apropiadas para el ingreso de pernos de 3/4" de diámetro, en la cantidad y ubicación que se señalan en las láminas que se adjuntan, las crucetas y ménsulas serán del tipo embonable.

**a) Inscripciones.**

Cada elemento individual de la estructura de concreto deberá llevar grabada la inscripción respectiva, en su superficie, de manera que sea claramente legible y que sea resistente a pruebas de agua. Las crucetas y ménsulas deben llevar inscritas la carga de trabajo, señalando el eje respectivo en kilogramos, coeficiente de seguridad, fabricante y fecha de fabricación, para los postes deberán llevar las inscripciones anteriores y adicionalmente longitud en metros y diámetro en la cima y en la base expresada en milímetros.

La última marca en los postes, se ubicarán a 2.00 m. de la base.

**CARACTERISTICAS DEL TIPO DE ESTRUCTURA**

<b>ESTRUCT.</b>	<b>ANG. MAX DE DESVIO (GRADOS SEXAG)</b>	<b>LONG. (m)</b>	<b>ESFUERZO DE TRABAJO (Kg)</b>	<b>CONFIGURACION</b>	<b>TIPO DE CADENA</b>	<b>N° DE LAMINA</b>
S	0° - 5°	16	800	Simple terna	Suspensión	LD-11
DS	0°	18	800	Doble terna	Suspensión	LD-10
A1(DA1)	30°	18	800	Simple terna	Anclaje	LD-17
A2(DA2)	60°	18	800	Simple Terna	Suspen.y Ancla	LD-12
A3(DA3)	100(100°)	20(20)	800(800)	Simple terna Doble terna	Anclaje (Anclaje)	LD-09
R(DR)	0°	20	800	Doble terna	Anclaje	LD-13-16
AT	60	20	800	Doble terna	Anclaje	LD-07
T(DT)	0°(0°)	20(20)	800(800)	Simple terna Doble terna	Anclaje (Anclaje)	LD-08
T1(DT1)	0°(0°)	20(20)	800	Doble terna	Suspensión y Anclaje	LD-14

**b) Manufactura**

Todas las partes de la estructura serán fabricados de acuerdo a los planos de diseño previamente aprobados por el propietario. Se solicita que todas las estructuras presenten el vértice completamente cerrado con una capa de cemento, suficiente para evitar que los fenómenos atmosféricos dañen el poste.

**c) Detalle de Construcción**

Todos los detalles de construcción son indicados en las láminas adjuntas. Se pondrá atención especial en la ubicación de los elementos de conexión de la puesta a tierra, y en la ubicación de las perforaciones para los vientos y cadenas de aisladores.

**6.2.2.3. Transporte**

Todas las partes de la estructura se proporcionarán desarmadas para ser empernadas y/o embonadas en el campo.

Durante el transporte de las estructuras deberán ser izadas y manipuladas de tal modo que en las maniobras de embarque y desembarque no sean sometidas a esfuerzos dinámicos que produzcan deformaciones permanentes.

El propietario se reserva el derecho de rechazar todas aquellas estructuras que a su juicio estén dañados o deformados y los gastos ocasionados serán reembolsados por cuenta del proveedor.

### **6.2.3. Aisladores de Suspensión**

Los aisladores de suspensión serán del tipo Antineblina con ensamble bola y casquillo.

#### **6.2.3.1. Normas Aplicables**

Deberán cumplir con las prescripciones de las normas siguientes, según versión vigente a la fecha de la convocatoria a Licitación.

ANSI C 29.1-1961 : "Test Methods for Electric Power Insulators".

ANSI C 29.1-1971 : "Wet Process Porcelain Insulators (Suspension Type)".

ANSI C 68.1 "Measurement of Voltage in Dielectric Test".

Publicaciones IEC

IEC Pub 274

B.5137 : Test Methods for Electric Power Insulators.

- IEC Pub 87 : Test Methods for Electric Power Insulators.
- ASTM A 153 : Zinc Coating (Hot Dip) on Iron and Steel Hardware (Para aisladores y accesorios).

#### 6.2.3.2 Características de los Aisladores

Serán adecuados para ser usados tanto en cadenas de suspensión como de anclaje de cinco (5) unidades, deberán exceder de 75 centímetros la longitud de cada cadena, deberán llevar clara la inscripción del modelo, marca, año de fabricación y carga de rotura correspondiente.

##### a) Dimensiones Principales

- |                               |                 |
|-------------------------------|-----------------|
| Espaciamiento                 | 5 3/4" (146 mm) |
| - Diámetro                    | 10" (254 mm)    |
| Distancia de fuga mínima      | 17" (432 mm)    |
| - Acoplamiento bola-casquillo | ANSI-Tipo B     |

##### b) Características Mecánicas Mínimas

- Resistencia Electromecánica Combinada: 18,000 Lbs  
(8,200 Kg)
- Resistencia Mecánica al Impacto : 100 Lb/pulg  
(87 Kg/cm)

c) **Características Eléctricas**

- Tensión de descarga para una onda de impulso positivo de 1.40 x 40 us : 150 Kv
- Tensión descarga para una onda de impulso negativo de 1.40 x 40 us : 160 Kv
- Tensión de descarga a 60 Hz en seco : 100 Kv
- Tensión de descarga a 60 Hz en húmedo : 60 Kv
- Tensión de perforación a 60 Hz : 130 Kv

**Nota:** Los aisladores seran adecuados para soportar una tensión de servicio nominal de 60 Kv entre fases y tensión de servicio de 72.5 Kv en tres fases.

Se solicita de manera especial que el vástago metálico del aislador venga de un manguito de zinc a fin de proteger la unidad contra el desgaste por descargas eléctricas.

**6.2.4 Accesorios de la Cadena de Aisladores**

Esta Especificación Técnica cubre las condiciones para el suministro de los Etribos de Suspensión, Pernos de Anclaje, Adaptadores Horquilla-bola, Adaptador Horquilla-ojo, Grapa de Suspensión y Grapa de Anclaje que son los accesorios de la cadena de aisladores.

#### **6.2.4.1 Norma Aplicable**

Será la Norma ASTM A 153 Zinc coating (Hot dip) on Iron and steel Hardware la que cubra las descripciones de los accesorios.

#### **6.2.4.2 Descripción de Material**

Los adaptadores, grapas y estribos, serán de hierro maleable, aleación de aluminio o de acero galvanizado en caliente por inmersión, para usarse en cadena de aisladores de suspensión; los pasadores deberán ser de bronce, latón o de acero inoxidable.

Se debe tener en cuenta que los acoplamientos deberán corresponder a la clasificación ANSI tipo B (16 mm), que es la que se ha señalado en las Especificaciones Técnicas de los aisladores de suspensión.

Todos los elementos de fijación y ensamble de cadena de aisladores serán capaces de soportar un esfuerzo a la rotura mínima de 8,500 Kg, así mismo todas las partes metálicas, estarán libres de herrumbres, rababas, aristas angulosas y otros defectos. Serán hechos de tal modo que las piezas internas conectadas puedan ensamblarse adecuadamente.

#### 6.2.4.3 Accesorios de la Cadena de Aisladores

a) **Estribo de Suspensión**

Forma de dimensiones en "U" 500 x 5/8" con tuerca hexagonal, contra tuerca 5.8" y arandela plana 11/16" resistencia mínima a la tracción 8,500 Kg.

b) **Perno de Anclaje**

Forma y dimensiones en dimensiones indicadas en dicha lámina, servirá para fijar cadenas de aisladores de anclaje y retenidas, resistencia mínima a la tracción 10,000 Kg

c) **Adaptador Horquilla-bola**

Diseñado para soportar una fuerza de rotura mínima de 8,500 Kg.

d) **Adaptador Casquillo-ojo**

Diseñado para soportar una fuerza de rotura mínima de 7,000 Kg.

c) **Grapa de Suspensión**

Será empleado en estructuras de suspensión y ángulo mínimo de salida de la grapa de suspensión del conductor y varilla de armar respectiva será de 30°.



Diseñado para soportar una fuerza de rotura mínima de 7.000 Kg y adecuado para el conductor de aleación de aluminio de 177.33 mm<sup>2</sup> y varilla respectiva.

f) **Grapa de Anclaje**

Diseñado para soportar una fuerza de rotura mínima de 7,000 Kg y adecuado para el conductor de aleación de aluminio de 177.33 mm<sup>2</sup> y varilla respectiva.

**6.2.5 Accesorios del Conductor de Aleación de Aluminio**

Esta Especificación Técnica cubre las condiciones para el suministro de varillas de Armar, Juntas de empalme, Manguitos de reparación, Pasta para aplicación de empalmes, amortiguadores de vibración y banderolas que son los accesorios del conductor.

**6.2.5.1 Normas Aplicables**

Deberán cumplir con las prescripciones de las Normas siguientes:

ASTM A 153 : "ZINC COATING (Hot Dip) on Iron and Steel Hardware".

ASTM B 230 : "Hard Drawn Aluminium EC-H19 for Electrical Purpores".

ASTM B 399 : "Concentric Lay Stranded 6201-T81 Aluminium Alloy Conductors (Non Compact Stranding)".

#### 6.2.5.2 Descripción de los accesorios

##### a) Varillas de Armar

Para todos los conductores de fase, en todos los soportes intermedios o posiciones en donde no se use grapas de anclaje, se utilizarán varillas de armar preformadas de aluminio u otro metálico que no ataque galvanicamente al conductor de aleación de aluminio, se puede ofertar otro tipo de accesorios de uso normalizado y que satisfaga los requerimientos técnicos que luego se solicitan.

Las varillas mecánicamente serán diseñadas para distribuir los esfuerzos de abrasión, compresión radial y de flexión del conductor en la grapa y eléctricamente protegerá al conductor de descargas eléctricas, serán de dimensiones convenientemente largas para proteger una cobertura satisfactoria y de fácil instalación y

deberá realizarse sin aplicación de cinturas metálicas en sus extremos.

b) **Juntas de Empalme**

Serán del tipo de compresión, con resistencia a la tracción no menor al 100% de la carga de rotura del conductor. La conductividad eléctrica y capacidad de corriente del empalme no debe ser menores a los del conductor: Referencia : ALCOA cat. Nº 751284 ó similares .

c) **Manguitos de Reparación**

Serán del tipo compresión, Referencia : ALCOA Cat. Nº 5274 ó similares.

d) **Pasta para Aplicación de Empalmes**

Deberá preverse la cantidad suficiente de pastas para su aplicación al ejecutar el empalme, la misma que preferiblemente deberá venir envasado.

La pasta podrá ser la FILLER COMPOUND o similar y será colocado por medio de un compresor hidráulico utilizando los datos apropiados.

e) **Amortiguadores de Vibraciones**

Para limitar la amplitud de las vibraciones por causa eólica se instalarán en ambos extremos de

cada vano en las líneas respectivas y presentarán la característica dinámica para frecuencias de vibraciones de 5 hasta 50 ciclos/segundo : Referencia ALCAN A-606 C.

f) **Banderolas**

Serán de aleación de aluminio con fines de señalización aérea, de color blanco y naranja fosforescente sostenido con grapas de sujeción, según se muestra en lámina de señalización aéreas y disposición.

g) **Herramientas**

El conjunto e herramientas que se describen a continuación, deberán ser compatibles entre si para operar satisfactoriamente en todos los elementos y accesorios descritos en toda esta Especificación Técnica.

g.1) **Juego de Dados**

Adecuados para aplicar a los juntos de empalme y manguitos de reparación anteriormente indicados y con la prensa hidráulica.

g.2) **Prensa Hidráulica**

Adecuada para usarse con el juego de dados y que permite una buena comprensión en el conductor.

**g.3) Bomba Hidráulica Manual**

De una presión adecuada para accionar la prensa hidráulica, la cual estará provista de un conector macho tipo rápido.

**g.4) Manómetro**

De una escala apropiada para usarse en la bomba hidráulica con conexiones hembra y macho tipo rápido.

**g.5) Manguera para Alta Presión**

De un diámetro y longitud adecuada, para usarse con la prensa y bomba hidráulica por lo que estará provista de conectores hembra y macho.

**6.2.6 Accesorios del Sistema Puesta a Tierra**

El Sistema de puesta a tierra de la línea es utilizando electrodos Cooperweld de 5/8"x2.4m.de longitud y cuya disposición varían de acuerdo a la resistividad del terreno, dispuesto de acuerdo a lo especificado en la lámina de detalle.

El postor establecerá claramente que norma o valores particulares adopta y que será evaluado en su muestra y probados de acuerdo a la norma que señale en su oferta.

### **6.2.7 Accesorios de Retenidas y Anclaje**

Cubre las condiciones requeridas de los cables de acero, mordaza preformada, varilla de anclaje, guardacabo, placas de refuerzo.

#### **6.2.7.1 Normas Aplicables**

ASTM B 415-64T        "Hard /Drawn Aluminium        Clad  
Steel Wire"  
ASTM A 153        :        "Zinc Coating (Hot Dip) On Iron  
and Steel Hardwere"

#### **6.2.7.2 Descripción de los Accesorios**

##### **a) Cables de Acero**

De 1/2" de diámetro, capaz de soportar una rotura mínima de 4,500 Kg, se solicita que el cableado de la capa externa del cable de acero sea de derecho : PROTISA.

##### **b) Mordaza Preformada**

Será del tipo Alumoweld y servirá para sujetar el cable descrito anteriormente, capaz de soportar una carga de rotura mínima de 4,500 Kg.  
Referencia : PREFORMED GDE - 2108.

C) **Varilla de Anclaje**

Será de acero galvanizado de 5/8" de diámetro con 8' de longitud, vendrá provisto de tuerca adecuada del mismo material y la longitud roscada no será inferior a 30 cm, en su parte anterior (ojal), estará provisto de un canal de tal forma que evite el empleo de guardacabo. Referencia : JOSLYN J-7418.

d) **Guardacabo**

Será de acero galvanizado, de superficie interior completamente liza y adecuada para el ingreso de la mordaza preformada Referencia: JOSLYN J-1058.

e) **Placa de Refuerzo**

Será de fierro galvanizado 4" x 4" x 5/8" con perforación central de 7/8" de diámetro y será proporcionado por el Contratista.

**6.2.8 Material de Ferretería**

El material es el que adicionalmente sujetará la armazón de los diversos componentes o elementos de la línea de subtransmisión.

#### 6.2.8.1 Normas Aplicables

Las Normas aplicables son las que se tomaron en cuenta en los accesorios de retenidas y anclaje.

#### 6.2.8.2 Descripción del Material

- a) Abrazadera de Fierro Galvanizado de 3/8" x 3"  
Será de acero galvanizado en caliente, y vendrá provisto de pernos de 3/4" de diámetro una tuerca adecuada y de similar material a la del perno, de longitud roscada no menor del 25% y su longitud total y contratuerca. El esfuerzo de rotura será de 4,500 Kg.
  
- c) Pernos de 3/4"φ x 2" y de 3/4"φ x 4"  
Será de acero galvanizado en caliente.
  
- d) Grapa de doble Vía  
Este accesorio será empleado en estructuras de ángulo, retenidas y terminales. Será adecuado para conductor de aleación de aluminio  
Referencia : JOSLYN J-6053.



### 6.3 Especificaciones técnicas de montaje

#### OBJETIVO

Para efectos de la ejecución de las obras de la línea de subtransmisión a 60 kV de la Electrificación de Olmos, se preparan las presentes Especificaciones Técnicas de Montaje; cuya finalidad es definir la calidad mínima aceptable y se recomienda procedimientos que en casos específicos, deben ser seguidos por el Contratista para dicho montaje.

### 6.4 Condiciones generales de montaje

Estas "Condiciones Generales de Montaje" contienen información y requisitos para el desarrollo del trabajo referente a esta especificación y se consideran como parte integrante de la misma.

#### 6.4.1 Normas y Reglamentos

Para la ejecución de las obras, pruebas y puestas en servicio, el Contratista deberá ceñirse a lo prescrito en las siguientes Normas Internas de ELECTROPERU.

N°	DENOMINACIÓN
343 - 001	"Control de la Ejecución de Obras en Líneas de Sistemas de Transmisión y protocolo de pruebas para su recepción"
*100 - 003	"Liquidación de Obras para su Incorporación al Activo Fijo de la Empresa"

\*(Norma no aprobada, pero en actual utilización)

Además deberá observar las Normas establecidas en el Código Nacional de Electricidad, Reglamento Nacional de Construcciones y demás disposiciones técnicas y legales vigentes.

#### 6.4.2 Definiciones

Las siguientes definiciones se aplican a los términos empleados en la presente Especificación y complementan las definiciones consignadas en las Normas Internas de ELECTROPERU.

##### 6.4.2.1 Ensamblaje de Retenida

Consiste del material necesario para formar una retenida completa incluyendo el anclaje pero excluyendo la ferretería para su conexión al poste.

#### **6.4.2.2 Ferretería para Aisladores**

Se denomina así a todas las partes metálicas que se emplean para armar un ensamble de aisladores.

#### **6.4.2.3 Ferretería para Postes**

Se denomina así a todas las partes metálicas que componen una estructura excluyendo las puestas a tierra, los ensambles de aisladores y el material para retenidas.

#### **6.4.2.4 Relleno Normal**

Es el material de relleno proveniente de la excavación de un hueco para bloque de poste de anclaje y que se emplea para el relleno del espacio comprendido entre el bloque y la excavación, de acuerdo a las especificaciones.

#### **6.4.2.5 Relleno Seleccionado**

Es el material de relleno preparado para que cumpla con las especificaciones mostradas en el punto 6.5.6.

El relleno seleccionado se usará de acuerdo con las instrucciones del ingeniero en aquellos sitios donde la naturaleza del terreno lo exija.

#### **6.4.2.6 Servidumbre**

Se denomina así a los derechos que el propietario adquiere sobre los aires de la faja del terreno

atravesada por la línea y las extensiones de terreno que el propietario adquiere para permitir la instalación de las estructuras y que serán ocupadas por estas.

#### **6.4.2.7 Terreno Normal**

Es el terreno que no requiere el uso de explosivos o de martillo neumático para su excavación y remoción.

#### **6.4.3 Extensión del Trabajo**

El trabajo a efectuar por el Contratista, consta de todas las operaciones necesarias para la construcción y pruebas para la puesta en servicio de la Línea de Subtransmisión, según los planos y especificaciones técnicas de materiales.

#### **6.4.4 Topografía y Suelos**

La ruta de la Línea se desarrolla sobre terrenos de topografía plana con ligeras ondulaciones.

#### **6.4.5 Responsabilidades del Contratista**

El trabajo a efectuar por el Contratista será de la mejor calidad, estrictamente de acuerdo con los planos y especificaciones e instrucciones del Ingeniero

Supervisor, siendo de estricta responsabilidad el mal uso de material que al ser defectuoso, lo sustituiría y su costo será asumido por el mismo.

Deberá cumplir con su Cronograma propuesto, garantizando en todo momento los plazos previstos para la ejecución de dicho trabajo. Además, el equipo y las herramientas, empleados por el Contratista, serán de la mejor calidad y en cantidad suficiente.

El Contratista presentará la lista de cantidades finales de Materiales usados durante la ejecución de la Obra del Ingeniero Supervisor (Inventario Valorizado), a los 45 días de la Puesta en servicio.

#### **6.4.6 Planos y Documentos Técnicos**

Los planos, las especificaciones técnicas y los metrados a ser entregados al Contratista se complementan. En caso de existir divergencias entre estos documentos, los planos prevalecerán sobre las especificaciones técnicas y estas sobre los metrados. Al terminar al montaje, el Contratista, entregará al Ingeniero Supervisor un juego completo de planos, en papel reproducible, en los cuales muestre todos los cambios que hayan tenido lugar.

#### **6.4.7 Materiales**

##### **6.4.7.1 Suministro de Materiales**

a. **Materiales Suministrado por el Propietario**

El propietario proporcionará todos los materiales que sean necesarios para el montaje de las líneas.

b. **Materiales Suministrado por el Contratista**

El Contratista proporcionará los materiales necesarios y suministrará un listado completo de equipos y herramientas que se requieran para la ejecución de la Obra.

##### **6.4.7.2 Recepción y Almacenaje del Material**

Todos los materiales suministrado por el Propietario serán entregados al Contratista en los almacenes que el Propietario establecerá en Olmos u otro lugar, siendo asumido los costos del Transporte desde los almacenes antes mencionados a los almacenes del Contratista y al lugar de la Obra por cuenta del Contratista.

#### **6.4.8 Supervisión**

El Contratista obedecerá las ordenes del Ingeniero Supervisor designado por el Propietario, por lo cual durante el proceso de la construcción para que la inspección se realice en forma eficiente y adecuada, le proporcionará todas las facilidades del caso.

#### **6.4.9 Cambios y trabajos imprevistos**

En aquellos casos en que la ejecución de alguna tarea requiera alguna variación en su procedimiento de ejecución, se procederá de acuerdo con las disposiciones del Ingeniero Supervisor.

### **6.5 Especificaciones técnicas del montaje electromecánico**

En esta especificación se describen algunas de las tareas principales que debe ejecutar el Contratista el cual deberá ceñirse a lo expresado en los planos y especificaciones de este proyecto.

#### **6.5.1 Servidumbre**

La servidumbre de la línea, será gestionada y obtenida por el propietario, se extenderá a lo largo de la línea 7.5 mt. a cada lado del eje de Línea.

### **6.5.2 Replanteo**

El Contratista será responsable de ejecutar todo el trabajo de campo necesario para replantear la ubicación de las estructuras de soporte de la línea de subtransmisión. El replanteo deberá ser efectuado por personal experimentado. Los métodos de trabajo a emplear en dicho replanteo deberán ser tales que aseguren que el error cometido al medir las distancias no supere uno en mil el replanteo e incluirá las siguientes operaciones.

#### **6.5.2.1 Ubicación de Estructuras**

El Contratista ubicará los ejes de cada poste, de los bloques de anclaje y cimentaciones según sean requeridos y señalará en el terreno las dimensiones y niveles de las excavaciones para la cimentación de los postes y bloques de anclaje. El Ingeniero Supervisor deberá inspeccionar la ubicación de cada poste en el terreno conforme éstas vayan siendo determinados por el Contratista y aprobará la ubicación como definitiva y ordenará efectuar los cambios que considere convenientes, teniendo en cuenta la naturaleza del terreno.

Mientras el Ingeniero no haya aprobado la ubicación



definitiva de las estructuras, el Contratista no efectuará ningún trabajo posterior a esta tarea.

La ubicación de los ejes de los postes con relación al eje de la línea se hará de acuerdo con lo prescripto en los planos de las estructuras, planimétrica, perfiles y detalles correspondientes que fueron determinados usando las plantillas de flecha correspondiente. Si durante el replanteo o la construcción de la línea, el Contratista detectara un error en el perfil, deberá notificar inmediatamente al Ingeniero Supervisor, el cual si el error es de suficiente magnitud, ordenará por escrito al Contratista efectuar los cambios requeridos.

#### **6.5.2.2 Determinación de Cantidades Finales**

En un plazo no mayor de 45 días calendarios a partir de la fecha de la firma del Contrato, el Contratista presentará al Ingeniero Supervisor una lista mecanografiado en triplicado, mostrando las longitudes y cantidades finales de poste requeridos para la línea, que será elaborado en base a los resultados del replanteo.

### **6.5.3 Construcción de Caminos y Accesos**

Las caminos de acceso que puedan requerirse para la construcción de la línea deberán ser construidos de tal forma que puedan seguir siendo utilizados posteriormente, para el tránsito de los vehículos de mantenimiento del propietario. Tales caminos seguirán la ruta más directa posible, evitando la destrucción innecesaria de propiedades de terceros ya que los daños causados por negligencia serán indemnizados por el Propietario, el cual hará el correspondiente descuento al Contratista.

### **6.5.4 Transporte y Manipuleo de Materiales**

El Contratista transportará y manipulará todos los materiales con el mayor cuidado, evitando de rodarlos, arrastrarlos por el suelo, las pérdidas y roturas que pudieran ocurrir serán por cuenta del Contratista.

### **6.5.5 Excavación**

El Contratista realizará todas las excavaciones requeridas para la cimentación de postes y bloques de anclajes para retenidas, cualquier excavación excedente o excesiva y al no ser ordenada por el Ingeniero Supervisor no será valorizada, siendo rellenado por el Contratista.

Los taludes laterales de la excavación serán de acuerdo a lo que indique el Ingeniero Supervisor en el campo. Los taludes laterales contra los cuales se ha de vaciar concreto, serán de la inclinación necesaria para mantenerse estable en el curso de la construcción.

El material excedente de la excavación, deberá ser eliminado convenientemente.

La superficie del fondo de las excavaciones será nivelado y su profundidad en relación con la profundidad de las excavaciones de otros postes de la misma estructura será tal que al montar la estructura los extremos superiores de los postes que la forma estén a nivel con una tolerancia no mayor de 3 cm.

#### **6.5.6 Concreto**

La calidad de los materiales, preparación de la mezcla y pruebas del concreto deberá cumplir estrictamente con lo especificado en el Reglamento Nacional de Construcciones en vigencia. El concreto tendrá una resistencia mínima a la compresión de 210 Kg/cm<sup>2</sup> a los 28 días.

Para la construcción de obra de concreto aceptable y durable, es esencial que se cumpla con los requisitos

elementales que a continuación se mencionan.

- a) Suministrar buen cemento y agregados; con agua limpia y fresca, y mantener la naturaleza de estos ingredientes durante el tiempo de almacenaje y mientras son llevados a la mezcladora de concreto.
- b) Asegurar proporciones adecuadas y mezcla mecánica completa de dichos ingredientes.
- c) Regular el contenido de agua para una plasticidad adecuada del concreto, a la vez que se limita al mínimo el uso del agua como medio del transporte y colocación.
- d) Mantener la integridad y coherencia de la masa plástica durante todo el proyecto desde la mezcladora hasta su posición definitiva en la estructura, donde será depositada y compactada en capas eficazmente ligadas unas con otras.
- c) Completar la obra de concreto mediante curado en húmedo y acción positiva para evitar el secado y otras influencias dañinas durante los diez días después del colocado.

### 6.5.7 Cimentación

Tomando en cuenta con la conformación de la superficie a lo largo del trazo de la línea, se deberá efectuar pruebas de la resistencia mecánica del terreno y con los resultados, aplicará el tipo de fundación adecuada a la estructura.

#### 6.5.7.1 Relleno

El Contratista rellenará los espacios libres alrededor de todas las cimentaciones de los postes y excavaciones para retenidas con material de relleno seleccionado, el que estará constituido por piedra chancada de grava bien aprisionada mecánicamente, debidamente proporcionada y graduada respecto al material grueso y fino como sigue:

#### Especificaciones de Tamaño

<u>Peso (Porcentaje)</u>		<u>Tamaño de Malla (Pulgada)</u>
100	Malla de 1"	1.000
60 a 90	Malla de 1/2"	0.500
40 a 60	Malla N° 4	0.187
25 a 50	Malla N° 8	0.0937
20 a 40	Malla N° 16	0.0469
5 a 15	Malla N° 200	0.0029

### **Colocación**

Será colocado en cojas de 15 cm. mediante paleado a mano, forma intermitente, para que con pisonos de operación mecánica puedan compactar completamente el relleno.

#### **6.5.7.2 Pruebas de capacidad Portante del Terreno**

El Contratista, realizará la prueba de la capacidad portante del Terreno que sean necesarias a lo largo del trazo de la línea. El Costo de dicha prueba, será cotizado por el postor en su oferta.

#### **6.5.8 Montaje de Postes**

En la Erección de los postes, se pueden instalar posteriormente los brazos, pueden armar la estructura en el suelo e instalarla en su conjunto, los postes se instalarán a plano, no permitiéndose una desviación de la vertical, que excede  $1/200$  de la altura útil del poste, con el conductor instalado. Una vez concluido completamente el montaje, el Contratista deberá enviar una cuadrilla cuya función será

verificar que los pernos y tuercas de las estructuras estén perfectamente ajustadas y que las contratueras bloqueen adecuadamente las tuercas, además deberán, controlar cuidadosamente el estado de las superficies galvanizadas, limpiando las partes que hayan quedado sucias y efectuar las reparaciones que tuvieran a efectuarse.

Para la colocación de la retenida se empleará bloque de anclaje de 0.30 x 0.30 x 1.5 m de concreto armado, y serán enterrados a una profundidad, de tal forma que la varilla de anclaje sobresalga 0.30 m sobre el nivel normal del terreno haciendo un ángulo de 37° con la vertical.

El cable de la retenida se conectará al perno pasante correspondiente de la estructura y la varilla de anclaje usando mordazas preformadas para cables de acero de 1/2".

#### **6.5.9 Pintura**

Con el fin de proteger las superficies galvanizadas contra el ataque de los agentes atmosféricos, el Contratista pintará toda la ferretería para el poste, cuyo espesor no será menor de una película de 0.003", por lo que tendrá en cuenta el siguiente procedimiento.

Se pintará en los almacenes del Contratista, con la debida anticipación para que seque antes del transporte a los frentes de trabajo, todas las superficies no roscables de la ferretería para postes incluyendo pernos, tuercas, arandelas, etc.

En el lugar donde se levantará la estructura e inmediatamente antes de proceder al ensamble de la misma, se pintará las superficies faltantes de pintar de la ferretería para postes.

Una vez concluida la instalación de la estructura, se aplicará una segunda capa de pintura a todas las superficies expuestas de la ferretería.

#### 6.5.10 Medida de la Resistividad del Terreno y de la Resistencia a Tierra de las Estructuras

Antes de efectuar las excavaciones para la cimentación de la estructura, el Contratista medirá la resistividad superficial del terreno en el lugar de emplazamiento de cada estructura.

Luego de efectuar la excavación para la cimentación de cada poste se instalará los electrodos de Cooperweld,



para la puesta en tierra de la estructura, tal como se muestra en los planos del proyecto. Antes de efectuar el montaje de los postes el Contratista medirá la resistencia a "tierra remota" de la puesta en tierra de cada estructura.

Cuando la resistencia a "tierra remota" de una estructura sea mayor que el valor correspondiente a la resistividad superficial del terreno en este lugar, el Contratista deberá prolongar los dos contrapesos (Platinas) longitudinales en el sentido de la línea hasta conseguir la resistencia a "tierra remota" del conjunto sea igual o inferior al valor indicado. La instalación de estos contrapesos de platinas de puesta a tierra adicionales y las subsecuentes mediciones de la resistencia a tierra de la estructura se consideran trabajos adicionales que serán valorizados adicionalmente al Contratista, de acuerdo a la lista de precios unitarios cotizados por el postor en su Oferta.

#### **6.5.11 Instalación de Aisladores**

El detalle de ensamble se indican en los planos respectivos, se deberá ejercer el mayor cuidado para asegurar que los aisladores no sufran ningún daño durante el transporte y su instalación.

Antes de proceder al armado de los ensambles de la cadena de aisladores, serán limpiados cuidadosamente cada uno de los aisladores, y si se detectará algún defecto en el dieléctrico o en la superficie metálica será reemplazada la unidad. Después de completar el ensamble y antes de colocar en su lugar la estructura, se comprobará que todos los pasadores hayan sido montados correctamente. Se puede parar la estructura con los aisladores ya colgados en la cruceta, asegurándose que no sufran daños los mismos durante la erección.

#### **6.5.12 Instalación de Conductor**

##### **6.5.12.1 Tendido**

Se ejercerá en todo momento el mayor cuidado para asegurar que el conductor no se dañe durante el almacenamiento, transporte y montaje del mismo pues la naturaleza del material y las condiciones de operación de la línea hacen imprescindible que la superficie del conductor se conserve en la mejor condición posible. Cualquier daño que sufra el conductor podrá ser reparado, empleando magnitudes de reparación, si es que el daño es menor o cortándole y empalmado el conductor cuando el daño así lo requiera..

El conductor será tendido bajo tensión durante toda la operación de tendido, por lo cual el Contratista empleará dispositivos de frenado adecuado para asegurar que el conductor se mantenga en todo momento con tensión suficiente para evitar que toque el suelo o se arrastre. La tensión de frenado se aplicará cuidadosamente en forma de asegurar que el conductor no sufra tirones, ni que, en momento alguno de la operación del tendido, quede sometido a esfuerzos unitarios superiores al 20% de la carga de ruptura. El Contratista mantendrá comunicación constante, entre los capataces encargados de operar el Winche y la frenadora, y el capataz general que dirige la operación de tendido, empleando teléfono o radios portátiles.

Las poleas de tensión tendrá un diámetro no inferior a 15" y estarán equipados con cojines de bolas. Las ranuras de las poleas tendrán sección adecuada para el conductor que se va a tener, estarán recubiertas de caucho duro u otro material equivalente para protección del conductor y deberán estar en perfectas condiciones de conservación para asegurar que el conductor no sufra daño alguno y que la tensión entre los vanos adyacentes sea lo más uniforme posible. Las poleas a emplear por el Contratista deberán ser previamente aprobados por el Ingeniero Supervisor.

Las poleas se colgarán de los aisladores de las crucetas en forma tal que el conductor quede a la misma elevación que la fijada por los ensambles de aisladores.

La operación de tendido será efectuada por personal debidamente capacitado y se tomará las debidas precauciones para asegurarse que las crucetas no sean dañadas durante dicha operación. Si alguna parte de la cruceta sufriera daños durante el tendido, el Contratista la reemplazará sin costo alguno.

Las mandíbulas de las mordazas de servicio que se emplean durante el montaje del conductor tendrán las dimensiones adecuadas para el conductor que se está utilizando y estarán recubiertas de un material que asegure que el conductor no sufra daño alguno durante la operación.

Durante el montaje los conductores deberán estar conectados a tierra para evitar accidentes causados por estáticos y tensiones inducidos. Dichas tierras se mantendrán conectadas hasta que el Ingeniero Supervisor ordene su retiro.

#### **6.5.12.2 Empalmes y Manguitos de Reparación**

Se emplearán en tal forma de utilizar lo mínimo posible, y serán del tipo de compresión, siguiendo las prescripciones del fabricante, empleando las herramientas y el compuesto para empalmes adecuados.

No se instalará ningún empalme a menos de tres (3)mt de distancia de una estructura, ni en los vanos donde la línea cruza líneas de comunicación, carreteras, acequias grandes y casas.

Así mismo el Contratista recibirá una compensación económica por instalación de empalmes o manguitos que hayan sido requeridos como resultado de daños causados al conductor que no sean de responsabilidad del Contratista.

#### **6.5.12.3 Puesta en Flecha**

Será efectuada en horas en que la velocidad del viento sea nula o muy baja. Para medir la flecha el Contratista seleccionará un vano, en cada tramo, que deberá ser aprobado por el Ingeniero Supervisor y cuya longitud no excederá en más o menos de 20% del vano equivalente correspondiente. Normalmente, la puesta en flecha se hará entre dos estructuras de retención

intermedio; pero si fuera necesario será de obligación del Contratista proveer las retenidas temporales que sean requeridas para que las estructuras soporten las tensiones a las que estarán sometidas durante el trabajo.

En los tramos que cuentan con señalización aérea se distribuirán las banderolas de señalización aérea y disposición. Estas banderolas se instalarán antes de la puesta en flecha de los conductores.

Las Tablas de Templado serán proporcionados por el propietario, los mismos que serán entregados al Contratista oportunamente.

Para poner en flecha los conductores se usará siempre que sea posible el método visual, empleando una niveleta y un anteojo largavista o teodolito asegurado finalmente al poste o estructura.

Cuando la naturaleza del terreno y la altura de los postes con relación a la flecha a medir no permita esta medición directa, el topógrafo del Contratista determinará lugares apropiados en el terreno para instalar la niveleta y el anteojos y permitir una visual horizontal tangente a la catenaria del cable con la flecha correcta.

Si los métodos anteriores resultan extremadamente laborioso o imprácticas el Contratista podrá utilizar un dinamómetro adecuado y en perfectas condiciones.

Con el fin de evitar errores en el tensionado del conductor por efecto del envejecimiento, el conductor deberá ser puesto en flecha, tan pronto como sea posible después del tendido, pero dejando transcurrir un tiempo prudencial para permitir que se equilibren las tensiones en todos los vanos.

El Ingeniero Supervisor deberá ser informado antes de empezar la operación de tendido del conductor del tiempo que se propone dejar transcurrir entre la operación de tendido y la puesta en flecha. La flecha resultante después de esta operación deberá coincidir con los valores de flecha de la tabla de templado, la cual considera el efecto de envejecimiento. De preferencia la operación de puesta en flecha, deberá efectuarse por lo menos dejando transcurrir 24 horas desde el momento del tendido.

La tolerancia en la flecha real, con relación a la flecha teórica no debe diferir en más de 30 cm. de la flecha teórica, independientemente del vano, ni diferirá en 20 cm. de la flecha promedio de todos los conductores del vano.

#### **6.5.12.4 Instalación de Varillas de Armar y Engrapado**

Concluido la operación de la puesta en flecha de cada tramo , se procederá a la colocación de las varillas de armar y se transferirá el conductor de las poleas, se marcará adecuadamente para asegurar que la varillas de armar se aplicarán en conformidad con los procedimientos recomendados por el suministrador de las mismas.

#### **6.5.12.5 Instalación de los Amortiguadores**

Concluida la instalación de las varillas de armar preformadas y ajustado los pernos de las grapas de anclaje y suspensión se procederá a la instalación de los amortiguadores stock bridges, en los vanos de las líneas indicadas en las planillas de estructuras y donde sean necesarios, conforme a las distancias y procedimientos indicados por los fabricantes de amortiguadores contra la vibración de cables.

#### **6.5.12.6 Instalación de las Banderolas para la Señalización Aérea**



Los postes de los tramos con señalización aérea indicados en los planos de planimetría y perfiles se pintarán de acuerdo a lo especificado en los planos de señalización aérea y disposición correspondiente.

Las banderolas serán instalados, según el detalle de la lámina del proyecto.

#### **6.5.13 Pruebas de la Línea Terminada**

Al concluir la construcción de la línea, se realizará la prueba de conductibilidad de la línea y la determinación de la secuencia de fases, empleando instrumentos y métodos de trabajo acorde a lo especificado en la Norma Técnica "Control de la Ejecución de obras en Líneas de Sistemas de Transmisión y Protocolo de Pruebas para su Recepción". Código 343-001.

Previamente a la ejecución de estas pruebas el Contratista, limpiará cuidadosamente los aisladores, limpiará los desmontes y efectuará toda acción para dejar a las líneas a ser energizadas.

Cualquier otra prueba que el Ingeniero Supervisor determine, sus costos serán reembolsados adicionalmente fijados de común acuerdo.

#### **6.5.13.1 Prueba de Conductividad Electricidad de la Línea**

Se efectuarán medidas de la resistencia eléctrica de las tres fases de las líneas, los resultados no deben diferir en más del 5% del valor de la resistencia por Km de conductor "garantizado por el fabricante" por la longitud total de las líneas establecidas según el levantamiento topográfico del perfil.

#### **6.5.13.2 Determinación de la Secuencia de Fases**

Se deberá efectuar mediciones para demostrar que la posición relativa de los conductores de cada fase corresponde a la prescrito en los planos respectivos.

#### **6.5.13.3. Aplicación de la Tensión**

Una vez concluida las pruebas anteriormente mencionadas, se procederá a aplicar tensión a la línea, empezando con la tensión más baja que las instalaciones existentes permitan e incrementándose gradualmente hasta alcanzar la máxima tensión disponible en algunas de las subestaciones.

Durante todo el tiempo que dure la prueba, se medirá continuamente la tensión, la corriente en las tres fases y las pérdidas, anotando las lecturas cada 15 minutos si no se dispone de instrumentos registradores.

Una vez energizada la línea, el Contratista, conjuntamente con el Ingeniero Supervisor, recorrerá la ruta de la línea llevada un detector portátil de radio interferencia, aprobado por el Ingeniero Supervisor, para determinar posibles defectos localizados en el conductor, los aisladores y la ferretería.

#### **6.5.14 Marcas**

Cada poste deberá llevar una marca estampada con el número que corresponde al número del poste respectivo y una marca de señalización de seguridad, según los planos y diseños del detalle, por lo cual se seguirá lo indicado en la lámina de numeración, en cuanto al dimensionado de la misma, y dicha numeración será en color negro.

Además, llevarán una marca de seguridad donde estará estampado lo descrito en la lámina plantilla de señalización de seguridad.

C A P I T U L O   V I I

METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTO: L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

RESUMEN GENERAL	Moneda Extranjera US \$ FOB	Moneda Nacional S/.
A. Suministro de Materiales		
1.00 Estructuras de Concreto		1,267,171.50
2.00 Conductores y Accesorios	2,271,356.00	
3.00 Aisladores y Accesorios	391,483.00	
4.00 Equipo de Protección	14,970.00	
5.00 Ensamble de Contrapeso	1,560.00	
6.00 Material Eléctrico Acces.	40,800.00	
7.00 Herramientas	9,612.00	
8.00 Equipo de Operación y Mant.	<u>57,198.00</u>	
SUB-TOTAL	2,786,979.00	1,267,171.50
B. Precio de equipos en almacenes de Perú, precio CIF + Aranceles y otros = 0.20 FOB	557,395.80	
C. Montaje electromecánico		1,030,198.12
D. Transporte local 5%		357,384.85
E. G.G. y Utilidades 23%	<u>641,005.17</u>	<u>610,593.53</u>
TOTAL GENERAL	3'985,379.97	3'265,348.00

NOTA:

Tipo de cambio Nov. 93      1 \$ US      - S/, 2,11

CIF = FOB + Flete + Seguro

para líneas de transmisión

Flete = 0.033 FOB

Seguro = 0.017 FOB

El presupuesto consignado 4,888.5 miles de US \$ para el cálculo de sección técnica económica del conductor, no considera el precio del Flete + Seguro y Aranceles.

PROYECTO : L. S. T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

Fecha: 30-11-93

ITEM	DESCRIPCION	Metrado		Suministro		Sub-Total	
		U	Cant.	Suministr		\$.	S/.
				Extranjero	Nacional		
				C.U. (FOB)	C.U.	(M.E.)	(M.N.)
1.00	ESTRUCTURAS DE CONCRETO						
1.1	Poste C.A.C. de 16m/800Kg/165/405.	U	324		1,853.00		600,372.00
1.2	Poste C.A.C. de 18m/800Kg/210/480.	U	230		2,275.92		523,461.60
1.3	Poste C.A.C. de 20m/800Kg/210/480.	U	12		3,870.00		46,440.00
1.4	Mensula de C.A.V. M/1.57/750/300	U	414		40.33		16,696.62
1.5	Cruceta C.A.V. Simetr. 2/3.70/750/300.	U	912		87.94		80,201.28
	SUB-TOTAL ITEM 1.0						1,267,171.50
2.0	CONDUCTORES Y ACCESORIOS (Segun especificaciones tecnicas)						
2.1	Conductor de Aleacion de Aluminio AASC 177.30 mm2.	KM	411	5,320.00		2,186,520.00	
2.2	Amortiguadores tipo Stockbridge	U	2742	30.00		82,260.00	
2.3	Juntas de empalme p/cond.177.30mm2.	U	142	14.00		1,988.00	
2.4	Manguito reparaci3n p/cond.177.30mm2.	U	42	14.00		588.00	
	SUB-TOTAL ITEM 2.0					2,271,356.00	
3.0	CADENA DE AISLADORES (Segun especificaciones tecnicas)						
3.1	Aislador Caperuza-Pin antineblina de 255x146 mm , M&E 7000 Kg	U	1255	25.00		31,375.00	
3.2	Ensamble de suspension						
	- Grillete en V						
	- Anillo - bola						
	- Rotula - Ojo						
	- Grapa de suspension						
	- Varilla de armar	JGO	2184	144.00		314,496.00	
3.3	Ensamble de anclaje						
	- Grillete de anclaje						
	- Anillo-Bola						
	- Rotula-Ojo						
	- Alargadera						
	- Grapa de Anclaje	JGO	252	181.00		45,612.00	
	SUB-TOTAL ITEM 3.0					391,483.00	
4.0	EQUIPO DE PROTECCION (Segun Especific. Tecnicas)						
4.1	Puesta a tierra tipo T1	U	400	24.00		9,600.00	
4.2	Puesta a tierra tipo T2	U	100	24.00		2,400.00	
4.3	Puesta a tierra tipo T3	U	66	45.00		2,970.00	
	SUB-TOTAL ITEM 4.0					14,970.00	

ITEM	DESCRIPCION	Metrado		Suministro	Suministr	Sub-Total	
				Extranjero	Nacional		
		U	Cant.	C.U. (FOB) (M.E. \$.)	C.U. (M.N. S/.)	\$. (M.E.)	S/. (M.N.)
5.0	ENSAMBLE DE CONTRAPESO						
5.1	Horquilla de Contrapeso	U	12	13.00		156.00	
5.2	Varilla de Enganche	U	12	19.00		228.00	
5.3	Pesas de 25 Kg.	U	24	49.00		1,176.00	
	SUB-TOTAL ITEM 5.0					1,560.00	
6.0	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIO						
6.1	Retenida tipo simple compuesta de los siguientes materiales: -(1) Tuerca con ojo para perno de 5/8" diámetro. -(1) aislador de tracción de porcelana Clase 54.2 ANSI. -(8) Grampas paralelas de Fe Go de 3 nos para cable de acero de 3/8" u -(1) varilla de anclaje de 5/8" u x 2.5 m. de long. de Fe Go. -(20) m. de cable acero galvanizado, multifilar de 3/8" de diámetro. -(1) guardacabo. -(1) canaleta de protección.	JGO	204	200.00		40,800.00	
	SUB-TOTAL ITEM 6.0					40,800.00	
7.0	HERRAMIENTAS						
7.1	Compresor Hidraulico	U	1	4,000.00		4,000.00	
7.2	Bomba Hidraulica	U	1	3,333.00		3,333.00	
7.3	Manguera alta presion 20000PSI, 50m	U	1	2,000.00		2,000.00	
7.4	Juego dados p/cond. Aa 177.30mm <sup>2</sup> .	U	1	279.00		279.00	
	SUB-TOTAL ITEM 7.0					9,612.00	
8.0	EQUIPO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (Segun especificaciones técnicas)						
8.1	Instrumentos						
	- Detector de voltaje	U	2	5,933.00		11,866.00	
	- Probador de aisladores para 60 KV	U	2	7,333.00		14,666.00	
	- Intercambiadores de aislador	U	2	15,333.00		30,666.00	
8.2	Vehiculos de patrullaje						
	- Camioneta tipo Pick-up	U					
	- Camioneta para 8 personas	U					
	SUB-TOTAL ITEM 8.0					57,198.00	

ITEM	DESCRIPCION	Metrado	Suministro	Suministr	Sub-Total	
			Extranjero	Nacional		
U	Cant.	C.U.(FOB)	C.U.		\$.	S/.
		(M.E. \$.)	(M.N.S/.)		(M.E.)	(M.N.)
RESUMEN SUMINISTRO DE MATERIALES						
1.00	ESTRUCTURAS DE CONCRETO					1,267,171.50
2.00	CONDUCTORES Y ACCESORIOS				2,271,356.00	
3.00	AISLADORES Y ACCESORIOS				391,483.00	
4.00	EQUIPO DE PROTECCION				14,970.00	
5.00	ENSAMBLE DE CONTRAPESO				1,560.00	
6.00	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIO				40,800.00	
7.00	HERRAMIENTAS				9,612.00	
8.00	EQUIPO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO				57,198.00	
	TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				2,786,979.00	1,267,171.50



ITEM	DESCRIPCION	Metrado		Suministro	Suministr	Sub-Total	
				Extranjero	Nacional		
		U	Cant.	C.U. (FOB) (M.E. \$.)	C.U. (M.N.S/.)	\$. (M.E.)	S/ (M.N.)
5.0	ENSAMBLE DE CONTRAPESO						
5.1	Horquilla de Contrapeso	U	12	13.00		156.00	
5.2	Varilla de Enganche	U	12	19.00		228.00	
5.3	Pesas de 25 Kg.	U	24	49.00		1,176.00	
	SUB-TOTAL ITEM 5.0					1,560.00	
6.0	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIO						
6.1	Retenida tipo simple compuesta de los siguientes materiales: -(1) Tuerca con ojo para perno de 5/8" diámetro. -(1) aislador de tracción de porcelana Clase 54.2 ANSI. -(8) Grampas paralelas de Fe Go de 3 nos para cable de acero de 3/8" u -(1) varilla de anclaje de 5/8" u x 2.5 m. de long. de Fe Go. -(20) m.de cable acero galvanizado, multifilar de 3/8" de diámetro. -(1) guardacabo. -(1) canaleta de protección.	JGO	204	200.00		40,800.00	
	SUB-TOTAL ITEM 6.0					40,800.00	
7.0	HERRAMIENTAS						
7.1	Compresor Hidraulico	U	1	4,000.00		4,000.00	
7.2	Bomba Hidraulica	U	1	3,333.00		3,333.00	
7.3	Manguera alta presion 20000PSI,50m	U	1	2,000.00		2,000.00	
7.4	Juego dados p/cond. Aa 177.30mm2.	U	1	279.00		279.00	
	SUB-TOTAL ITEM 7.0					9,612.00	
8.0	EQUIPO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (Segun especificaciones tecnicas)						
8.1	Instrumentos						
	- Detector de voltaje	U	2	5,933.00		11,866.00	
	- Probador de aisladores para 60 KV	U	2	7,333.00		14,666.00	
	- Intercambiadores de aislador	U	2	15,333.00		30,666.00	
8.2	Vehiculos de patrullaje						
	- Camioneta tipo Pick-up	U					
	- Camioneta para 8 personas	U					
	SUB-TOTAL ITEM 8.0					57,198.00	

ITEM	DESCRIPCION	Metrado		Suministro	Suministr	Sub-Total	
		U	Cant.	Extranjero	Nacional	\$.	S/.
				C.U. (FOB)	C.U.	(M.E.)	(M.N.)
				(M.E. \$.)	(M.N.S/.)		
RESUMEN SUMINISTRO DE MATERIALES							
1.00	ESTRUCTURAS DE CONCRETO						1,267,171.50
2.00	CONDUCTORES Y ACCESORIOS					2,271,356.00	
3.00	AISLADORES Y ACCESORIOS					391,483.00	
4.00	EQUIPO DE PROTECCION					14,970.00	
5.00	EMSAMBLE DE CONTRAPESO					1,560.00	
6.00	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIO					40,800.00	
7.00	HERRAMIENTAS					9,612.00	
8.00	EQUIPO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO					57,198.00	
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES						2,786,979.00	1,267,171.50

DESCRIPCION	Medrado		Montaje Electromecánico		Sub-Total	
	U	Cant.	C.U.	C.U.	\$.	S/.
			(M.E. \$.)	(M.N. S/.)	(M.E.)	(M.N.)
<b>ESTRUCTURAS DE CONCRETO</b>						
Poste C.A.C. de 16m/800Kg/165/405.	U	324		306.56		99,325.44
Poste C.A.C. de 18m/800Kg/210/480.	U	230		306.56		70,508.80
Poste C.A.C. de 20m/800Kg/210/480.	U	12		324.15		3,889.80
Mensula de C.A.V. M/1.57/750/300	U	414		25.18		10,424.52
Cruceta C.A.V. Simetr. 7/3.70/750/300.	U	912		25.18		22,964.16
<b>SUB-TOTAL ITEM 1.0</b>						<b>207,112.72</b>
<b>CONDUCTORES Y ACCESORIOS</b> (Segun especificaciones técnicas)						
Conductor de Alacion de Aluminio						
AASC 177.30 mm <sup>2</sup> .	XM	411		1,500.00		615,500.00
Amortiguadores tipo Stockbridge	U	2742		15.12		41,459.04
Juntas de empalme p/cond.177.30mm <sup>2</sup> .	U	142		11.00		1,552.00
Manguito reparación p/cond.177.30mm <sup>2</sup> .	U	42		11.00		462.00
<b>SUB-TOTAL ITEM 2.0</b>						<b>659,983.04</b>
<b>CADENA DE AISLADORES</b> (Segun especificaciones técnicas)						
Aislador Caperuza-Pin antineblina de 255x146 mm, M&E 7000 Kg	U	0		0.00		0.00
<b>Ensamble de suspension</b>						
- Grillete en V						
- Anillo - bola						
- Rotula - Ojo						
- Grapa de suspension						
- Varilla de armar						
- Aisladores de suspensión antineb.	JGO	2184		21.25		46,628.40
<b>Ensamble de anclaje</b>						
- Grillete de anclaje						
- Anillo-Bola						
- Rotula-Ojo						
- Alargadera						
- Grapa de Anclaje	JGO	252		19.86		5,004.72
- Aisladores de suspensión antineb.						
<b>SUB-TOTAL ITEM 3.0</b>						<b>51,633.12</b>
<b>EQUIPO DE PROTECCION</b> (Según Especific. Técnicas)						
Puesta a tierra tipo T1	U	400		57.50		23,000.00
Puesta a tierra tipo T2	U	100		188.21		18,821.00
Puesta a tierra tipo T3	U	66		225.42		14,877.72
<b>SUB-TOTAL ITEM 4.0</b>						<b>56,698.72</b>

ITEM	DESCRIPCION	Metrado:		Montaje Electromecánico:		Sub-Total	
		U	Cant.	C.U. (M.E. \$.)	C.U. (M.N. S/.)	(M.E.)	S/ (M.N.)
5.0	ENSAMBLE DE CONTRAPESO						
5.1	Horquilla de Contrapeso	U	12		6.91		81.72
	Varilla de Enganche	U	12		9.96		119.52
	Pesas de 25 Kg.	U	24		25.81		619.44
	SUB-TOTAL ITEM 5.0						820.68
	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIO						
	Retenida tipo simple compuesta de los siguientes materiales:						
	- (1) Tuerca con ojo para perno de 5/8" diámetro.						
	- (1) aislador de tracción de porce; Clase 54.2 ANSI.						
	- (8) Grampas paralelas de Fe Co de 2" nos para cable de acero de 3/8" diámetro.						
	- (1) varilla de anclaje de 5/8" diámetro x 2.5 m. de long. de Fe Co.						
	- (20) m. de cable de acero galvanizado multifilar de 3/8" de diámetro.						
	- (1) guardacabo.						
	- (1) canaleta de protección.	JGO	204		264.46		53,949.84
	SUB-TOTAL ITEM 6.0						53,949.84
	RESUMEN MONTAJE DE MATERIALES						
800	ESTRUCTURAS DE CONCRETO						207,112.72
200	CONDUCTORES Y ACCESORIOS						659,983.04
300	AISLADORES Y ACCESORIOS						51,533.12
400	EQUIPO DE PROTECCION						56,898.72
00	ENSAMBLE DE CONTRAPESO						820.68
500	MATERIAL ELECTRICO ACCESORIO						53,949.84
	TOTAL MONTAJE DE MATERIALES						1,070,198.12

C A P I T U L O   V I I I

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS  
Y FORMULA POLINOMICA

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

HECHO H. GUIO  
 REVISADO ING°R. CRESPO  
 APROBADO ING°R. CRESPO  
 FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO - OLMOS.

ITEM: 1.1 y 1.2		PERSONAL BASE:				
-Montaje de POSTE C.A.C. de 16 m/800Kg. ó 18/800Kg. que consiste en excavación, cimentación, desmonte, según Especificaciones Técnicas y Planos.		CAPATAZ :			1	
		OFICIAL :			1	
		OPERARIO:			4	
		PEONES			16	
UNIDAD ANALIZADA		RENDIMIENTO:				
-POSTE		N° de Postes/día.				
		METRADO		COSTOS		
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL
1.0	MATERIALES					
1.2	a.)Cemento	Bolsa	3.00	10.20	30.60	
1.3	b.)Hormigón	m3	3.50	20.00	70.00	
1.4	c.)Piedra	m3	1.20	15.00	18.00	
1.5	d.)Agua	m3	3.00	4.00	12.00	
						130.60
2.0	MANO DE OBRA					
2.1	a.)Capataz	H.H	0.73	5.66	4.12	
2.2	b.)Oficial	H.H	0.73	4.95	3.60	
2.3	c.)Operario	H.H	2.91	5.45	15.95	
2.4	d.)Peón	H.H	11.64	4.43	51.55	
						75.12
SUB TOTAL						
3.0	HERRAM. Y EQUIPOS					
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	0.91	79.06	71.87	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.73	34.66	25.21	
3.3	c.)Herramientas,La;					
3.4	d.)Volquete					
3.5	e.)Cargador Frontal					
3.6	f.)Llaves escalera; ESTIMADO;				3.76	
SUB TOTAL						100.84
COSTO DIR .....						306.56

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

HECHO H.GUIO  
REVISADO ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO - OLMOS.

ITEM: 1.3		PERSONAL BASE:				
-Montaje de POSTE C.A.C. de 20 m/800Kg. que consiste en excavación, cimentación,Desamonte,según especificaciones Tecnicas y Planos.		CAPATAZ			1	
		OFICIAL			1	
		OPERARIO:			4	
		PEONES			16	
UNIDAD ANALIZADA		RENDIMIENTO:			10	
-POSTE		N°de Postes/dia.				
METRADO		COSTOS				
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL
1.0	MATERIALES					
1.2	a.)Cemento	Bolsa	3.00	10.20	30.60	
1.3	b.)Hormigón	m <sup>3</sup>	3.50	20.00	70.00	
1.4	c.)Piedra	m <sup>3</sup>	1.20	15.00	18.00	
1.5	d.)Agua	m <sup>3</sup>	3.00	4.00	12.00	
						130.60
2.0	MANO DE OBRA					
2.1	a.)Capataz	H.H	0.80	5.66	4.53	
2.2	b.)Oficial	H.H	0.80	4.95	3.96	
2.3	c.)Operario	H.H	3.20	5.45	17.44	
2.4	d.)Peón	H.H	12.80	4.43	56.70	
						82.63
SUB TOTAL						
3.0	HERRAM. Y EQUIPOS					
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	1.00	79.06	79.06	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.30	34.66	27.73	
3.3	c.)Herramientas,La					
3.4	d.)Volquete					
3.5	e.)Cargador Frontal					
3.6	f.)Llaves escalera	ESTIMADO			4.13	
						110.92
SUB TOTAL						
4.1	COSTO DIR . . . . .					324.15

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

HECHO H.GUIO  
 REVISADO ING'R.CRESPO  
 APROBADO ING'R.CRESPO  
 FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO - OLMOS.

;ITEM: 1.4 y 1.5		; PERSONAL BASE:	
;-----		;-----	
; -Montaje de MENSULA de C.A.C. de 1.57m/750Kg. y CRUCETA de C.A.C. en poste de C.A.C. de 16m ó 18m ó 20m. según Especificaciones Técnicas y Planos.		; CAPATAZ :	0.5
		; OFICIAL :	0
		; OPERARIO:	1
		; PEONES	4
;-----		;-----	
;UNIDAD ANALIZADA		; RENDIMIENTO:	15
;-----		;-----	
; -Mensula o cruceta		; mensula o cruceta /dia	

		METRADO		COSTOS		
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL
1.0	MATERIALES					
1.2	a.)Cemento	Bolsa	0.05	10.00	0.50	
1.3	b.)Arena	m3	0.08	6.00	0.48	
1.4	c.)Piedra	m3	0.00	15.00	0.00	
1.5	d.)Agua	m3	0.10	4.00	0.40	
						1.38
2.0	MANO DE OBRA					
2.1	a.)Capataz	H.H	0.27	5.66	1.51	
2.2	b.)Oficial	H.H	0.00	4.95	0.00	
2.3	c.)Operario	H.H	0.53	5.45	2.91	
2.4	d.)Peón	H.H	2.13	4.43	9.45	
						13.87
	SUB TOTAL					
3.0	HERRAMIENTAS Y EQU					
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.27	34.66	9.24	
3.3	c.)Herramientas,La					
3.4	d.)Volquete					
3.5	e.)Cargador Fronta					
3.6	f.)Llaves escalera; ESTIMADO				0.69	
	SUB TOTAL					9.94
4.1	C O S T O D I R .....					25.18



ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H.GUIDO  
REVISADO ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA : 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO - OLMOS.

ITEM: 2.1	PERSONAL BASE:
-Tendido y puesta en flecha de CONDUCTOR DE ALUMINIO AASC 177.30mm2. de sección y amarre a los Aisladores de acuerdo a Especificaciones Técnicas y Planos.	CAPATAZ: 1 OFICIAL: 2 OPERARIO: 3 PEONES: 7
UNIDAD ANALIZADA	RENDIMIENTO: 1000 metros/día
CONDUCTOR DE ALUMINIO AASC 177.30 mm2.	

ITEM;	DESCRIPCION	METRADO			COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL
1.0	MATERIALES					
1.2	a.)Cemento	Bolsa				
1.3	b.)Arena	m3				
1.4	c.)Piedra	m3				
1.5	d.)Agua	m3				
2.0	MANO DE OBRA					
2.1	a.)Capataz	H.H	0.01	3.54	0.35	
2.2	b.)Oficial	H.H	0.02	3.41	0.68	
2.3	c.)Operario	H.H	0.02	3.78	0.76	
2.4	d.)Peón	H.H	0.06	3.02	1.81	
	SUB TOTAL					3.60
3.0	HERRAM. Y EQUIPOS					
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	0.01	79.06	0.79	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.00	34.66	0.00	
3.3	c.)Winche, freno h	ESTIMADO			0.00	
3.4	d.)caballete alza de c,d,e					
3.5	e.)Prensa hidraulica f,g y h					
3.6	f.)Cizalla					
3.7	g.)Tirfor,radio,					
3.8	h.)Dinamometro				0.54	
	SUB TOTAL					1.15
4.1	COSTO DIRECTO .....					1.50

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H.GUIG  
REVISADO ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 2.2		PERSONAL BASE:				
-Montaje de AMORTIGUADORES, según Especificaciones Técnicas y Planos.		CAPATAZ :	0.2			
		OFICIAL :	1			
		OPERARIO:	2			
		PEONES	1			
UNIDAD ANALIZADA		RENDIMIENTO:				
-Amortiguador		30 Amortiguadores / día.				
METRADO		COSTOS				
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL
1.0 MATERIALES						
1.2	a.)Cable de acero	at.	0.01	2.54	0.03	
1.3	b.)Arena	m <sup>3</sup>			0.00	
1.4	c.)Piedra	m <sup>3</sup>			0.00	
1.5	d.)Agua	m <sup>3</sup>			0.00	
						0.03
2.0 MANO DE OBRA						
2.1	a.)Capataz	H.H	0.05	5.66	0.30	
2.2	b.)Oficial	H.H	0.27	4.95	1.32	
2.3	c.)Operario	H.H	0.53	5.45	2.91	
2.4	d.)Peón	H.H	0.27	4.43	1.18	
						5.71
SUB TOTAL						
3.0 HERRAM. Y EQUIPOS						
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.26	34.56	9.10	
3.3	c.)Herramientas,La.				0.29	
3.4	d.)Volquete					
3.5	e.)Cargador Frontal					9.38
3.6	f.)Llaves escalera	ESTIMADO				
SUB TOTAL						
4.1 COSTO DIR . . . . .						15.12

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H.GUIO  
REVISADO ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 3.2		PERSONAL BASE:	
-Ensamble de CADENA DE SUSPENSION, según Especificaciones Técnicas y Planos.		CAPATAZ :	
		OFICIAL :	0
		OPERARIO:	2
		PEONES	5
UNIDAD ANALIZADA :		RENDIMIENTO:	25
-Cadena de Suspensión		cadenas/dia	

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS		
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL
1.0	MATERIALES					
1.2	a.)Cable de acero	mt.	0.01	2.54	0.03	
1.3	b.)Arena	m <sup>3</sup>				
1.4	c.)Piedra	m <sup>3</sup>				
1.5	d.)Agua	m <sup>3</sup>				
						0.03
2.0	MANO DE OBRA					
2.1	a.)Capataz	H.H	0.32	5.66	1.81	
2.2	b.)Oficial	H.H	0.00	4.95	0.00	
2.3	c.)Operario	H.H	0.64	5.45	3.49	
2.4	d.)Peón	H.H	1.60	4.43	7.09	
	SUB TOTAL					12.39
3.0	HERRAM. Y EQUIPOS					
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.24	34.66	8.32	
3.3	c.)Herramientas,La				0.62	
3.4	d.)Volquete					
3.5	e.)Cargador Frontal					8.94
3.6	f.)Llaves escalera; ESTIMADO;					
	SUB TOTAL					21.35
4.1	C O S T O D I R					21.35

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H.GUIG  
REVISADO : ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 3.3		PERSONAL BASE:				
-Ensamble de CADENA DE ANCLAJE, según Especificaciones Técnicas y Planos.		CAPATAZ :	1			
		OFICIAL :	0			
		OPERARIO:	2			
		PEONES	4			
UNIDAD ANALIZADA :		RENDIMIENTO:				
-Cadena de Anclaje.		25 Cjto./ dia.				
		METRAO		COSTOS		
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIAL	SUB-TOTAL
1.0	MATERIALES					
1.2	a.)Cable de acero	mt.	0.01	2.54	0.03	
1.3	b.)Arena	m3				
1.4	c.)Piedra	m3				
1.5	d.)Agua	m3				
						0.03
2.0	MANO DE OBRA					
2.1	a.)Capataz	H.H	0.32	5.66	1.81	
2.2	b.)Oficial	H.H	0.00	4.95	0.00	
2.3	c.)Operario	H.H	0.64	5.45	3.49	
2.4	d.)Peón	H.H	1.28	4.43	5.67	
						10.97
SUB TOTAL						
3.0	HERRAM. Y EQUIPOS					
3.1	a.)Camión Grúo	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.24	34.66	8.32	
3.3	c.)Herramientas,La				0.55	
3.4	d.)Volquete					
3.5	e.)Cargador Fronta					
3.6	f.)Liaves escalera	ESTIMADO				
SUB TOTAL						8.87
COSTO DIR .....						19.86

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H.GUIDO  
REVISADO ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 4.1		PERSONAL BASE:				
-Montaje de PUESTA A TIERRA TIPO T1, según especificaciones técnicas y planos.		CAPATAZ :	0			
		OFICIAL :	1			
		OPERARIO:	0			
		PEONES				
UNIDAD ANALIZADA		RENDIMIENTO:				
-Puesta a Tierra Tipo T1		03 P.T. / dia.				
ITEM: DESCRIPCION		METRADO		COSTOS		
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIA	SUB-TOTAL
1.0 MATERIALES						
1.2	a.)Cemento	Bolsa	0.00	10.20	0.00	
1.3	b.)Arena	m3	0.00	20.00	0.00	
1.4	c.)Piedra	m3	0.00	15.00	0.00	
1.5	d.)Agua	m3	0.00	4.00	0.00	
						0.00
2.0 MANG DE OBRA						
2.1	a.)Capataz	H.H	0.00	5.66	0.00	
2.2	b.)Oficial	H.H	2.67	4.95	13.20	
2.3	c.)Operario	H.H	0.00	5.45	0.00	
2.4	d.)Peón	H.H	5.33	4.43	23.63	
						36.83
SUB TOTAL						
3.0 HERRAM. Y EQUIPOS						
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.)Camioneta	H.M	0.53	74.66	19.49	
3.3	c.)Herramientas,La				1.34	
3.4	d.)Volquete					
3.5	e.)Cargador Fronta					20.33
3.6	f.)Llaves escalera; ESTIMADO;					
SUB TOTAL						
4.1 COSTO DIR .....						57.15

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H.GUIO  
REVISADO ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 4.2		PERSONAL BASE:				
-Montaje de PUESTA A TIERRA TIPO T2, según especificaciones técnicas y Planos.		CAPATAZ :	1			
		OFICIAL :	1			
		OPERARIO:	1			
		PEONES	5			
UNIDAD ANALIZADA		RENDIMIENTO:				
-Puesta a Tierra Tipo T2		02 P.T. / día.				
ITEM, DESCRIPCION		METRADO		COSTOS		
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIA	SUB-TOTAL
1.0 MATERIALES						
1.2	a.) Cemento	Bolsa	0.00	10.20	0.00	
1.3	b.) Arena	m <sup>3</sup>	0.00	20.00	0.00	
1.4	c.) Piedra	m <sup>3</sup>	0.00	15.00	0.00	
1.5	d.) Agua	m <sup>3</sup>	0.00	4.00	0.00	
						0.00
2.0 MANO DE OBRA						
2.1	a.) Capataz	H.H	4.00	5.66	22.64	
2.2	b.) Oficial	H.H	4.00	4.95	19.80	
2.3	c.) Operario	H.H	4.00	5.45	21.80	
2.4	d.) Peón	H.H	20.00	4.43	88.60	
						152.84
SUB TOTAL						
3.0 HERRAM. Y EQUIPOS						
3.1	a.) Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.) Camioneta	H.M	0.80	34.66	27.73	
3.3	c.) Herramientas, La				7.64	
3.4	d.) Volquete					
3.5	e.) Cargador Frontal					
3.6	f.) Llaves escalera ESTIMADO					
						35.37
SUB TOTAL						
4.1 COSTO DIR .....						188.21

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H. GUIO  
REVISADO ING'R. CRESPO  
APROBADO ING'R. CRESPO  
FECHA : 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 4.2		PERSONAL BASE:				
-Montaje de PUESTA A TIERRA TIPO T2, según especificaciones técnicas y Planos.		CAPATAZ :		1		
		OFICIAL :		1		
		OPERARIO :		1		
		PEONES :		5		
UNIDAD ANALIZADA		RENDIMIENTO:				
-Puesta a Tierra Tipo T2		02 P.T. / día.				
		METRADO		COSTOS		
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIA	SUB-TOTAL
1.0 MATERIALES						
1.2	a.) Cemento	Bolsa	0.00	10.20	0.00	
1.3	b.) Arena	m <sup>3</sup>	0.00	20.00	0.00	
1.4	c.) Piedra	m <sup>3</sup>	0.00	15.00	0.00	
1.5	d.) Agua	m <sup>3</sup>	0.00	4.00	0.00	
						0.00
2.0 MANO DE OBRA						
2.1	a.) Capataz	H.H	4.00	5.66	22.64	
2.2	b.) Oficial	H.H	4.00	4.95	19.80	
2.3	c.) Operario	H.H	4.00	5.45	21.80	
2.4	d.) Peón	H.H	20.00	4.43	88.60	
						152.84
SUB TOTAL						
3.0 HERRAM. Y EQUIPOS :						
3.1	a.) Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.) Camioneta	H.M	0.30	34.66	27.73	
3.3	c.) Herramientas, La				7.64	
3.4	d.) Volquete					35.37
3.5	e.) Cargador Frontal					
3.6	f.) Llaves escalera; ESTIMADO;					
SUB TOTAL						
4.1 COSTO DIR . . . . .						189.21

ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H. SUID  
REVISADO ING°R. CRESPO  
APROBADO ING°R. CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 4.3		PERSONAL BASE:				
-Montaje de PUESTA TIPO T3, según especificaciones Técnicas y Planos.		CAPATAZ :	1			
		OFICIAL :	1			
		OPERARIO:	1			
		PEONES	7			
UNIDAD ANALIZADA		RENDIMIENTO:				
-Puesta a Tierra Tipo T3		02 P.T. / día.	2			
		COSTOS				
ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	PARCIA	SUB-TOTAL
1.0	MATERIALES					
1.2	a.) Cemento	Solsa	0.00	10.20	0.00	
1.3	b.) Arena	m3	0.00	20.00	0.00	
1.4	c.) Piedra		0.00	15.00	0.00	
1.5	d.) Agua	m3	0.00	4.00	0.00	
						0.00
2.0	MANO DE OBRA					
2.1	a.) Capataz	H.H	4.00	5.66	22.64	
2.2	b.) Oficial	H.H	4.00	4.95	19.80	
2.3	c.) Operario	H.H	4.00	5.45	21.80	
2.4	d.) Peón	H.H	28.00	4.43	124.04	
						188.28
	SUB TOTAL					
3.0	HERRAM. Y EQUIPOS					
3.1	a.) Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00	
3.2	b.) Camioneta	H.M	0.80	34.66	27.73	
3.3	c.) Herramientas, La:				9.41	
3.4	d.) Volquete					37.14
3.5	e.) Cargador Frontal					
3.6	f.) Llaves escalera: ESTIMADO:					
	SUB TOTAL					
4.1	COSTO DIR . . . . .					225.42



ANALISIS DE COSTOS UNITARIOS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

HECHO H.GUIDO  
REVISADO ING°R.CRESPO  
APROBADO ING°R.CRESPO  
FECHA 30/11/93

PROYECTO : L.S.T. 60 KV CHICLAYO-OLMOS

ITEM: 6.1		PERSONAL BASE:			
-Montaje de RETENIDAS DE ANCLAJE SIMPLE, consistente en instalación de varilla, apisonado, armado de accesorios, suministros e instalación de bloque de concreto y eliminación de desmonte según especificaciones Técnicas y Planos.		CAPATAZ :			0.5
		OFICIAL :			0
		OPERARIO:			1
		PEONES			4
UNIDAD ANALIZADA :		RENDIMIENTO: 2			
-Retenida Simple		02 R./dia.			
ITEM DESCRIPCION		METRADO		COSTOS	
		UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO	SUB-TOTAL
1.0 MATERIALES					
1.2	a.)Cemento	Bolsa	3.00	10.20	30.60
1.3	b.)Arena	m <sup>3</sup>	3.50	20.00	70.00
1.4	c.)Piedra	m <sup>3</sup>	1.20	15.00	18.00
1.5	d.)Agua	m <sup>3</sup>	0.50	4.00	2.00
					120.60
2.0 MANO DE OBRA					
	a.)Capataz	H.H	2.00	5.66	11.32
2.2	b.)Oficial	H.H	0.00	4.95	0.00
2.3	c.)Operario	H.H	4.00	5.45	21.80
	d.)Peón	H.H	16.00	4.43	70.88
					104.00
3.0 HERRAM. Y EQUIPOS					
3.1	a.)Camión Grúa	H.M	0.00	79.06	0.00
3.2	b.)Camioneta	H.M	1.00	34.66	34.66
3.3	c.)Herramientas,La				5.20
3.4	d.)Volquete				
3.5	e.)Cargador Frontal				39.86
3.6	f.)Llaves escalera	ESTIMADO			
SUB TOTAL					
4.1 COSTO DIRECCION					264.46

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y  
 ELECTRONICA

CALCULO DE LA FORMULA POLINOMICA

FECHA: 13-12-93

PROYECTO: L.S.T. 60 kV CHICLAYO-OLMOS

PRESUPUESTO BASE :

TRES MILLONES DOSCIENTOS SESENTICINCO MIL TRESCIENTOS CUARENTIGCHO Y 00/100 NUEVOS SOLES

LOCALIDAD	DISTRITO	PROVINCIA	SUBREGION II				
	VARIOS		LAMBAYEGUE				
MANO DE OBRA CETAS	POSTES Y CRU- CETAS	EGUIP.DE TRANS- FORM. Y DISTRI..	CONDUCTOR CU DESNUDO	EQUIPO DE PROTECCION	AISSLADORES Y MATERIAL ACCES..	TRANSPORTE	GASTOS GENER. Y UTILIDADES
J	P	C			T	3U	
47		48	06	06		02	
1,030,193.12	1,267,171.50	0.00	0.00	0.00	0.00	357,384.85	610,593.53
TOTAL S/.	3,265,348.00						

0.315      0.388      0.000      0.000      0.000      0.000      0.109      0.197

SUM.DE COEFIC.,      1.000

PROYECTO: L.T. 60 kV CHICLAYO-OLMOS

PRESUPUESTO BASE :

TRES MILLONES OGCIENTOS SESENTICINCO MIL TRESCIENTOS CUARENTIOCHO Y 00/100 NUEVOS SOLES

LOCALIDAD :	DISTRITO	PROVINCIA	SUBREGION II
	VARIOS		

$$\begin{aligned}
 &= \begin{matrix} & Jr & & Pr & & Dr & & Cr \\ & 0.315 & & 0.388 & & 0.000 & & 0.000 \\ & Jo & & Po & & Do & & \end{matrix} \\
 & \begin{matrix} & Er & & & & Tr & & Sur \\ 0.000 & --- & + & 0.000 & & 0.109 & + & 0.187 \\ & Eo & & Ao & & To & & Suo \end{matrix}
 \end{aligned}$$

SIMBOLO	ELEMENTO REPRESENTATIVO	INCIDENC. %	INDICE UNIF.
J	MANO DE OBRA ( INCLUIDO LEYES SOCIALES )	100.00	
T	TRANSPORTE	100.00	32
P	POSTES Y ACCESORIOS	100.00	62
	TRANSFORMADORES	100.00	43
A	AISLADORES Y MATERIAL ACCESORIO	100.00	11
C	CONDUCTORES	100.00	
E	EQUIPO DE PROTECCION	100.00	06
GU	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES	100.00	

CRONOGRAMA TENTATIVO DE FABRICACION, TRANSPORTE Y  
MONTAJE DE LINEAS Y SUBESTACIONES

OBRA : L.S.T. 60 KV CHICLAYO OLMOS  
 LONGITUD DE LINEA : 98 km.  
 Nº DE SUBESTACIONES : 5

DESCRIPCION	1994						1995						1996					
	E	F	M	A	J	J	A	S	O	D	E	F	A	J	J	A	J	J
DISCUSION DEL PROYECTO	■																	
FABRICACION	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■						
TRANSPORTE							■	■	■	■	■	■						
DISEÑO PROYECTO EJECUTIVO S.E.					■	■	■	■	■	■	■	■						
LICITACION OBRAS					■	■												
OBRAS CIVILES							■	■	■	■	■	■						
MONTAJE ELECTROMECHANICO							■	■	■	■	■	■	■	■	■			
PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO																■	■	■

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

Como resultado del presente Proyecto de Tesis, presentamos a continuación las principales conclusiones:

El objetivo del servicio eléctrico es crear una sana interdependencia entre el concesionario y usuario, para lo cual los principales elementos de medida en la prestación del servicio son:

- Calidad del producto
- Calidad del servicio
- Calidad de la comercialización

En la actualidad el servicio eléctrico en las ciudades de Mochumí, Illimo, Túcume, Pacora, Jayanca, Motupe, y Olmos confrontan serios problemas derivados principalmente de la insuficiente capacidad de generación, para cubrir en forma adecuada su creciente demanda. Por otro lado registra elevados costos de generación, por cuanto ésta proviene mayoritariamente de grupos térmicos Diesel, con

el consiguiente consumo de Petróleo.

La ciudad de Lambayeque si bien es cierto su sistema eléctrico está conectado al Sistema Eléctrico Interconectado Centro Norte, pero la calidad del producto y del servicio es pésimo por la excesiva caída de tensión y continuas interrupciones del Servicio Eléctrico respectivamente.

La mejor alternativa de suministro de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Lambayeque-Illimo-La Vina-Motupe-Olmos es su integración al Sistema Eléctrico Centro Norte.

Las alternativas de ampliación de las Centrales Térmicas existentes mediante el equipamiento progresivo de Grupos Electrógenos Diesel, han sido desechadas por los elevados costos que origina el consumo de Petróleo.

La línea de sub-transmisión Lambayeque-Illimo-La Viña-Motupe-Olmos tendrá una longitud de 98.49 Km. y ha sido diseñada para una tensión nominal de 60 Kv, con una capacidad de transmisión de 25 Mw que cubre las necesidades de potencia y energía eléctrica hasta el año 2015.

Así mismo se han proyectado cinco (05) Sub-

Estaciones de Potencia ubicados en:

Lambayeque	9 MVA	60/10KV
Illimo	7 MVA	60/10KV
Plan Piloto	3 MVA	60/10KV
Motupe	7 MVA	60/10KV
Olmos	8 MVA	60/10KV

Teniendo en cuenta los plazos a finales de construcción, la línea de sub-transmisión y subestaciones proyectadas podrán entrar en operación a fines del año 1,995.

Este proyecto permitirá aumentar el grado de electrificación de la Región Nor-Oriental del Marañón comprendiendo lo siguiente:

- . Electrificación de 09 poblaciones como son: Lambayeque, Mochumí, Túcume, Illimo, Pacora, Jayanca, Salas, Motupe y Olmos.
- . Electrificación alrededor de 30 plantas industriales, agroindustriales incluyendo fábricas: Cervecería del Norte, Jugos del Norte, Plantas Procesadoras de Aceite de Limón, Molineras de Arroz, etc.
- . Electrificación de hasta 200 pozos tubulares de las zonas Olmos-Cascajal y Motupe-Jayanca-Salas.
- . Suministro de energía eléctrica para el Area Piloto 1200 Has. del Proyecto Olmos.



Abastecimiento de energía eléctrica para la creación de una zona agroindustrial, orientada a la exportación.

Los Costos Directos e indirectos al 30.11.93 (1\$=S/.2.11) de las instalaciones proyectadas ascienden a 3'985,379.97 Millones de Dólares Americanos más 3'265,348.00 millones de nuevos soles.

Con referencia a los materiales importados contempla el precio de los equipos en los almacenes de Perú (precio CIF + Aranceles y otros).

Los indicadores económicos del Proyecto VAN, B/C, TIR resultan positivos para la mejor alternativa N° II, para dicho análisis se ha considerado la tarifa objetivo de acuerdo al siguiente CUADRO No 9-01:

CUADRO No 9-01

Tipo de tarificación	Tarifa objetivo (Set.93) Cent.\$/Kwh
Compra	5.7
Venta	11.3

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas D.L.No 25844 y su Reglamento, la diferencia de las tarifas objetivos de venta y compra

representa el Valor Agregado de Distribución que debe cubrir los siguientes costos:

- Operación y Mantenimiento (Operativos).
- Valor Nuevo de Reemplazo (Inversión).
- Gastos Comerciales (comercialización, reconexiones, toma de lecturas, mantenimiento de cuenta corriente y cobranza)

### **Recomendaciones**

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica a los Sistemas Eléctricos de Lambayeque, Illimo, La Viña, Motupe, y Olmos incluyendo cargas industriales, que permitan sustituir la generación térmica actual a base de petróleo por hidroelectricidad debe ejecutarse la línea de sub-transmisión Lambayeque-Illimo-La Vina-Motupe-Olmos 60 Kv de acuerdo a lo especificado en el presente Proyecto de Tesis.

Que la Dirección Ejecutiva del Proyecto Especial Olmos-Tinajones gestione el uso de la línea de crédito en suministro que podrá ser otorgada por la Federación Rusa.

## BIBLIOGRAFIA

## BIBLIOGRAFIA

1. "Diseño de líneas de transmisión aérea a altas tensiones". Untiveros Zaldivar, Hernán. Setiembre 1983.
2. "Análisis de sistemas de potencia". Stevenson, W. McGraw, Hill. Bogota 1979.
3. "Líneas de transporte de energía". María Checa, Luis. Ed. Marcombo, 2da Edición. Barcelona 1979.
4. "Líneas eléctricas aéreas de transmisión". Barera, Giovanni. Lima 1964.
5. Código Nacional de Electricidad, tomos I y IV. Ministerio de Energía y Minas. Lima 1978.
6. Censos Nacionales de Población y Vivienda, departamento de Lambayeque. Instituto Nacional de Estadística y Censos. Lima 1972 y 1981.