

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



Línea de Subtransmisión en 20 KV,

Mina Aguila - Sihuas - Quiches

TESIS

Para Optar al Título Profesional de

INGENIERO ELECTRICISTA

ERASMO AMADOR ECHEVERRIA PEÑE

Promoción 1982, 2

Lima - Perú

1984

A MIS PADRES
CON TODO
CARIÑO

E X T R A C T O

TITULO LINEA DE SUBTRANSMISION EN 20 kV.MINA
AGUILA- SIHUAS - QUICHES.

AUTOR ERASMO AMADOR ECHEVERRIA PECHE

TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

CAPITULO I MEMORIA DESCRIPTIVA

La línea de subtransmisión Mina Aguila-Sihuas- Qui
ches en 20 kV. se ubica en el Departamento de An
cash, Provincia de Sihuas; con una longitud de 35
Km. con conductor de aleación de aluminio (AASC)
extendiéndose a niveles de altura que varía desde
2.730 m.s.n.m. a 4.300 m.s.n.m.⁽⁺⁾

La línea presenta tres tramos diferenciados, debi-
do a las condiciones geográficas climáticas y re-
querimientos de carga.

La demanda en los puntos de derivación son: Sihuas
1.275 kW, Huayllabamba 500 kW, y Quiches 300 kW.
La ruta de la línea se ha trazado considerando co
mo vía de acceso, la carretera que une las locali-
dades de Sihuas- Huayllabamba - Quiches que facili-
tará el transporte de materiales. Para los sopor-
tes se emplearán una familia de estructuras hipos-

(-) cuya finalidad es dotar de energía eléctrica a
10 localidades.

te tipo H, de madera nacional tratada, crucetas y ariostros de acero galvanizado.

CAPITULO II CALCULOS DE INGENIERIA

Los cálculos de diseño de una línea de transmisión en forma general, consiste en la selección de la tensión de transmisión, el conductor y los soportes; en lo posible los cálculos han sido automatizados, tratando de minimizar los tiempos destinados a este concepto.

Mediante un análisis de alternativas se ha determinado que la tensión óptima de transmisión es 20 kV. el conductor de ASSC, las secciones ajustadas por caída de tensión para todo el sistema, obteniéndose 70 mm². para el tramo S.E. ELECTROPERU Sihuas y 50 mm². de Sihuas a Quiches. El nivel de aislamiento se ha calculado para soportar las sobretensiones por maniobra y las sobretensiones a la frecuencia de servicio, determinando que la cadena de suspensión estará constituido por tres (3) aisladores del tipo Normal (standard) 10" x 5 3/4", obteniéndose una tensión de flameo en seco y húmedo de 215 kV y 175 kV respectivamente.

Dado la alta resistividad del terreno, el sistema de puesta a tierra sería del tipo " contrapeso", que nos permitirá una buena dispersión de las corrientes de falla.

Para la determinación de los soportes, se efectuó un análisis de alternativas determinándose la estructura prototipo HPX (en el diseño final denominado HSX), que permitirá definir las estructuras a ser utilizadas en la línea. Para la selección definitiva de las estructuras, se ha considerado la geometría (altura del conductor a la superficie, distancia horizontal entre conductores y la distancia a tierra) y las exigencias mecánicas (vanos reales, esfuerzos y condiciones topográficas), verificándose en el diseño definitivo a la estructura HSX como la estructura prototipo.

CAPITULO III ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO DE MATERIALES PARA LINEAS DE 20 kV.

El presente capítulo prescribe las Normas de fabricación, pruebas y suministro, describiendo su calidad mínima aceptable de los materiales a utilizarse en la línea proyectada como son:

- Postes de madera tratada a base de sustancias preservantes como cresota o soluciones a base de cromo.
- Crucetas y aríostres serán de acero galvanizado.
- Conductor de aleación de aluminio del tipo Aluminio Magnesio y silicio de 70 y 50 mm².
- Aisladores serán de porcelana: del tipo campana con ensamble tipo bola y casquillo (ball and

Para la determinación de los soportes, se efectuó un análisis de alternativas determinándose la estructura prototipo HPX (en el diseño final denominado HSX), que permitirá definir las estructuras a ser utilizadas en la línea. Para la selección definitiva de las estructuras, se ha considerado la geometría (altura del conductor a la superficie, distancia horizontal entre conductores y la distancia a tierra) y las exigencias mecánicas (vanos reales, esfuerzos y condiciones topográficas), verificándose en el diseño definitivo a la estructura HSX como la estructura prototipo.

CAPITULO III ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO DE MATERIALES PARA LINEAS DE 20 kV.

El presente capítulo prescribe las Normas de fabricación, pruebas y suministro, describiendo su calidad mínima aceptable de los materiales a utilizarse en la línea proyectada como son:

- Postes de madera tratada a base de sustancias preservantes como cresota o soluciones a base de cromo.
- Crucetas y aríostres serán de acero galvanizado.
- Conductor de aleación de aluminio del tipo Aluminio Magnesio y silicio de 70 y 50 mm².
- Aisladores serán de porcelana: del tipo campana con ensamble tipo bola y casquillo (ball and -

socket de : 10" x 5 3/4" (ANSI 52-3), tipo PIN de 21" x 9 1/2" (ANSI 56-3) y 17" x 8 1/4" (ANSI 56-2).

Seccionador tipo unipolar , tension nominal 20 kV. y tensión máxima de servicio 36 kV, para rrayos tensión nominal 20 kV y tensión máxima de servicio 24 kV.

Accesorios de montaje para conductor, aisladores, retenidas puesta a tierra y ferretería.

CAPITULO IV ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE PARA LINEAS DE SUBTRANSMISION EN 20 kV.

En este capítulo se describen las actividades a efectuarse por el Contratista, la calidad mínima aceptable, se recomienda los procedimientos específicos que debe seguirse en la construcción de la línea. Este comprende el transporte de materiales de los almacenes del Proveedor de la ciudad de Lima o puerto del Callao hasta el lugar del montaje, montaje de los equipos y materiales de acuerdo a los programas de avance de obra , los ensayos y pruebas necesarias hasta la puesta en servicio de la línea.

CAPITULO V PRESUPUESTO BASE

El Presupuesto Base se ha efectuado a Octubre de 1983, considerando los rubros de suministro de ma-

teriales, montaje electromecánicos, transporte y gastos generales (Dirección Técnica y Utilidades). Para el rubro de suministro de materiales se ha de terminado el costo promedio de cada tipo de estruc tura, obteniéndose el costo total de suministro de materiales de 432'080,777 que representa el 48.4% del presupuesto. En el rubro montaje electromecá nico se ha determinado considerando todas las actividades correspondientes, obteniéndose un costo de S/. 292'943,252 que representa el 32.7% del presupuesto.

El costo de la línea suma S/. 893'635,872 equivalente a \$USA 446,818.

LINEA DE SUBTRANSMISION EN 20 kV. MINA AGUILA-

SIHUAS - QUICHES

I N D I C E

	<u>Pág.</u>
INTRODUCCION	18
I. MEMORIA DESCRIPTIVA	20
1.1 DESCRIPCION GENERAL	20
1.1.1 Objeto	20
1.1.2 Ubicación	20
1.1.3 Alcances del Proyecto	20
1.1.4 Estudio del Mercado Eléctrico	21
1.1.4.1 Estudios de la Demanda Eléctrica en el Area de Influencia del Proyecto	21
1.1.4.2 Oferta Eléctrica	28
1.1.5 Descripción de la Línea Mina Aguila- Sihuas en 10 kV. existente	31
1.2 FACTORES CLIMATICOS	31
1.3 NORMAS	32

	<u>Pág.</u>	
1.4	INGENIERIA DEL PROYECTO	32
1.4.1	Criterios de Diseño	32
1.4.1.1	Nivel de Aislamiento	32
1.4.1.2	Distancias de seguridad	33
1.4.1.3	Regulación de la línea	33
1.4.2	Ruta de la línea	34
1.4.3	Tipos de Estructuras	35
1.4.4	Diseño de las Estructuras	35
1.4.5	Distribución de Estructuras	36
1.5	EQUIPAMIENTO	37
II.	CALCULOS DE INGENIERIA	38
2.1	COMPORTAMIENTO ELECTRICO DE LA LINEA	38
2.1.1	Selección de la Tensión de Transmisión	38
2.1.1.1	Potencia máxima a transmitir	38
2.1.1.2	Configuración del Sistema	41
2.1.2	Selección del Conductor y Estructura Prototipo	43
		./.

XI

	<u>Pág.</u>	
2.1.3	Determinación de los parámetros de la <u>lí</u> nea	45
2.1.4	Cáida de tensión	
2.1.5	Cálculo de cortocir- cuito	48
2.2	CALCULOS ELECTRICOS	56
2.2.1	Tensión de aislamien <u>to</u> de la línea	56
2.2.2	Separación entre <u>con</u> ductores	60
2.2.3	Cálculo de Puesta a Tierra	60
2.2.3.1	Finalidad de la Pues <u>ta</u> a Tierra	60
2.2.3.2	Medición de la resis <u>ti</u> vidad del terreno	61
2.2.3.3	Selección del tipo - de Puesta a Tierra	61
2.3	CALCULOS MECANICOS	64
2.3.1	Cálculo mecánico del conductor	64
2.3.1.1	Hipótesis de cálculo	64
2.3.1.2	Ecuación de cambio - de estado	65

XII

	<u>Pág.</u>
2.3.2 Dimensionamiento y determinación de los soportes	66
2.3.2.1 Cálculo de las coordenadas de los vanos	66
2.3.2.2 Flecha máxima y factor de seguridad	67
2.3.2.3 Cálculo de vanos peso	68
2.3.2.4 Cálculo de vanos de viento	69
2.3.2.5 Determinación del tipo de estructura	70
2.3.2.6 Diseño y características de las estructuras	71
2.3.3 Cimentación de los Soportes	72
III. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO DE MATERIALES PARA LINEAS EN 20 KV.	78
3.1 POSTES DE MADERA Y CRUCETAS DE ACERO GALVANIZADO	78
3.1.1 Prescripciones generales	78
3.1.2 Descripciones del material	79

	<u>Pág.</u>	
3.2	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALU- MINIO	80
3.2.1	Prescripciones gene- rales	80
3.2.2	Descripción del mate- rial	81
3.3	ACCESORIOS DE MONTAJE PARA - CONDUCTOR DE ALEACION DE ALU- MINIO Y CONECTORES ELECTRICOS	82
3.3.1	Prescripciones gene- rales	82
3.3.2	Descripción del mate- rial	85
3.4	AISLADORES	84
3.4.1	Prescripciones gene- rales	84
3.4.2	Descripción de los - materiales	84
3.5	ACCESORIOS PARA CADEMA DE AIS- LADORES DE SUSPENSION Y AISLA- DORES TIPO PIN	87
3.5.1	Prescripciones gene- rales	87
3.5.2	Descripción de los - materiales	88

	<u>Pág.</u>	
3.6	ACCESORIOS DE FERRETERIA PARA EL MONTAJE DE LAS LINEAS Y ACCESORIOS PARA RETENIDAS, ANCLAJES	91
3.6.1	Prescripciones generales	91
3.6.2	Descripción de los materiales	92
3.7	ACCESORIOS PARA PUESTA A TIERRA	95
3.7.1	Prescripciones generales	95
3.7.2	Descripción de los materiales	96
3.8	EQUIPO DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION	97
3.8.1	Prescripciones generales	97
3.8.2	Descripción del material	97
IV.	ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE PARA LINEAS DE SUBTRANSMISION EN 20 kV	100
4.1	OBJETO	100
4.2	BREVE DESCRIPCION DEL PROYECTO	100
4.3	EXTENSION DEL TRABAJO	101
		./.

		<u>Pág.</u>
4.4	CONDICIONES VARIAS PARA EL MON- TAJE	103
4.4.1	Programas de Trabajo	103
4.4.2	Transporte y manipu- leo de materiales	104
4.4.3	Almacenamiento tempo- ral en el lugar del montaje	104
4.4.4	Control y Seguridad en obra	104
4.4.5	Planos de Registro	105
4.4.6	Documentación exigida al Contratista	105
4.4.7	Tabla de Cantidades y precios	106
4.5	NORMAS GENERALES PARA EL MON- TAJE DE LAS ESTRUCTURAS DE LAS LINEAS	107
4.5.1	Generalidades	107
4.5.2	Empotramiento de Pos- tes	108
4.5.3	Erección de los Pos- tes	109
4.5.4	Instalación de aisla- dores y accesorios	112
4.6	NORMAS GENERALES PARA EL MON- TAJE DE CONDUCTORES	114
4.6.1	Tendido de la línea	114
		./.

	<u>Pág.</u>	
4.6.2	Flechas de templado de los conductores	118
4.6.3	Anclaje, templado y atadura de los con- ductores	120
4.6.4	Amarre de conducto- res	121
4.6.5	Derivación de la lí- nea	123
4.6.6	Conexión a tierra	123
4.6.7	Pruebas	124
4.6.8	Despeje de la vía	124
4.7	INSTRUCCIONES GENERALES PARA LA SECUENCIA DE LOS TRABAJOS DE MONTAJE	125
V.	PRESUPUESTO BASE	126
5.1	PRESUPUESTO DE SUMINISTRO DE MATERIALES	127
5.2	PRESUPUESTO DE MONTAJE ELEC- TROMECANICO	128
5.3	RESUMEN DE PRESUPUESTO	130
5.4	PRESUPUESTO UNITARIO DE ES- TRUCTURAS TÍPICAS	131
5.5	PRESUPUESTO UNITARIO DE ES - TRUCTURAS DE DERIVACION	132
	CONCLUSIONES	135
	BIBLIOGRAFIA	137

XVI

	<u>Pág.</u>
4.6.2 Flechas de templado de los conductores	118
4.6.3 Anclaje, templado y atadura de los conductores	120
4.6.4 Amarre de conductores	121
4.6.5 Derivación de la línea	123
4.6.6 Conexión a tierra	123
4.6.7 Pruebas	124
4.6.8 Despeje de la vía	124
 4.7 INSTRUCCIONES GENERALES PARA LA SECUENCIA DE LOS TRABAJOS DE MONTAJE	 125
 V. PRESUPUESTO BASE	 126
 5.1 PRESUPUESTO DE SUMINISTRO DE MATERIALES	 127
5.2 PRESUPUESTO DE MONTAJE ELECTROMECANICO	128
5.3 RESUMEN DE PRESUPUESTO	130
5.4 PRESUPUESTO UNITARIO DE ESTRUCTURAS TIPICAS	131
5.5 PRESUPUESTO UNITARIO DE ESTRUCTURAS DE DERIVACION	132
 CONCLUSIONES	 133
 BIBLIOGRAFIA	 137

ANEXO "A" FORMULAS DE CALCULO

ANEXO "B"

Cuadros de Cálculos Mecá
nicos

Planilla de Soportes

Tabla de Tensado

ANEXO "C"

Cuadros

Gráficos

Láminas

PLANOS

-.-.-.-.-.-

I N T R O D U C C I O N

El presente trabajo tiene la finalidad de exponer las pautas seguidas para el diseño de la línea de subtransmisión en 20 kV. Mina Aguila- Sihuas - Quiches, - con las restricciones debidas, respecto a una línea de Alta Tensión.

La línea de subtransmisión, tiene como finalidad interconectar las localidades más importantes del Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.) Sihuas-Quiches; donde el nivel de tensión, además de ser utilizado en la línea de subtransmisión, se emplearía en las redes de distribución primaria. Como las cargas a suministrar son básicamente domésticas, el nivel de confiabilidad de la línea es relativamente bajo; lo que implica el diseño de una línea a bajos costos y buscando aprovechar los recursos de la zona, como es el uso de postes de eucalipto para soportes.

Dado las condiciones geográficas, para un tratamiento adecuado, la línea de subtransmisión ha sido considerado como una línea de transmisión que sigue un proceso básicamente iterativo. Este ha significado la utilización de una herramienta de cálculo de alta velocidad y flexibilidad, permitiendo evaluar la mayor cantidad de alternativas y lograr los diseños óptimos; como se verá, se han incluido los cuadros de cálculo, gráficos, láminas y planos, que complementarán el presente estudio. Para los cálculos se ha utilizado un Microcomputador Radio Sack-Modelo IV.

El proyecto de la línea, es producto del análisis de la información obtenida de entidades confiables, el reconocimiento de la zona y el aporte importante de profesionales dedicados a ésta área. En cuanto a las limitaciones como un aspecto resultante debo destacar que en el país no contamos con una Norma para el diseño de líneas de transmisión; planteándose a las entidades que tienen esta responsabilidad, un trabajo a priori.

Finalmente debo expresar mi agradecimiento a las Personas e instituciones que contribuyeron a la culminación del presente trabajo, especialmente al Ingeniero Roger Albornoz Gutarra tanto en la elaboración como en la revisión; así como a los Ingenieros Luis Torres Casabona y Jaime Luyo Kuong.

C A P I T U L O I

MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 DESCRIPCION GENERAL

1.1.1 Objeto

El objeto de esta sección es presentar el diseño y las especificaciones de la línea de subtransmisión troncal trifásica en 20 kV. del P.S.E. Sihuas-Quiches , que partiendo de la S.E. ELECTROPERU en Mina Aguila, pasará por las localidades de Sihuas, Huayllabamba hasta Quiches; permitiendo alimentar a diez Centros poblados de la zona.

1.1.2 Ubicación

La zona del proyecto se ubica en el Departamento de Ancash, que permitirá el suministro de Energía Eléctrica a casi la totalidad de las localidades más importantes de la Provincia de Sihuas, como se muestra en el plano E-11, Ubicación general.

1.1.3 Alcances del Proyecto

La línea de subtransmisión en 20 kV, consta de los siguientes tramos:

S.E. ELECTROPERU Mina Aguila- Sihuas, 6.64 Km
el conductor AASC, 3 x 70 mm², 3,900-2,720 msnm.

Sihuas- Huayllabamba, de 8.51 km. conductor -
de AASC 3 x 50 mm², 2,720 a 3,700 m.s.n.m.

- Huayllabamba- Quiches , de 19.84 km. conductor de AASC 3 x 50 mm² , 3,400-4,300 m.s.n.m.

1.1.4 Estudio del Mercado Eléctrico

1.1.4.1 Estudio de la Demanda Eléctrica en el Area de Influencia del Proyecto.

La finalidad es determinar las necesidades presentes y futuras de energía eléctrica de las localidades que conforman el P.S.E., quienes serán suministradas por la línea de subtransmisión en 20 kV. Mina Aguila-Sihuas-Quiches.

La demanda eléctrica se ha efectuado bajo la premisa de la libre oferta y demanda para el período de 1985- 2005 (20 años). Esto significa, en cuanto a oferta; que existe un suministro permanente y confiable, sin restricciones técnicas y a un costo razonable que no limite el consumo; y en cuanto a la demanda, que su estructuración responda a las características socio-económicas de los diversos estamentos, dando lugar a un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica y de la infraestructura técnico-social, promoviendo el desarrollo socio-económico de la zona de influencia del proyecto.

La metodología empleada en el estudio de la demanda, se caracteriza por su adecuado nivel desagregado, lo que permite una aplicación de índices y parámetros acordes con las características de las localidades.

a) Fuentes de Información

La recopilación de la información para el estudio de la Demanda Eléctrica, se ha efectuado a través de consultas y entrevistas con funcionarios de las entidades:

- Instituto Nacional de Estadística, INE
- Dirección de Desarrollo Eléctrico- D.G.E. - del MEM.
- Instituto Geográfico Militar
- Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural, GER - ELECTROPERU S.A.
- Gerencia Micro Región Rupay - Sihuas, CORDE-ANCASH.
- Jefatura de Servicios Sihuas, ELECTROPERU S.A.
- Alcaldes y/o Autoridades de las localidades.

La fuente principal de información se ha considerado, la de Estadística de población y vivienda ; de los tres últimos censos nacionales a nivel de Distritos, ver cuadro No. I-1. Para las localidades consideradas como rural, los dos últimos censos nacionales, ver cuadro I-2.

b) Proyección demográfica

En principio se ha definido tres estamentos o tipo de centros de carga:

Urbano "A", que caracteriza a la localidad de Sihuas, Capital de Provincia del mismo nombre, con mayor población del área.

- Urbano "B", que caracteriza a todas las localidades Capital de Distrito (9) y a tres principales caseríos y anexos que tienen similar nivel de población que las mencionadas capitales de Distrito, como son: Bellavista, Santa Clara, Siesibamba.
- Rural, que caracteriza a los demás caseríos y anexos, que se integrarían formando parte del Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.).

La proyección demográfica se ha realizado en base a la tendencia de incremento de la cantidad de viviendas registradas por los censos, y con una relación habitante/vivienda, similar al promedio nacional; obteniéndose para los sectores:

- Urbano "A", localidad de Sihuas, tasa de crecimiento promedio anual de 2.32%.
- Urbano "B", se ha tomado el de las localidades que ha tenido un crecimiento sostenido del número de viviendas, como Chingalpo, Quiques y Sicsibamba, con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.69%.
- Rural, considerado el mismo crecimiento que las localidades clasificadas como urbano "B".

Esto nos ha permitido, mediante el método de ajuste numérico (Mínimos cuadrados), obtener la ecuación geométrica de proyección, como la mejor representación:

$$N = At^b$$

Donde:

N = numero de habitantes

t = tiempo

A,b = constantes de ajuste (ver cuadro No.I-3)

c) Definición de Parámetros

El proceso evolutivo de la demanda de los diversos estamentos y sectores considerados, se ha establecido según ciertos modelos matemáticos; seleccionado de acuerdo a los antecedentes y características de la región, cuyos parámetros se resumen en el cuadro No. I-3.

A continuación se describen los parámetros considerados para la evaluación de la demanda eléctrica por sectores:

c.1) Demanda Doméstica

- Factor de electrificación: inicia con el 70% y varía linealmente hasta el 90 % en el año 20.
- Demanda por usuario: se ha considerado variable con el tiempo y del tipo saturable, es decir con un incremento marginal cada vez más decreciente, cuya ecuación matemática es:

$$E = A_0 \ln B_0 (t+K_0) \quad \text{Kwh/año}$$

Los coeficientes: A_0 , B_0 , K_0 , se han seleccionado de tal manera que los valores iniciales y finales, corresponden a los niveles de las localidades de la región

que cuentan con servicio eléctrico del Sistema Huallanca. Ver Cuadro No. I-4.

Para la evaluación de la máxima demanda por usuario (wats/usuario), se ha considerado un factor de carga por usuario constante, cuyo valor depende de la clasificación de la localidad. Los resultados se muestran en el gráfico No. I-1

- Factor de carga total de los usuarios: varía linealmente con un crecimiento constante de 0.5% anual, se ha determinado de manera que el último año de estudio (año 20) el factor de simultaneidad de los usuarios sea el 50%.

c.2) Demanda Comercial

- Número de usuarios: se ha considerado un porcentaje de los usuarios domésticos, para el sector rural no se ha considerado. Ver cuadro No. I-3.
- Demanda por usuario: como la demanda doméstica, el modelo es saturable; los coeficientes se han seleccionado de manera su nivel sea el 50% mayor de la demanda doméstica. El factor de carga unitario se ha considerado constante.
- Factor de carga total de los usuarios: se ha definido con una variación lineal con un incremento constante del 0.5% anual.

c.3) Alumbrado Público

Se ha evaluado según un índice de máxima demanda por usuario, para los niveles de iluminación de 2 a 5 lux. El factor de carga es del 50%, correspondiendo a 12 horas de servicio diario.

c.4) Cargas Especiales

Son todas las cargas de locales institucionales y de servicio público. La máxima demanda se evalúa a partir de la potencia instalada inicial detectado, Ver cuadro No. I-5, con las siguientes premisas:

- Factor de demanda combinada con el factor de simultaneidad: 0.36.
- Tasa de crecimiento anual, varía entre 2.5 y 5.0% según la localidad.
- Contribución a la máxima demanda, para todas las localidades se ha considerado el 80%.

c.5) Cargas Industriales y Mineras

La máxima demanda se evalúa a partir de la encuesta de potencia instalada inicial, para el sector rural no se consideró. Ver cuadro No. I-6.

La proyección de la máxima demanda de este sector se efectúa bajo las premisas:

- Factor de demanda combinado con el factor de simultaneidad: 0.36.
- Tasa de crecimiento anual varía entre el 5.0 y 7.5%, según la localidad.
- Contribución a la máxima demanda, se ha fijado en 20 y 30% según la localidad.

c.6) Pérdidas

Las pérdidas consideradas corresponde a distribución. El estimado se efectúa de acuerdo al factor de pérdidas, como función del factor de carga (f_c).

$$f_p = a f_c^2 + b f_c + c$$

Los coeficientes a, b y c se determinan a partir del factor de carga y factor de pérdidas iniciales; cuyos valores son propios de la localidad.

El nivel de pérdidas de energía al final del período (año 20) es del 5 %, lo que permite evaluar las pérdidas de energía y potencia en horas de punta de cada año.

d) Proyección de la demanda

La proyección de la demanda se ha efectuado simultánea y separadamente en términos de energía y de potencia (Máxima demanda).

La demanda de energía es la suma de las componentes, y para la potencia: esta sumatoria -

está afectado por la simultaneidad de las cargas uniformes (Doméstico, comercial y alumbrado público) y por la contribución a la máxima demanda total de las máximas demandas de las cargas especiales e industriales; puesto que entre estos sectores y los anteriores no es posible definir un factor de simultaneidad, por la naturaleza distinta de las cargas y por su diferente orden de magnitud.

Como ilustración se muestra el cuadro No. I-7 de proyección de la demanda de la localidad de Sihuas (Urbano "A").

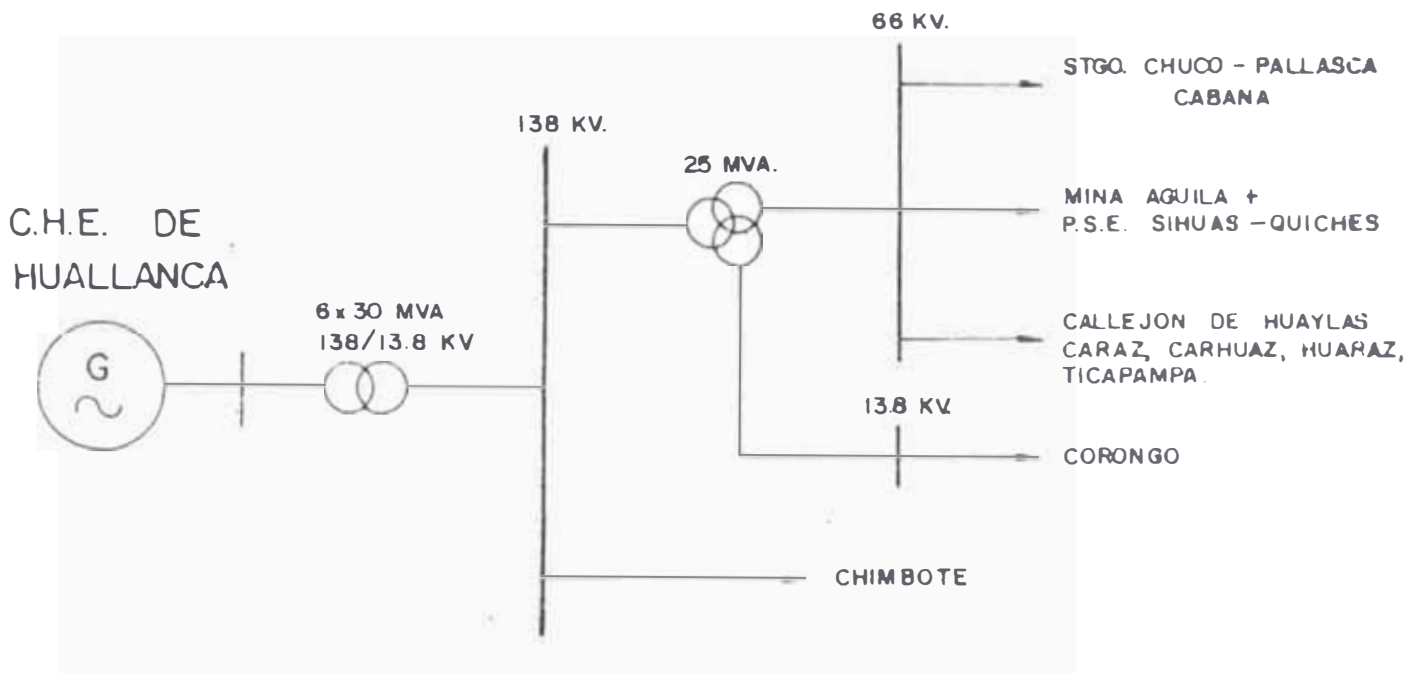
El resumen de la proyección de la Máxima Demanda Eléctrica (KW) de las localidades que conforman el P.S.E. se muestra en el cuadro No. I-8, que nos ha permitido obtener el gráfico No. I-2, así mismo ha sido posible obtener la proyección del factor de carga, ver gráfico No. I-5.

1.1.4.2 Oferta Eléctrica

La Central Hidroeléctrica de Huallanca tiene una capacidad de 165 MVA (156.75 MW), con seis grupos de generación de 27.5 MVA, distribuidos según el esquema que se muestra a continuación.

La ubicación de la línea dentro del Sistema Huallanca se muestra en los esquemas unifilares correspondiente a los planos E-12 y E-13.

SISTEMA DE TRANSMISION DE LA
C.H.E. HUALLANCA



La distribución de potencia considerando la evolución de la demanda a satisfacer por la Central Hidroeléctrica de Huallanca, incluyendo pérdidas de transmisión y distribución se indica en el cuadro No. I-9.

SISTEMA DE TRANSMISION HUALLANCA 66 k.V.

EVOLUCION DE CARGAS (KW)

CUADRO No. I- 9

SISTEMA	A Ñ O				
	1985	1990	1995	2000	2005
P.S.E. Sihuas - Quiches	791	1,054	1,253	1,452	1,668
Mina Aguila	3,800	4,300	4,964	5,504	6,227
P.S.E. Santiago de Chuco-Pallasca-Cabana	2,900	4,430	4,995	5,406	5,772
Sistema Callejón de Huaylas	5,000	5,796	6,720	7,790	9,030
Corongo	970	1,079	1,305	1,513	1,754
TOTAL:	13,461	16,658	19,137	20,213	24,451

Del cuadro No. I-9, se observa que la demanda de los sistemas eléctricos está cubierto hasta el año 2,000: pudiéndose ampliar su capacidad del transformador de 25 MVA, mediante la instalación de un sistema de refrigeración forzada y llegar a cubrir la demanda hasta el último año de proyección (año 2005).

Se debe efectuar el mantenimiento permanente del sistema de transmisión y subtransmisión; además, se considera la posibilidad de ampliar la capacidad de la S.E. Mina Aguila.

la. a 9.3 MVA, mediante un sistema de refrigeración forzada, lo que permitirá garantizar la oferta al P.S.E. Sihuas- Quiches para el período proyectado.

1.1.5 Descripción de la Línea Mina Aguila - Sihuas en 10 kV existente.

Esta línea fué construída por ELECTROPERU S.A. y puesta en operación en Agosto de 1982.

Toene una longitud de 6.8 Km. montado sobre 42 soportes de 11 mts. de los cuales 28 son postes de eucalipto tratado, 8 de concreto y 5 estructuras de fierro; el conductor es de cobre No. 6 AWG, se encuentra en buen estado debido al poco tiempo que tiene operando.

1.2 FACTORES CLIMATICOS

De la información obtenida de SENAMHI, se tiene - las siguientes características climáticas:

- Temperatura máxima absoluta	:	25.6 °C
- Temperatura máxima promedio anual	:	16 °C
- Temperatura mínima absoluta	:	- 2 °C
- Velocidad de viento máximo	:	57.5 Km/h
- Nivel Isoceraúnico	:	14

El clima es seco y templado con lluvias en los meses de enero a marzo, para alturas mayores a : 4,000 m.s.n.m. con granizo y se observa ocasionales tormentas de nieve.

1.3 NORMAS

Para el diseño se ha tomado como base las siguientes normas generales:

- a) Código Nacional de Electricidad, Tomo IV; para fijar los requisitos mínimos de los componentes, especialmente en lo que concierne a los esfuerzos y factor de seguridad.
- b) Norma Internacional VDE, para distancias de seguridad y puesta a tierra.
- c) Recomendaciones de la IEC para el aislamiento de las líneas.

1.4 INGENIERIA DEL PROYECTO

1.4.1 Criterios de Diseño

1.4.1.1 Nivel de aislamiento

Para el aislamiento externo, la tensión máxima de servicio es 10 % mayor. No existiendo contaminación de la atmosfera en la zona del proyecto, la máxima tensión de servicio debe ser solamente corregido por altitud; de acuerdo a las recomendaciones de la IEC (Publicación 71A), el nivel de tensión de servicio corregido por altura (válido hasta 4,300 m.s.n.m.) es de 3.1 kV, al cual le corresponde la máxima tensión de servicio normalizado de 36 kV (Publicación 56-3 de la IEC) y una tensión de sostenimiento al impulso de 170 kV (Publicación 71-A, IEC).

Por esta razón se ha optado por usar los aisladores tipo PIN, ANSI-56-2 y cadenas de aisladores compuestos de tres unidades standard, los cuales tienen una tensión de sostenimiento al impulso de 125 kV cada uno.

No se ha considerado el uso de cables de guarda de protección de la línea contra descargas atmosféricas por el bajo nivel y el adecuado aislamiento seleccionado.

Para alturas superiores a 3,700 m.s.n.m. se ha considerado el uso de aisladores tipo PIN, ANSI 56-3 en las estructuras de alineamiento.

1.4.1.2 Distancias de seguridad

- . Altura libre del conductor al suelo es de 5.0 m, de acuerdo a lo especificado en la tabla 2-XX, tomo IV del Código Nacional de Electricidad, para áreas no transitadas por vehículos.
- . Distancia del conductor a tierra es 0.32 m, de acuerdo a la publicación 71 A de la IEC.
- . Distancia horizontal entre conductores, se ha considerado lo especificado por la Norma VDE.

1.4.1.3 Regulación de las línea

Se ha considerado una caída máxima de tensión en horas de punta y con carga final, del 6 % para todo el P.S.E., en concordancia con el Código Nacional de Electricidad.

1.4.2 Ruta de la línea

El trazo de la línea se ha realizado teniendo en cuenta fundamentalmente las vías de acceso disponibles, como es la carretera que une las localidades de Sihuas - Hauyllabama-Quiches; de manera que se facilite el transporte de los materiales a los puntos de instalación.

En términos genéricos, el trazo de la línea permite hacer un aprovechamiento óptimo de la topografía accidentada del terreno, lográndose tener amplios vanos, lo que evitará sustanciales modificaciones en el replanteo, preveyéndose que los diseños especificados no requerirán variación alguna.

Las características del terreno de acuerdo a los estudios de Geología superficial se ha clasificado según Norma VDE 0210/5.69 en:

	Tieso compac- to (I)	Duro co hesivo (II)	Pedregoso (III)
- Tipo de terreno			
- Angulo de fricción(°)	22	30	55
- Peso específico (Kg/m ³)	1900	1900	1800
- Presión admisible(Kg/cm ²)	2	4	4

De esta clasificación se proveen terrenos en gran parte del tipo Duro (II), seguido en orden de incidencia por los terrenos pedregosos (III); lo que permitirá una adecuada cimentación de los postes.

En cuanto a la resistividad del terreno, se ha encontrado bastante elevada; lo que requerirá - la implementación de adecuadas extensiones de los difusores, de acuerdo a la ubicación específica de la estructura de la línea.

1.4.3 Tipos de Estructuras.

Se han definido los siguientes tipos de estructuras:

- a) Tipo HSX para alineamiento en suspensión.
- b) Tipo HTX para alineamiento en tensión.
- c) Tipo HSA para ángulos hasta 15° y en suspensión.
- d) Tipo HTA para ángulos de 15° a 30° en suspensión y tensión, de 0° a 15° en tensión.
- e) Tipo 2 HTA para ángulos mayores a 30° en tensión o suspensión, para terminales o para grandes vanos. Ver láminas del No. 05 al 10.

1.4.4 Diseño de las Estructuras

La geometría de las estructuras está definida fundamentalmente por las distancias de seguridad que corresponden al nivel de tensión máxima de servicio. Las características de diseño de las diversas estructuras antes descritas, se indican en las planillas de soporte; se han procesado automáticamente mediante un programa de cómputo denominado DIESHSX Ø 1/TXT que ha permitido un diseño óptimo en cuanto a las características mecáni-

cas de cada componente de las estructuras.

1.4.5 Distribución de Estructuras

La distribución de las estructuras en los diversos tramos de línea, se ha hecho de acuerdo a la plantilla de flecha máxima correspondiente al vano normal de cada tramo, ver plano E-14; lo que ha definido las siguientes características:

• Tramo S.E. ELECTROPERU (Mina Aguila)- Sihuas

- Conductor	:	3 x 70 mm ² - AASC
- Vano normal	:	230 m.
- Flecha máxima	:	5.3 m.
- Tiro mínimo	:	230 Kg.
- Parámetro	:	1,210 m.

• Tramo Sihuas- Huayllabamba

- Conductor	:	3 x 50 mm ² - AASC
- Vano normal	:	230 m.
- Flecha máxima	:	5.3 m.
- Tiro mínimo	:	171 Kg.
- Parámetro	:	1,248 m.

• Tramo Huayllabamba- Quiches

- Conductor	:	3 x 50 mm ² - AASC
- Vanos normales	:	250 y 270 m.
- Flecha máxima	:	6.2 m.
- Tiro mínimo	:	184 Kg.
- Parámetro	:	1,343 m.

En este tramo se ha utilizado dos plantillas de distribución de estructuras.

En la plan illa de soportes se indica las diversas características de las estructuras distribuidas en los diferentes perfiles de cada tramo; de los cuales se ha obtenido las características de diseño de cada estructura.

1.5 EQUIPAMIENTO

Los conductores a utilizarse son del tipo Aleación de aluminio. Como soporte de las líneas se ha considerado una familia de estructuras del tipo H, con los conductores en configuración horizontal, conformados básicamente por dos postes de madera nacional (Eucaliptus Globulus Labell) y elementos estructurales de perfiles angulares de F^oG^o.

Para el aislamiento, en todas las estructuras en alineamiento y condición de suspensión se ha considerado aisladores del tipo PIN, mientras que en condición de tensión, ángulo y/o terminal, se ha considerado el uso de cadenas de aisladores compuesto por discos standards de tres unidades.

C A P I T U L O I I

CALCULOS DE INGENIERIA

2.1 COMPORTAMIENTO ELECTRICO DE LA LINEA

2.1.1 Selección de la tensión de Transmisión

La determinación de la tensión óptima de transmisión, requiere de un análisis Técnico-económico; para delimitar el campo de análisis se ha partido del nivel de carga (potencia), la distancia a transmitir y la regulación exigida por Normas.

2.1.1.1 Potencia máxima a transmitir

La línea a diseñar tiene por finalidad interconectar las localidades que conforman el Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.) Sihuas-Quiches, para el cual se ha considerado la proyección de la Demanda Eléctrica de cada localidad a suministrarse y del P.S.E. Ver Cuadros No.I-7 y No. I-8.

La máxima potencia que se puede transmitir para cualquier calibre (sección) de conductor, está determinado por la ecuación:

$$P = \frac{10 \times \Delta V \times V^2 \times \text{Cos}\phi}{L \times \sqrt{r^2 + X^2}} \dots (1)$$

Donde:

- P : Potencia máxima a transmitir en kW
 ΔV : Caída de tensión en %
V : Tensión de servicio en kV
 $\cos \varphi$: Factor de potencia
L : Longitud de la línea en Km.
r : Resistencia del conductor a la temperatura de trabajo en ohm/Km.
 x_L : Reactancia del conductor en ohm/Km.

Por la demanda requerida, la línea tiene las características de una línea de subtransmisión; coincidiendo la tensión de distribución primaria con la tensión nominal de la línea, evitando de esta forma una subestación de llegada.

Los cálculos para determinar la potencia máxima de transmisión se efectuaron, utilizando la ecuación (1), bajo las condiciones:

- Conductor de Aleación de Aluminio (AASC) y cobre.
- Niveles de tensión: 10, 13.2, 20 y 22.9 kV.
- Regulación de tensión, la exigida por el Código Nacional de Electricidad.

Los resultados se plantearon, obteniéndose los gráficos Nos. II-1, II-1A, II-2 y II-2A.

De acuerdo a la distribución de cargas, la potencia a transmitir no es uniforme en toda la línea; sino que, va incrementándose a medida que se acerca a la subestación suministradora

presentándose tres tramos con las características siguientes:

Tramo I	:	Mina Aguila-Sihuas
- Distancia	:	6.7 Km.
- Demanda	:	1607 kW (1) 1275 kW(2)
Tramo II	:	Sihuas - Huayllabamba
- Distancia	:	8.3 Km.
- Demanda	:	494 kW (1) y (2)
Tramo III	:	Huayllabamba - Quiches
- Distancia	:	19.7 Km.
- Demanda	:	300 kW (1) y (2)

Con estos datos nos remitimos a los gráficos Nos. II-1, II-1A, II-2 y II-2A, desehechándose las tensiones de 10 y 13.2 kV como tensiones de transmisión; quedando las tensiones de 20 y 22.9 kV como posibles. De acuerdo a la Norma 009-DEG/MEM, la tensión seleccionada para nuestro análisis será 20 kV.

Como la línea existente Mina Aguila-Sihuas en 10 kV, tiene 2 años de operación; se ha considerado como una alternativa adicional para el análisis, la posibilidad de la utilización de ésta; como parte del Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.) a proyectarse. Por la imposibilidad de transmitir en 10 kV a todo el Sistema Eléctrico, demostrado en los gráficos Nos. II-1 y II-1A, se plantean dos alternativas como configuración del P.S.E., que serán analizados en el siguiente acápite.

NOTA.- (1) Se refiere a la alternativa en 10/20 kV

(2) Se refiere a la alternativa en 20 kV.

2.1.1.2 Configuración del Sistema

Para determinar la configuración óptima de la línea de subtransmisión como parte del P.S.E. Sihuas-Quiches, se ha efectuado un análisis Técnico-económico, tomando como punto de suministro la S.E. ELECTROPERU (Mina Aguila) de 2.3/10 kV existente; previamente se ha evaluado que la capacidad de la S.E. Mina Aguila de 60/2.3 kV, 7MVA puede absorber la totalidad de la carga correspondiente a Mina Aguila y el Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.) Sihuas-Quiches, proyectado a un horizonte de 20 años.

La configuración de las dos alternativas se muestra en los gráficos Nos. II-3 y II-4, que se describen a continuación:

a) Alternativa No. 1 Sistema 10/20 kV
consistente en:

- Sub-estación de 2.3/10 kV, 2MVA ELECTROPERU (Mina Aguila).
- Línea de subtransmisión en 10 kV, 6.8 Km de la S.E. ELECTROPERU (Mina Aguila) a Sihuas.
- Sub-estación de 10/20 kV. 1250 KVA en Sihuas.

b) Alternativa No. 2 Sistema en 20 kV.
consistente en:

- Sub-estación de 2.3/20 kV, 2MVA ELECTROPERU (Mina Aguila).
- Línea de subtransmisión en 20 kV, 6.8Km de S.E. ELECTROPERU (Mina Aguila) a Sihuas.

De las dos alternativas planteadas, la diferencia fundamental entre ambas, estriba; en que la alternativa No. 1 considera un tramo de la línea en 10 kV, para alimentar a Sihuas, y de allí en 20 kV al resto de las localidades; mientras que la alternativa No. 2, considera la transmisión en 20 kV a todo el Sistema Eléctrico.

En la elaboración de los esquemas se ha considerado una troncal principal que alimentará desde la S.E. ELECTROPERU (Mina Aguila) hasta la localidad de Quiches, motivo del presente estudio; que para su selección, se ha tomado en cuenta la demanda de todas las localidades que constituyen el P.S.E. Los cuadros Nos. II-1, II-2 y II-3 muestran los datos de carga que corresponde a cada configuración.

El análisis Técnico-económico de las diversas subalternativas se ha efectuado por el método de costo anual a precios constantes, donde la minimización de los costos de inversión y pérdidas anuales, determinarán la alternativa óptima. La minimización de los costos anuales, conduce indirectamente a determinar los índices beneficio/costo (S/. /Km. ó S/. /kW)

En los cuadros Nos. II-4, II-5, II-6 y II-7, se determina los costos de los conductores eléctricos de la línea (costo de material más costo de pérdidas), considerándose para el análisis de la regulación de tensión normado por el Código Nacional de Electricidad.

En el cuadro No. II-8 se muestra el costo de las estructuras para cada subalternativa, obteniéndose finalmente los costos totales de cada subalternativa, ver el cuadro No. II-9.

Los cuadros Nos. II-9 y II-10, muestran los costos comparativos totales de las alternativas analizadas, observándose que la subalternativa No. IV es la óptima económicamente, descartándose de esta forma la alternativa No. 1 (Sistema 10/20 kV).

Por consideraciones de estandarización y debido a la poca incidencia de costos de la subalternativa II respecto a la IV, se ha optado como configuración del Sistema la subalternativa II, con transmisión en el Sistema de 20 kV.

Conclusión:

La tensión de transmisión de la línea será en 20 kV, 3Ø y la configuración del Sistema la alternativa No. 2.

2.1.2

Selección del Conductor y estructura Prototipo

En esta sección se trata de obtener mediante una evaluación económica, el material y la sección óptima del conductor de la línea, así como la estructura prototipo.

Para el análisis se ha considerado los conductores de aleación de aluminio (AASC) Aluminio reforzado con acero (ACSR) y Cobre. Las estructuras de la línea se considera de madera de

eucalipto tratada, con elementos estructurales de fierro, para crucetas y/o arriostres diagonales según los casos; los tipos de estructuras se muestra en las láminas Nos. 1, 2 3 y 4, que son los siguientes:

- Tipo HSX : Estructura de madera biposte con crucetas y arriostres de Ao.Go., para suspensión con cadena de tres aisladores standar ANSI 52-3, disposición horizontal de los conductores.
- Tipo HPX : Similar al HSX, pero con aisladores tipo Pin ANSI-56-3.
- Tipo T3S : Estructura de madera monoposte con crucetas metálicas, para instalar los conductores en disposición horizontal, para la suspensión con cadena de tres aisladores standar ANSI 52-3.
- Tipo T3P : Idem a T3S, pero con aisladores del tipo PIN, ANSI 56-3.

La selección de alternativas se ha efectuado mediante el análisis de los modelos, procesados en el Minicomputador TRS-80; empleándose el programa OPDILT Ø 1/TXT.

Dicho programa efectúa el análisis de los cos

tos unitarios y definición de las características de los diversos componentes de las estructuras, determinando el costo/Km de línea.

Los resultados obtenidos, se han sintetizado en los cuadros Nos. II-11, II-12, II-13 y II-14; determinándose el costo de la línea por material y calibre del conductor de los cuatro tipos de estructura considerados. Todos los costos de han referido al Dólar Norteamericano (\$USA), por su facilidad de manejo en cantidades y mantener los precios referenciales aproximadamente constantes. El cambio del \$USA equivale a 2,000 soles nacionales.

De los cuadros Nos. II-11, II-12, II-13 y II-14, se puede observar que las alternativas de menor costo por Km. independiente del calibre, resulta el conductor de aleación de Aluminio (AASC). En cuanto al tipo de estructura, el menor costo se obtiene con el tipo HPX. De los resultados señalados se puede seleccionar tentativamente la sección del conductor, la misma que debe ser ajustado en el diseño definitivo, considerando la regulación de tensión y los esfuerzos reales.

2.1.3 Determinación de los parámetros de la Línea

Para líneas de subtransmisión los parámetros características son: la reactancia y la impedancia, deducidos a partir de las constantes físicas.

Constantes físicas- Resistencia Eléctrica (R)

Como la resistencia de un conductor varía - con la temperatura puede corregirse a partir de la relación.

$$R_2 = R_{20^{\circ}} (1 + \alpha (T_2 - 20^{\circ}))$$

Donde:

R_2 : Resistencia del conductor a la - Temperatura de trabajo.

$R_{20^{\circ}}$: Resistencia del conductor a 20°C en c.c.

α : Coeficiente térmico de resistencia a 20°C por $^{\circ}\text{C}$ (0.0036 para AASC).

T_2 : Temperatura de trabajo en $^{\circ}\text{C}$.

- Inductancia (L)

Su valor viene dado por

$$L = \left[0.5 + 4.6 \log\left(\frac{\text{DMG}}{r}\right) \right] \times 10^{-4} \text{ H/Km}$$

Donde:

DMG : Distancia media geométrica entre fases (2708.8 mm.)

r : Radio del conductor (mm) para un conductor/fase.

- Reactancia (X_L)

La reactancia de autoinducción está definido por:

$$X_L = W \cdot L \quad \text{ohm/Km}$$

$$X_L = 2 \times \pi \times f \times L \quad \text{ohm/Km}$$

F : Frecuencia ciclos ó Hertz (Hz)

- Impedancia (Z)

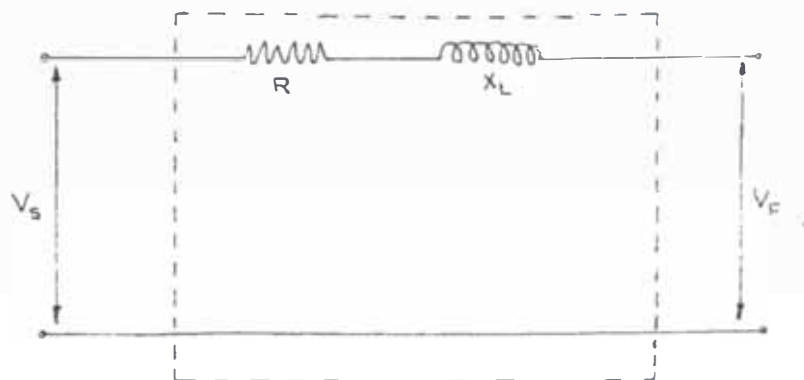
$$Z = R + jX_L \quad \text{ohm/Km}$$

Donde:

$$\text{Módulo : } Z = \sqrt{R^2 + X_L^2}$$

$$\text{Argumento : } \tan^{-1} \left(\frac{X_L}{R} \right)$$

El circuito monofásico equivalente será



Las constantes características de transmisión serán:

$$\begin{array}{ll} A & = 1 \\ B & = Z \end{array} \quad \begin{array}{ll} C & = 0 \\ D & = 1 \end{array}$$

Los parámetros de los conductores de AASC, se ha deducido de acuerdo a la Norma DGE 019-CA-2/1983, se muestran el siguiente cuadro:

Sección mm ²	Resistencia ohm/Km	Reactancia ohm/Km
70	0.495	0.4879
50	0.681	0.5008
25	1.340	0.5265
16	2.150	0.5442

con estos valores se determina el valor de la impedancia para cada tramo.

<u>Tramo</u>	<u>Impedancia (ohm)</u>	
SE (Mina Aguila)-ELECTRO-		
PERU-Sihuas	4.615	<u>44.586°</u>
Sihuas-Huayllabamba	7.1926	<u>36.350°</u>
Huayllabamba-Quiches	16.7733	<u>36.350°</u>

2.1.4

Caída de Tensión

Para líneas con capacidad despreciable, la caída de tensión en por ciento (ΔV %) para un sistema trifásico, se obtiene por la relación:

$$\Delta V(\%) = \left(\frac{r \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi}{10 \times V^2 \times \cos \phi} \right) \times P \times L$$

Donde:

V : Tensión de servicio en kV

P : Potencia de transmisión en kW

L : Longitud de la línea en Km.
 r,x : Resistencia, reactancia de la línea en ohm/Km.

Para los cálculos se ha tomado en cuenta:

- La máxima caída de tensión 6% (Código Nacional de Electricidad, Tomo IV).
- Las resistencias se han evaluado de acuerdo a la Norma DGE-019-CA - 2/1983 MEM.

La evaluación de la caída de tensión se ha efectuado considerando el P.S.E. en conjunto y teniendo en cuenta las cargas en cada uno de los puntos a suministrarse; los resultados se muestran en el gráfico II-5.

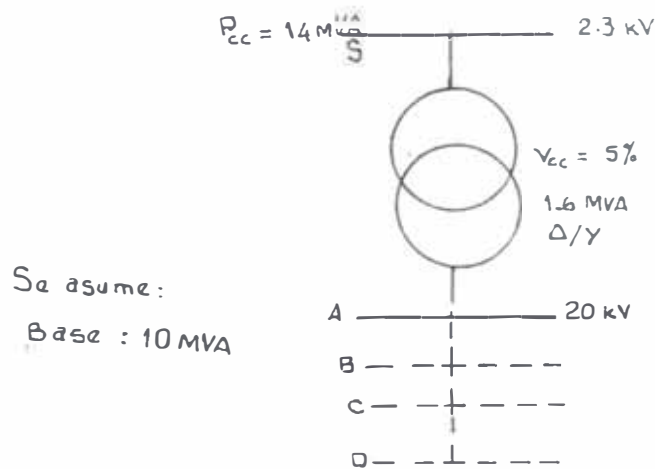
2.1.5 Cálculo de cortocircuito

La línea de subtransmisión requiere de un sistema de protección para tener una operación segura y continua. Esto significa que los diversos tipos de avería que comúnmente se producen en un sistema eléctrico con mayor frecuencia, deben ser analizados con la finalidad de determinar las características del equipo de protección:

- a) - La corriente de cortocircuito trifásico
- b) - La corriente de avería no simétrica, cortocircuito de línea a línea y de una sola línea a tierra.
- c) - Determinación de la capacidad de ruptura.
- d) Coordinación de los equipos de protección.

a) Corriente de Cortocircuito trifásico

Tomando el sistema



Determinación de las impedancias por unidad.

. Transformador:

$$Z_s = 0.05 \left(\frac{10}{1.6} \right) = 0.3125 \text{ p.u}$$

. Sistema eléctrico, lado de 2.3 kV

$$Z_s = \frac{Z_s}{Z_b} \text{ p.u} ;$$

$$\text{donde: } Z_s = \frac{KV^2}{P_{cc}}$$

$$Z_s = \frac{2.3^2}{14} = 0.37785752 \text{ ohm}$$

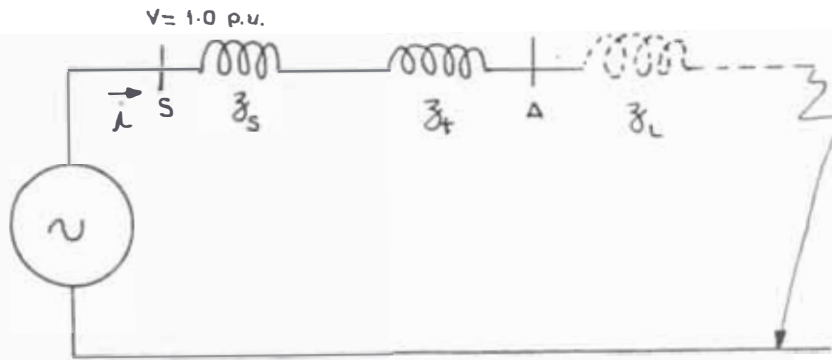
$$Z_b = \frac{KV^2}{N_b} \quad \text{impedancia base lado 2.3 kV}$$

$$Z_b = \frac{2.3^2}{10} = 0.52952 \text{ ohm}$$

Reemplazando valores:

$$Z_s = \frac{0.377857}{0.529} = 0.711428 \text{ p.u.}$$

El circuito equivalente por fase, por unidad será:



En la barra "A": $Z_L = 0$
 Luego $i = \frac{V}{Z_s + Z_t} \text{ p.u.} \quad (1)$

$$i = \frac{1}{0.711428 + 0.3125} = 0.9739$$

La corriente base en la barra "A", será:

$$I_B = \frac{N_B}{\sqrt{3} \times V} = \frac{10,000}{\sqrt{3} \times 20} = 288.675 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito trifásico en la barra "A" es:

$$I_{cc}^A = i \times I_B \quad (2)$$

$$I_{cc}^A = 0.9739 \times 288.675 \text{ Amp}$$

$$I_{cc}^A = \underline{281 \text{ Amp./}}$$

b) Corriente de cortocircuito entre línea y línea

Esta definido por:

$$I_{cc_{LL}} = \frac{KV \times 1000}{2 \cdot Z} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cc_{3\phi}}$$

Luego en barra "A", la corriente de cortocircuito entre línea y línea será:

$$I_{cc_{LL}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 281 \text{ Amp.}$$

$$I_{cc_{LL}} = 243 \text{ Amp.}$$

La corriente de cortocircuito de fase a tierra no se calcula por tener el neutro aislado presentando bajos valores de corriente de falla.

c) Determinación de la capacidad de ruptura o potencia de cortocircuito

La potencia de cortocircuito trifásica en la barra "A", se obtiene por:

$$P_{cc_{3\phi}} = \sqrt{3} \times I_{cc} \times V_n$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times 281 \times 20 \text{ kVA}$$

$$P_{cc} = 9734 \text{ kVA}$$

$$P_{cc_{3\phi}} = 9.7 \text{ MVA}$$

Para determinar las corrientes de falla para los casos a) y b), y la potencia de cortocircuito a lo largo de la línea; en el circuito equivalente se debe considerar la impedancia de la línea (Z_L) correspondiente a cada tramo.

La impedancia base (Z_B) en el lado de 20 kV. será:

$$Z_B = \frac{20^2}{10} = 40 \text{ ohm}$$

Con este valor y los valores de las impedancias de la línea en cada tramo, calculamos las corrientes en cada barra o punto de derivación utilizando las ecuaciones (1) y (2); obteniéndose:

Barra "B"

$$I_{cc \ 3 \ \emptyset} = 253 \text{ Amp}$$

$$I_{cc \ LL} = 219 \text{ Amp}$$

$$P_{cc \ 3 \ \emptyset} = 8754 \text{ KVA}$$

Barra "C"

$$I_{cc \ 3 \ \emptyset} = 219 \text{ Amp}$$

$$I_{cc \ LL} = 189 \text{ Amp}$$

$$P_{cc \ 3 \ \emptyset} = 7577 \text{ KVA}$$

Barra "D"

$$I_{cc} = 166 \text{ Amp}$$

$3 \text{ } \emptyset$

$$I_{cc} = 144 \text{ Amp}$$

LL

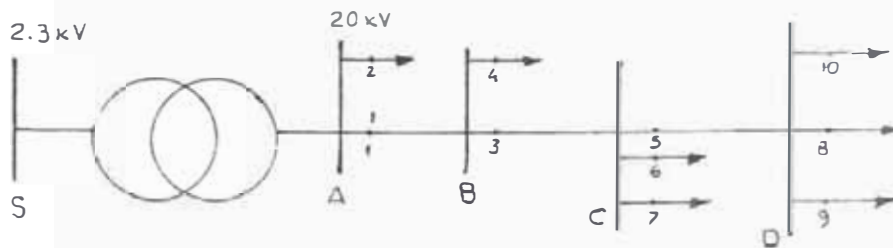
$$P_{cc} = 574 \text{ } 3 \text{ KVA}$$

$3 \text{ } \emptyset$

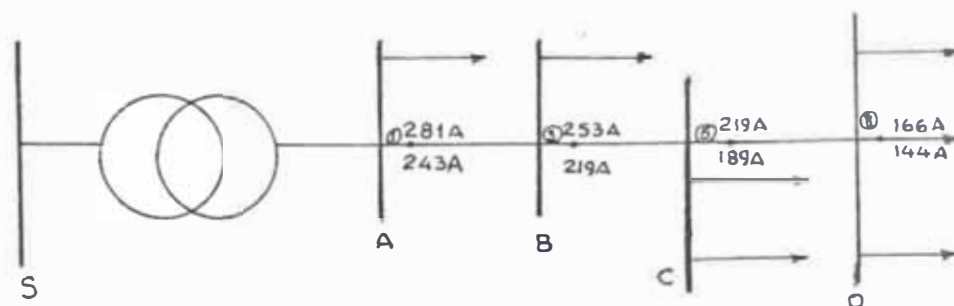
d) Coordinación de la protección

Por consideraciones económicas se ha seleccionado seccionador-fusible del tipo cut-out, para la protección; que para una efectiva protección se efectuará una coordinación de apertura en función de la capacidad y tiempo de respuesta (extensión).

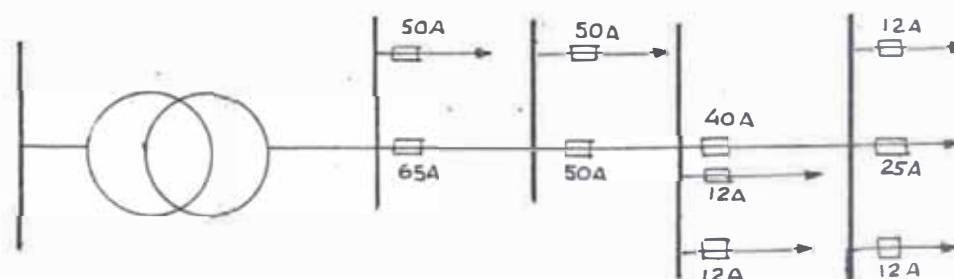
En el diagrama siguiente se indican los puntos críticos.



La corriente de cortocircuito calculado en los puntos críticos de la línea troncal, se indican a continuación:



Los fusibles son del tipo "K", seleccionado de acuerdo a las curvas de fusión y extensión proporcionadas por el fabricante (Westinghouse):



Fusible	Punto	Tiempos de extensión
25 A	8	0.9 seg
40 A	5	1.8 seg
50 A	3	2.5 seg
65 A	1	4.0 seg

2.2 CALCULOS ELECTRICOS2.2.1 Tensión de Aislamiento de la Línea

El diseño del aislamiento de la línea, se efectúa para soportar las sobretensiones internas; es decir, las sobretensiones de maniobra y las sobretensiones a la frecuencia de servicio.

a) Sobretensiones de maniobra

El factor por impulso de maniobra viene dado:

$$f_m = \frac{\text{Más alto valor de tensión de impulso}}{\text{Máxima tensión bajo condiciones normales}}$$

La tensión de aislamiento contra sobretensiones de maniobra, se determina por:

$$U_{sm} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_n \times f_m \times f_h$$

Donde:

U_n : Tensión máxima de servicio (kV)

f_m : Factor de impulso de maniobra
(4.0)

f_h : Factor de corrección por altura

Cálculo de f_h : -4

$$f_h = 1 \times 1.25 \times (H-1000) \times 10^{-4}$$

$$H = 4,300 \text{ m.s.n.m.}$$

$$f_h = 1.4125$$

Reemplazando valores, determinamos U_{sm} :

$$U_{sm} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 22 \times 4 \times 1.4125 \text{ kV}$$

$$U_{sm} = 101.5 \text{ kV}$$

El número de aisladores necesarios en la cadena, por sobretensiones de maniobra será:

$$N = \frac{U_{sm}}{E_n}$$

E_n : tensión de sostenimiento al impulso de maniobra/ unidad.

$$N = \frac{U_{sm}}{E_n} = \frac{101.5}{36} = 2.82$$

El inmediato superior entero: $N = 3$ aisladores.

b) Sobretensiones a la frecuencia de servicio o a baja frecuencia

Ocurre durante la operación de rutina y en caso de fallas, en líneas el valor de mayor cuidado proviene de las fallas, una fase-tierra.

El factor por sobretensiones a la frecuencia de servicio está dado por:

$$f_s = \frac{\text{Sobretensión a frecuencia de servicio}}{\text{Máxima tensión compuesta}}$$

La tensión de aislamiento contra sobretensiones a la frecuencia de servicio se obtiene por:

$$U_s = f_s \times f_h \times f_c \times U_n$$

Donde:

U_n : Tensión máxima de servicio (kV)

f_s : Factor de sobretensión a baja frecuencia

f_h : Factor de conexión por altura

f_c : Factor por condiciones adversas

$$U_s = 1.0 \times 1.4125 \times 1.09 \times 22 \text{ kV}$$

$$U_s = 33.87 \text{ kV}$$

El número de aisladores de la cadena, por sobretensiones a la frecuencia de servicio, será:

$$N = \frac{U_s}{E_m}$$

Donde:

E_m = Tensión de sostenimiento a la frecuencia inducida/unidad.

$$N = \frac{33.87}{12.2} = 2.78$$

Luego:

$$N = 3 \text{ aisladores}$$

Para las dos condiciones de sobretensión analizados, la cadena de aisladores estará constituida por 3 aisladores. Por las características de la zona, el aislador a utilizar será del tipo standard 10" x 5 3/4" es decir ANSI 56-2.

Verificación:

Como verificación, se determina el número de aisladores que constituyen la cadena, por el grado de aislamiento, dado por la distancia de fuga del aislador.

La zona donde operará la línea no presenta índices de contaminación, presentando características de zona forestal y agrícola; de acuerdo a la Norma VDE 100, el grado de aislamiento estará entre 1.7 a 2 cm/KV, en el caso extremo se asume 2 cm/kV.

Luego para el aislador standard 10" x 5 3/4":

$$\frac{N \times 29.2 \text{ cm}}{36 \text{ kV}} = 2 \text{ cm/kV} \Rightarrow N = 2.46$$

Lo que verifica los cálculos obtenidos sobre el número (3) de aisladores que constituye la cadena.

Para el caso de estructuras con aisladores del tipo PIN, se ha considerado el aislador ANSI 56-3, que tiene una tensión de sostenimiento al impulso de 200 kV y está designado para tensiones nominales de 54.5 kV según prácticas de los Estados Unidos.

2.2.2 Separación entre conductores.

La mínima distancia horizontal entre los conductores en la estructura será determinado de acuerdo a la Norma VDE 210 que establece:

$$d = K \sqrt{f + l_k} + \frac{Un}{150}$$

donde:

- f : Flecha del conductor a + 40°C (m), flecha máxima.
- l_k : Longitud de la cadena de suspensión declinada en el sentido normal a la línea (m).
- Un : Tensión nominal (KV)
- K : Factor (0.62)

Este valor debe ser corregido por el factor de densidad de aire " δ "

Los valores fueron obtenidos computacionalmente e impresos en el Programa: Resultados de Flecha y Factor de Seguridad, con la denominación: Dist/conduct.

2.2.3 Cálculo de Puesta a Tierra

2.2.3.1 Finalidad de la puesta a tierra

En términos genéricos, la puesta a tierra tiene la finalidad de conducir y/o dispersar los tipos de corriente eléctrica de falla, cumplien

do con los objetivos de:

- Protección de las personas, mediante las tensiones de toque y de paso de baja magnitud.
- Protección de los equipos, evitando potenciales nocivos y entretenimiento de descargas.
- Correcta operación del sistema de protección.
- Dispersión rápida de elevadas corrientes, evitando sobre tensiones de rayo o deterioro por corriente de cortocircuito.

2.2.3.2

Medición de la resistividad del terreno

Una vez determinada ruta de la línea de subtransmisión, se procedió a medir la resistividad de los terrenos por donde pasará ésta; ubicándose los puntos por inspección ocular, luego de observar las diferentes características geológicas se detectó: el tipo de terreno, humedad y grado de compactación.

Para la medición de la resistividad se ha empleado la configuración Wenner, cuyos valores se muestran en los cuadros del No. II-15 al II-28, que nos ha permitido obtener el gráfico No. II-6 de rangos de resistividad a lo largo de la línea, que nos permitirá seleccionar el tipo de puesta a tierra más conveniente.

2.2.3.3

Selección del tipo de puesta a tierra

Para la selección del tipo de puesta a tierra

se analizará el tipo jabalina y la configuración "contrapesos"

a) Resistencia de puesta a tierra mediante jabalinas

Para una puesta a tierra con jabalina de 5/8" \varnothing , 2.4 m de longitud a 0.8 m de profundidad de enterramiento, la resistencia viene dado por:

$$R = 0.366 \frac{\rho}{L} \log \left(\frac{2L}{d} \times \sqrt{\frac{4h + 3L}{4h + L}} \right)$$

Para zonas de circulación frecuente, de las Normas, $R \leq 25 \text{ ohm}$; aceptable para $\rho \leq 63 \text{ ohm-m}$. Como la resistividad del terreno en la zona del proyecto es mayor de 100 ohm-m, esta alternativa no cumple con las Normas, por lo que no se puede emplear.

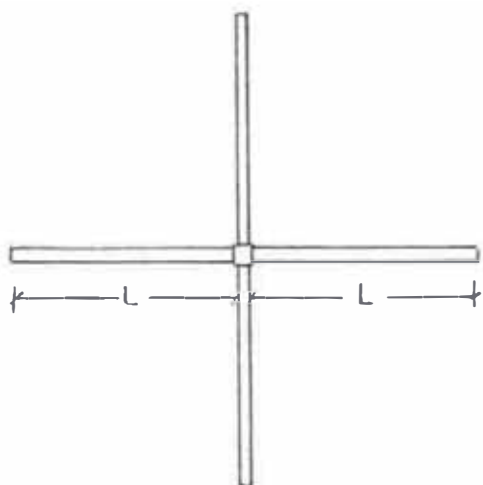
b) Resistencia de puesta a tierra mediante contrapesos.

- Cálculo de la sección del conductor de puesta a tierra:

Aplicando la fórmula (4) del anexo "A", se ha obtenido $S = 1.2 \text{ mm}^2$.

Considerando la sección mínima, entonces $S = 25 \text{ mm}^2$

Tomando un sistema de 4 contrapesos horizontales a 90° , ver figura adjunta.



El valor de la resistencia se calcula mediante la fórmula (5) del anexo "A", que ha permitido confeccionar el cuadro siguiente.

Tipo zona	Circulación Frecuente				Circulación Reducida			
Característica								
Resistividad (Ω -m) hasta	160	300	400	500	600	1,500	2,500	3,500
Long. contrapeso L (m)	5	10	15	20	5	15	20	25
Resistencia puesta a tierra Max. (ohm)	24.9	25	25	25	93	94	123	143

2.3 CÁLCULOS MECANICOS

2.3.1 Cálculo Mecánico del Conductor

Consiste en determinar los esfuerzos que va a soportar el conductor, bajo las condiciones - más desfavorables; concordante a las condiciones climatológicas y el del C.N. de E., resumido en las Hipótesis de cálculo:

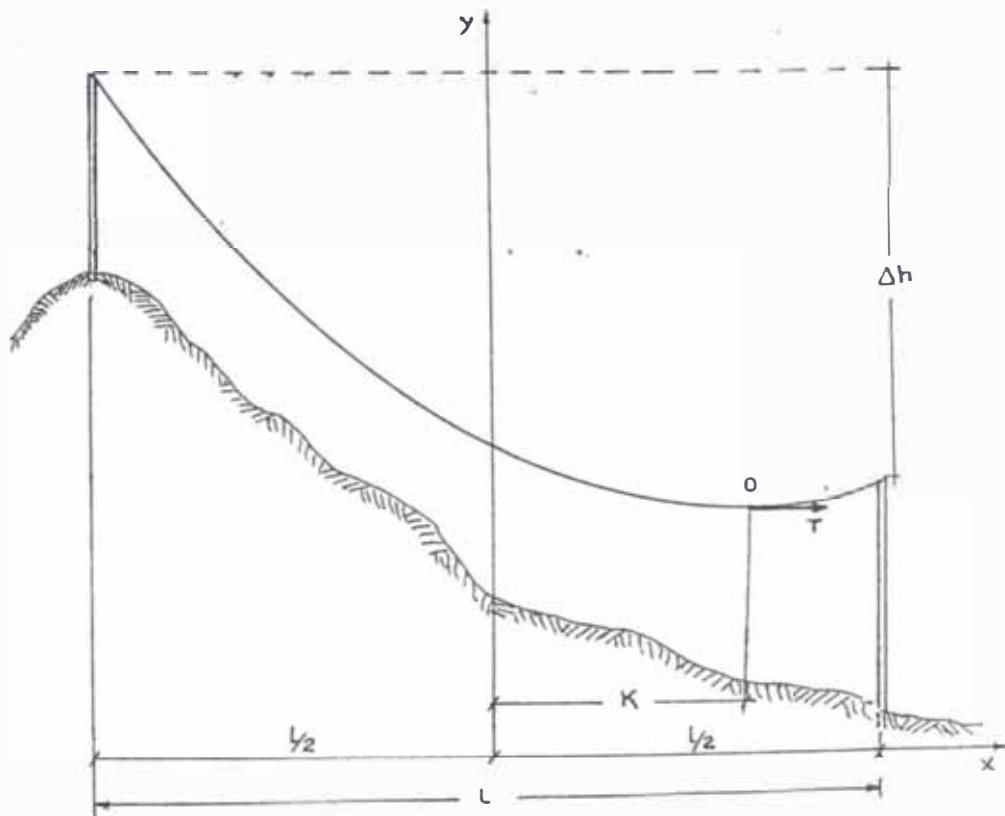
2.3.1.1 Hipótesis de cálculo

- Hipótesis I : Flecha Máxima
- Temperatura máxima de operación : + 40°C
 - Sin viento
- Hipótesis II : Esfuerzo Máximo
- Temperatura mínima : -15°C
 - Velocidad de viento : 75 Km/h
 - Sin hielo
 - Coeficiente de seguridad : 3
- Hipótesis III : Flecha Mínima
- Temperatura mínima : -15°C
 - Sin viento
 - Sin hielo
- Hipótesis IV : Templado (EDS)
- Temperatura media : 16°C
 - Viento reducido : 20 Km/h

2.3.2 Dimensionamiento y determinación de los soportes

2.3.2.1 Cálculo de las coordenadas de los vanos

Para vanos reales, la configuración que adopta un conductor tendido sobre dos soportes en la mayoría de los casos a desnivel es la de una catenaria, como se muestra en la figura; donde "0" punto más bajo de la catenaria.



2.3.1.2 Ecuación de cambio de estado

Tipo de conductor : Aleación de Aluminio (AASC)			
Tramo:	S.E.ELECTROPE- RU - Sihuas	Sihuas-Haylla bamba	Huayllabam- ba - Quiches
Sección:	70 mm ²	50 mm ²	50 mm ²
Diámetro:	10.75 mm	9.06 mm	9.06 mm
Peso unita- rio :	0.19 Kg/m	0.137 Kg/m	0.137 Kg/m
α (1/°C):	0.0036		
E (Kg/mm ²):	5,700		
Tiro rotura ra :	1,738 Kg.	1,305 Kg	1,305 Kg

Con los datos del conductor y las hipótesis de cálculo, se resuelve la ecuación de cambio de estado que nos permite calcular los esfuerzos o la tensión utilizando la Ecuación (1) del anexo "A".

Los esfuerzos fueron calculados en un Minicomputador Radio Shack-80, Modelo IV, cuyos resultados se muestran en los cuadros de título: Listados de Datos de la Línea, para cada uno de los tramos, Anexo "B".

Donde:

Esfuerzo del Conductor (Kg)

- MAX : Tensión máxima del conductor en el punto más bajo de la catenaria.
- FMIN : Tensión de flecha mínima en la parte más baja de la catenaria.
- FMAX : Tensión de flecha máxima en la parte más baja de la catenaria.

La diferencia de desnivel : Δh , queda determinado por:

$$\Delta h = \frac{2T}{W_c} \operatorname{senh} \left(\frac{W_c \cdot l}{2T} \right) + \operatorname{sen} h \left(\frac{W_c \cdot K}{T} \right) \quad (2)$$

Donde:

- T : Tensión del conductor en el punto más bajo de la catenaria
 Wc : Peso unitario del conductor
 l : Vano
 K : Distancia horizontal del medio vano al punto más bajo de la catenaria.

El problema consiste en determinar el valor de K, que se reduce a $K = f(T)$; para diferentes condiciones, se obtiene diferentes valores de K.

Los cálculos se efectuaron en la minicomputadora mencionada anteriormente, cuyos resultados se muestran en los cuadros : Resultados de las Coordenadas de los Vanos, que nos permitirá obtener la flecha y saeta de la catenaria, Anexo "B".

Donde:

- K 1 : El valor de K, calculado en condiciones de flecha mínima
 K 2 : Idem a K, pero en condiciones de flecha máxima.

2.3.2.2 Flecha Máxima y Factor de seguridad

La flecha en su forma general queda determinado por:

$$f = \frac{T}{W_c} \cos \left(\frac{W_c \cdot K}{T} \right) \left[\cosh \left(\frac{W_c \cdot l}{2T} \right) - 1 \right]$$

Para flecha máxima, T y K deben ser para esta condición. Es decir FMAX y K2, Anexo "B".

El factor de seguridad en la parte mas alta de la catenaria viene dado por:

$$f_s = \frac{T_R}{T_s}$$

$$T_s = T \cdot \cosh \left(\frac{Px(l/2-K)}{T} \right)$$

Donde:

T_R : Tensión de rotura

T_s : Tensión máxima en la parte más alta de la catenaria

Los valores se han calculado computacionalmente cuyos valores se muestra en los cuadros: Resultados de Flecha Máxima y Factor de Seguridad.

2.3.2.3 Cálculos de vanos peso: lp

Es la porción de vanos adyacentes que producen cargas verticales sobre las estructuras, está representada por la distancia horizontal de los puntos más bajos de las catenarias o prolongación de éstas, de dos vanos adyacentes.

Las relaciones matemáticas son función de los valores de "K", denominado coordenadas de vanos calculado anteriormente, cuyos valores dependen de la configuración de las estructuras.

$$lp = f(K)$$

Los resultados se efectuarán computacionalmente y se muestran en los cuadros: Resultado de los Vanos de Peso, Anexo "B", donde :

VP1 : Vano de peso de la estructura en condiciones de flecha mínima.

VP2 : Vano de peso de la estructura en condiciones de flecha máxima.

2.3.2.4 Cálculo de vanos de viento: l_v

Los vanos viento se obtienen como la semisuma de dos vanos adyacentes, es decir:

$$l_v = \frac{l_1 + l_2}{2}$$

Nos permitirá determinar la longitud de las catenarias viento y el esfuerzo producido por el viento sobre los conductores que se transmiten en los puntos de amarre de la estructura.

Los cálculos se efectuarán computacionalmente, obteniéndose los resultados en el cuadro: Resultado de los Vanos de Viento, Anexo "B", donde:

Long. cat : Longitud de la catenaria del vano.

Van. Vnt(1): Longitud del vano viento de la estructura a condiciones de flecha máxima.

Van.Vnt.(2): Idem al anterior pero en condiciones de flecha máxima.

2.3.2.5 Determinación del tipo de estructura

La determinación del tipo de estructura, ya sea en Tensión o Suspensión; se ha efectuado computacionalmente, bajo las consideraciones de:

1.- Esfuerzos verticales en la estructura debido al conductor, viene expresado por:

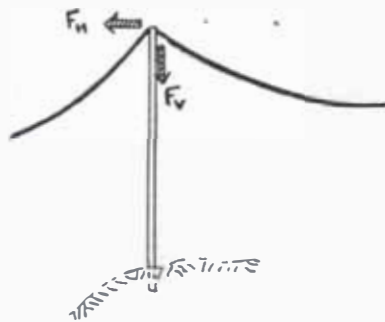
$$F_v = W_c \cdot l_{p1}$$

Donde:

F_v : Fuerza vertical sobre el soporte (Kg).

l_{p1} : Vano peso en condiciones de flecha mínima (m)

W_c : Peso unitario del conductor (Kg)



Si F_v : (+) Suspensión
 F_v : (-) Tensión

2.- Angulo de oscilación máximo:

El ángulo de oscilación de la cadena de aisladores se obtiene por:

$$\tan \alpha = \frac{P_v \cdot \varnothing_c \times l_v}{W_c \cdot l_{p1} + \frac{1}{2} \cdot W}$$

Donde:

P_v : Presión del viento sobre el conductor (Kg/mm²)

\varnothing_c : Diámetro del conductor (mm)

l_v, l_p : Vano viento, vano peso en condiciones de flecha mínima (m)

W : Peso de la cadena de aisladores (Kg)

W_c : Peso unitario del conductor (Kg/m)

Cuando:

$$\alpha > \alpha_{\max} \quad (\text{ángulo máximo de oscilación})$$

Se añade un contrapeso a la cadena, de peso P_o ; para convertir al conductor de Tensión en Suspensión, cuyo valor se determina por:

$$P_o = \frac{P_v \times \varnothing_c \times l_{v_1}}{\tan \alpha} - \left(\frac{W}{2} + W_c \times l_{p_1} \right)$$

Los resultados se encuentran impresos en el cuadro : Determinación de Tipos de Estructura, Anexo "B".

2.3.2.6 Diseño y características de las estructuras

La determinación de las características de las estructuras que son necesarias instalar en la línea, de acuerdo a las condiciones topográficas; se ha evaluado computacionalmente a partir de los diseños propuestos que se muestran en las láminas del No. 05 al No. 10.

Los cálculos que se efectúan en el programa,

nos conduce a determinar la longitud, los esfuerzos a que están sometidos los soportes; que determinan la clase del poste. Además se dimensiona la cruceta, diagonales y sección de la retenida. Ver Cdros. I y II. ~~2)~~ Dimensiones de Postes de madera.

Los cálculos efectuados en los acápites 2.3.2.1 al 2.3.2.4 son archivo de datos que permite efectuar los cálculos.

Las ecuaciones utilizadas se muestran en el anexo de fórmulas:

ecuación (7) a (13)

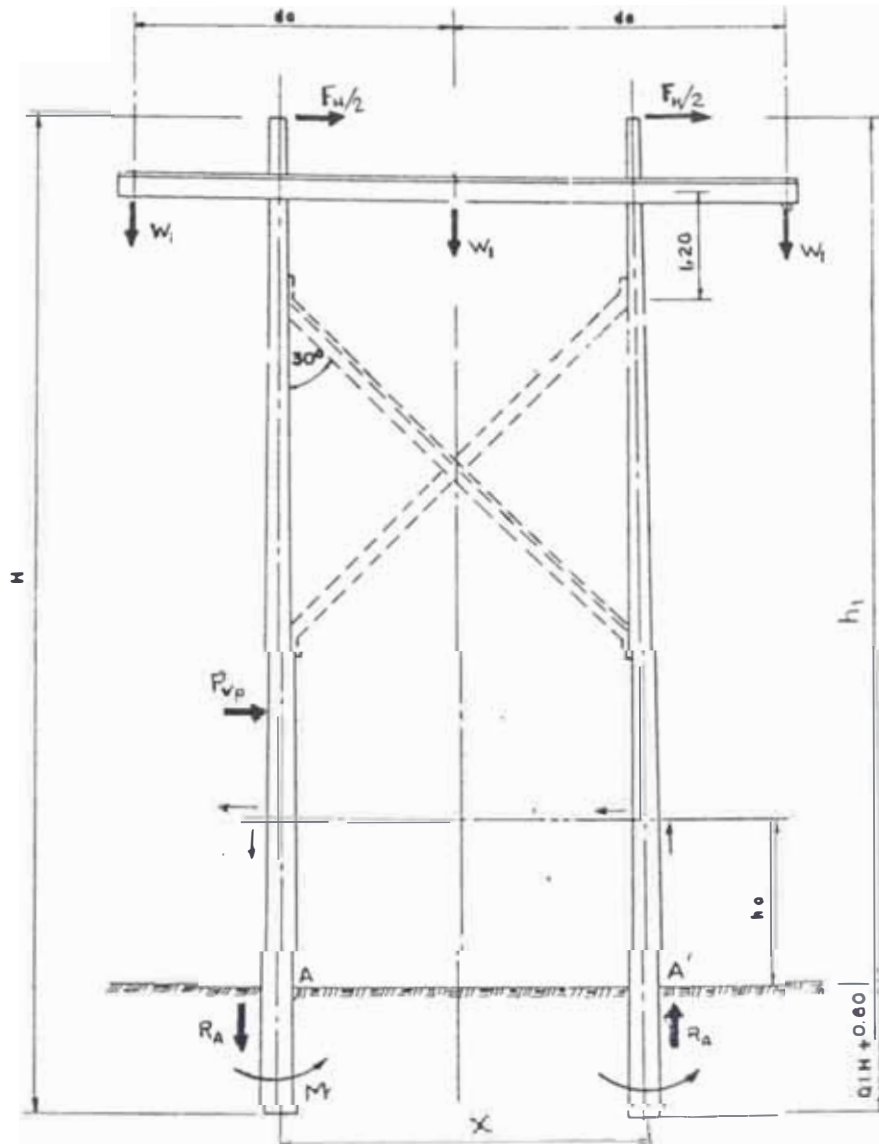
Los resultados de los cálculos se encuentran en los cuadros: Diseño y Determinación de las Estructuras.

Para mayor ilustración, en el anexo "A", ver el Diagrama de bloques utilizado.

2.3.3 Cimentación de los Soportes

Para los cálculos de la cimentación de los soportes, se ha utilizado el método de Valensi que nos permitirá determinar las dimensiones de la cimentación.

Para la estructura:



La reacción del terreno (R_A) debido al peso:

$$R_A = \frac{3}{2} W_1 + W_p$$

Donde:

W_1 : Peso del conductor, más el peso de la cadena.

W_p : Peso del Poste

Geología del Terreno

Efectuado los estudios y análisis técnicos de la geología del terreno de la ruta de la línea, se ha detectado que predomina en la región, las rocas sedimentarias y metamórficas. Los resultados obtenidos insitu, se describen a continuación:

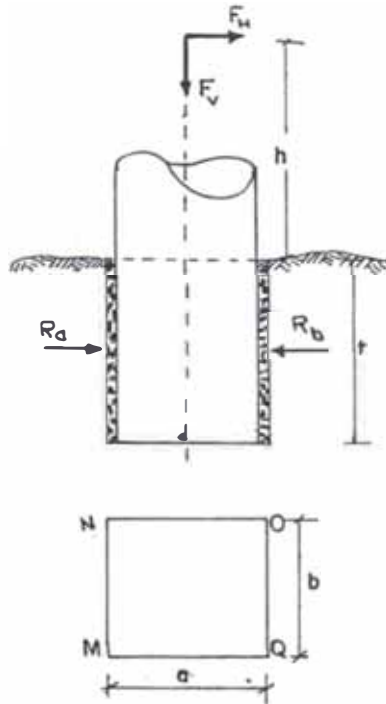
- Tramo S.E. ELECTROPERU -Sihuas: La cohesión superficial es consolidado, seco, con dureza a la perforación que varía desde medianamente resistente hasta muy resistente, con una geodinámica externa desde terrenos de cultivo hasta zonas rocosas. Predominando el terreno tipo duro cohesivo (II).
- Tramo Sihuas - Huayllabamba: La cohesión superficial varía desde consolidado hasta compacto, semi-seco, resistente a la perforación, con una geodinámica externa estable. Tipo de terreno predominante duro cohesivo (II).
- Tramo Huayllabamba- Quiches: La cohesión superficial es consolidado, la humedad varía de húmedo a seco, con dureza a la perforación variando desde tieso compacto hasta duro (pedregoso III), con una geodinámica estable. Predomina el terreno tipo duro cohesivo (II).

Las características geotécnicas de los terrenos en la ruta de la línea, de acuerdo a la Norma VDE 0210-5.69; se muestra en el siguiente cuadro:

<u>Tipo del Terreno</u>	Tieso compacto (I)	Duro cohesivo (II)	Pedregoso (III)
Angulo de fricción (°)	22	30	35
Peso específico (Kg/m ³)	1900	1900	1800
Presión admisible(Kg/cm ²)	2.0	4.0	4.0

El análisis se efectuará para cada soporte:

Sobre el poste actúa la fuerza F_h que tiende a voltearlo se oponen a éste movimiento; la estabilidad propia del poste, su anclaje (si lo hubiera) y la resistencia del terreno que lo rodea.



Dado las condiciones geológicas, el terreno es del tipo cohesivo (2) lo que hace que el eje de rotación se encuentre en Q. Ver figura adjunta.

Como el terreno por mas compacto que sea, en cierto modo es elástico, lo que nos produce un momento menor que si fuera perfectamente rígido:

$$\text{Momento propio del Poste: } (M_p) = \frac{F_v}{2} \left(a - \frac{4F_v}{3b\sigma} \right) \quad (1)$$

Donde:

F_v : Peso del macizo (Poste, aisladores y accesorios)

a, b : Dimensiones de la base

σ : Presión máxima admisible del terreno

Momento debido a la resistencia del terreno (M_o):

$$M_o = (R_b - R_a) \cdot \frac{t}{3}$$

$$M_o = \frac{b \cdot b \cdot t^3}{6} \left[\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) - \tan^2 \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\phi}{2} \right) \right]$$

$$M_o = c \times b t^3 \quad (2)$$

Donde:

ϕ = Angulo de talud natural del terreno

c = Constante que depende del tipo del terreno

Considerando que el soporte no tiene retenida, -
la condición de equilibrio se alcanza cuando:

$$M = F_H (h + t) \leq M_p + M_o \quad (3)$$

Donde:

F_H = Fuerza horizontal total en la punta del
soporte (debido a esfuerzos mas Presión
del viento sobre el soporte, más Presión
del viento sobre el conductor).

Ejemplo:

Considerando la estructura 26 del tramo Mina A -
guila- Sihuas:

F_H	:	259 Kg.
Long.Poste	:	11 m
Peso del Macizo	:	450 Kg.
Terreno Duro (II).	:	$C = 845 \text{ Kg/m}^3$
		$\sigma = 4.0 \text{ Kg/cm}^2$

Macizo forma cuadrado (asumido): $a = b$,
sustituyendo valores en la ecuación (3)

$$F_H (h + t) \leq \frac{F_v}{2} \left(a - \frac{4 F_v}{3b \sigma} \right) + C b t^3$$

$$259 \times 11 \leq \frac{450}{2} \left(a - \frac{4 \times 450}{3 \times 4 \times 10^4 \times a} \right) + 845 \times a \times (1.7)^3$$

$$2849 \leq 4,600 a - \frac{0.015}{a}$$

$$0 \leq 4,600 a^2 - 2,849 a - 0.015$$

$$0 \leq a^2 - 0.619348 a - 3.2608 \times 10^{-6}$$

Resolviendo:

$$a = \frac{0.619348 \pm \sqrt{0.619348^2 + 3.2608 \times 10^{-6} \times 4}}{2}$$

$$a_1 = 0.61935 \approx 0.62 \text{ m}$$

$$a_2 = -5.265 \times 10^{-6}$$

Luego:

$$(a - 0.619) \times (a + 5.26 \times 10^{-6}) \geq 0$$

Esto nos dá:

$$a \geq 0.62 \text{ m.}$$

Para el diseño el valor de "a" será mayor que el diámetro en la base del poste, justificado por el cálculo de cimentación expuesto.

En conclusión, la cimentación de los soportes será del tipo apisonado y compactado con piedra.

C A P I T U L O I I I

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SUMINISTRO DE MATERIALES PA- RA LINEAS EN 20 KV.

3.1 POSTES DE MADERA Y CRUCETAS DE ACERO GALVANIZADO

3.1.1 Prescripciones Generales

a) Alcance

Las presentes Especificaciones comprenden la fabricación, pruebas y suministro de postes - de madera y crucetas de acero galvanizado.

b) Normas

La fabricación y pruebas de postes y crucetas deberán cumplir con lo estipulado por las normas del ITINTEC.

c) Fabricación y Pruebas

Se aceptarán los métodos de tratamiento para preservación y pruebas de postes de madera, es tablecidas en las Normas ITINTEC.

Se aceptaran las sustancias o soluciones preservantes como:

- Preservadores insolubles en agua como la creosota (80 Kg/m³).
- Preservantes hidrosolubles a base de cromo, cobre y boro, o cobre arsénico y solución a moniacal; o cobre, cromo y arsénico (10 Kg/m³).

d) Identificación de los postes.

Los postes a 3 m. de la base llevarán las siguientes marcas:

- Código del productor
- Especie Forestal
- Grupo, clase y longitud
- Tratamiento preservador y año efectuado.

3.1.2 Descripción del material

Los postes y crucetas seran de las siguientes características:

a) Postes de madera

- Clase 4 : 14 m.
- Clase 5 : 9, 10, 11, 12, 15, 16 m.
- Clase 6 : 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 m.
- Clase 7 : 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 m.
- Clase 8 : 9, 10, 11, 12, 13 m.

b) Crucetas de Acero Galvanizado

- Perfil angular L 30 x 3 mm.
- Perfil angular L 40 x 4 mm.
- Perfil angular L 45 x 4 mm.
- Perfil angular L 50 x 5 mm.
- Perfil angular L 60 x 5 mm.
- Perfil angular L 70 x 6 mm.
- Perfil angular L 80 x 8 mm.
- Perfil angular L 90 x 8 mm.
- Perfil angular L 100 x 8 mm.
- Perfil angular L 120 x10 mm.
- Perfil angular L 120 x12 mm.

c) Diagonales de Acero Galvanizado

- perfil angular L 35 x 3 mm.
- perfil angular L 45 x 4 mm.
- perfil angular L 50 x 5 mm.
- perfil angular L 60 x 5 mm.
- perfil angular L 70 x 6 mm.

3.2 CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO3.2.1 Prescripciones generalesa) Alcance

Estas especificaciones cubren el suministro de los conductores de Aleación de Aluminio, Normas de fabricación y pruebas.

b) Normas

La fabricación, inspección y pruebas del conductor estará prescrito por las normas IEC, ASTM, ASTMB, COPANT, ITINTEC.

El Postor entregará el documento certificatorio de la composición química de los lingotes de Aleación de Aluminio.

c) Identificación

En cada carrete de madera, en lugar visible deberá estar inscrito la siguiente información:

- ▼ Referencia del Proyecto
- . Tipo y sección del conductor
- . Longitud del conductor (m)

- . Peso bruto (Kg)
- . Peso neto (Kg)
- . No. de carrete
- . Nombre del fabricante
- . Fecha de fabricación
- . Sentido de arrollamiento

3.2.2 Descripción del material

El conductor será cableado, concéntrico, de aleación de Aluminio del tipo Aluminio-Magnesio y Silicio. En cada carrete el conductor deberá estar constituido por una sola pieza. Las características principales requeridas son:

. Sección total en mm ²	:	50	70
. Diámetro exterior en mm	:	9.06	10.75
. Peso del conductor Kg/m	:	0.137	0.190
. Resistencia en corriente continua a 20 ^o C en ohms/ Km.	:	0.681	0.495
. Formación en número de hilos	:	7/3.02	19/2.15
. Carga mínima de rotura del alambre del conduc <u>t</u> tor antes o después del cableado Kg/mm ² .	:	26.1	24.82
. Carga mínima de rotura del conductor en Kg.	:	1305	1738

3.3 ACCESORIOS DE MONTAJE PARA CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO Y CONECTORES ELECTRICOS

3.3.1 Prescripciones Generales

a) Alcance

Esta especificación cubre el suministro de juntas de empalme, manguitos de reparación, varillas de armar preformadas y conectores eléctricos.

b) Normas

Los materiales que cubren las presentes especificaciones, cumplirán donde sean aplicables con las normas:

- ASTM A 153 Zin Coating (Hop Dip) on Iron and Steel Hardware.
- ASTM B 230 Hard Drawn Aluminium EC H99 for Electrical Purpose.
- ASTM B 399 Concentric Lay Stranded 6201 - T81 Aluminium Alloy Conductors (Non Compact Stranding).

c) Documentación Técnica

El Postor incluirá con su oferta, catálogos descriptivos referentes al material cotizado; para la evaluación de las ofertas por el propietario.

La información contenida en los catálogos señalará, peso neto por unidad y dibujo esquemático o fotografía con dimensiones principales.

3.3.2 Descripción del Material

a) Manguitos de Empalme

Se utilizarán para conectar dos tramos de los conductores especificados y serán de tipo compresión, de aluminio, con resistencia a la tracción no inferior al 100% de la carga de rotura del conductor. La conductibilidad eléctrica y capacidad de corriente del empalme realizado no deberán ser inferiores a las del conductor.

El suministro de las juntas de empalme incluirá la cantidad de pasta necesaria para ejecutar los empalmes.

b) Varillas de Armar preformadas.

Para todos los conductores de fase, en todos los soportes intermedios o en posiciones donde no se use grapas de anclaje, se utilizarán varillas preformadas de armar. Serán diseñadas para distribuir y reducir los esfuerzos de compresión radiales y de flexión en el conductor en el lugar de soporte, y producir un efecto amortiguante a las vibraciones del conductor.

Serán de aluminio del tipo premoldeado para ser usados con los conductores especificados; adecuados tanto para los aisladores tipo PIN como para el tipo standar.

c) Conectores eléctricos - Grapas conectoras de doble vía.

Se utilizarán para conectar dos conductores de

Aleación de Aluminio en uniones de cuello muerto de los conductores y con derivaciones.

Serán de aluminio de muy alta conductividad, - Aleación de Aluminio siliceo 356 T6, de dos vías paralelas, pernos con tuercas y arandelas - de presión de acero galvanizado, de alta resistencia, con tratamiento térmico y adecuados para la sección de los conductores especificados.

3.4 AISLADORES

3.4.1 Prescripciones Generales

a) Alcances

Estas especificaciones cubren el suministro de aisladores, describiendo la calidad mínima aceptable y la fabricación.

b) Normas

El material cubierto por estas especificaciones cumplirá con las prescripciones de las normas ANSI, IEC y ATM; tanto en su fabricación como en las pruebas.

c) Identificación

Los aisladores llevarán una indicación clara del modelo, marca de fábrica, carga de rotura y año de fabricación.

3.4.2 Descripción de los Materiales

a) Aisladores de Suspensión

Los aisladores serán de porcelana, del tipo -

campana y con ensamble tipo bola y casquillo: configuración del dieléctrico similar a la del modelo ANSI Clase 52-3.

Los aisladores serán adecuados para ser usados en cadenas de aisladores de tres unidades en anclaje ó ángulo.

Dimensiones

- Espaciamiento : 5 3/4" (146 mm)
- Diámetro : 10" (254 mm)
- Línea de fuga : 11.5" (29.21 cm)
- Longitud de flameo
en seco : 7.75" (196.85 mm)
- Acoplamiento ANSI tipo B.

Características Mecánicas

- Resistencia eléctrica
y mecánica combinadas : 15,000 lbs
(6,800 Kg)
- Resistencia mecánica
al impacto : 55 pulg/lb.

Características Eléctricas

- Tensión de descarga para una onda de impulso positivo de 1.4 x 40 μ S : 125 kV
- Tensión de descarga para una onda de impulso negativa de 1.4 x 40 μ S : 130 kV
- Tensión de descarga a 60 Hz en seco : 80 kV
- Tensión de descarga a 60 Hz en húmedo : 50 kV

- Tensión de perforación
60 Hz. : 110 kV

Perturbación de Radio Frecuencia

El aislador sometido a prueba, no deberá producir una tensión de influencia de radio frecuencia (RIV) a 1,000 kHz superior a 50 microvatos, de acuerdo a Normas ANSI.

b) Aisladores tipo PIN o (Espiga) Clase 56-3 y 56-2

Los aisladores serán de porcelana tipo PIN, tendrán configuración del dieléctrico similar a la del modelo identificado como clase ANSI 56-3 y 56-2.

<u>Dimensiones</u>	ANSI	<u>56-3</u>	<u>56-2</u>
- Longitud de fuga. :		21"	17"
		(515 mm)	(431.8mm)
- Longitud de flameo en seco :		9 1/2"	8 1/4"
		(241 mm)	(209.5mm)
- Altura mínima del PIN :		8"	7"
		(203.2mm)	(177.8mm)
- Diámetro del tala- dro del PIN :		1 3/8"	1 3/8"
		(34.9mm)	(34.9mm)
- Tipo :		Radio frecuencia	
 <u>Características Mecánicas</u>			
- Resistencia en vola- dizo :		3,000 lbs.	3,000 lbs
		(1 360 Kg)	(1 360 Kg)

Características Eléctricas 56-3 56-2

Tensión de descarga en seco a baja frecuencia	- 125 kV	110 kV
Tensión de descarga en húmedo a baja frecuencia	- 80 kV	70 kV
Descarga de impulso, ten- sión positiva	- 200 kV	175 kV
Descarga de impulso, ten- sión negativa	- 265 kV	225 kV
Tensión de perforación a baja frecuencia	- 165 kV	145 kV

Perturbación de Radio Frecuencia

El aislador sometido a prueba, no deberá pro -
ducir una tensión de influencia de radio fre -
cuencia (RIV) a 1,000 kHz superior a 200
microvoltios, de acuerdo a Normas ANSI.

3.5 ACCESORIOS PARA CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSION Y AISLADORES TIPO PIN

3.5.1 Prescripciones Generales

a) Alcance

Estas especificaciones cubren las condiciones requeridas para el suministro de accesorios para cadena de aisladores de suspensión tipo bola y casquillo, y aisladores tipo Pino Espiga; prescriben la calidad mínima aceptable.

b) Normas

Los materiales cubiertos por esta especificación cumplirá con la Norma:

- ASTM - A 153 Zin Coating (Hot Dip) on
Iron Steel Hardware.

c) Documentación Técnica

El Postor incluirá con su oferta catálogos - descriptivos referentes al material cotizado para la evaluación por el propietario.

La información mínima contenida en los catálogos será: material, acabado, resistencia, peso neto por unidad y dibujo esquemático o fotografía con dimensiones principales.

3.5.2 Descripción de los Materialesa) Accesorios para Aisladores de Suspensión tipo bola - casquilloGrampa de anclaje

Serán del tipo a presión con pernos de sujeción en U, livianos diseñados de modo de eli

minar durante su operación la posibilidad de pérdida de los pernos debido a vibración u otras causas. Su diseño deberá evitar deformaciones en el conductor y en los hilos de la trenza y evitará que se produzcan deslizamientos o daños bajo una carga no menor del 85% de la fuerza de rotura del conductor que retiene. Las partes en contacto con el conductor serán de aleación de aluminio, las partes sujetas a fricción, pernos, etc. Serán de acero galvanizado en caliente.

Grampa de Angulo

Serán del tipo a presión, livianas, diseñadas para eliminar cualquier posibilidad de deformación de los conductores cableados y de separación de los hilos del conductor. Las partes internas serán lisas y libre de ondulaciones. El material será de aleación de aluminio, las partes sujetas a fricción, pernos, etc. serán de acero galvanizado en caliente; diseñados para que no ocurra pérdidas ferro-magnéticas en las grapas.

Grampa de Suspensión

Serán de aleación de aluminio, livianas, diseñadas para evitar posibilidad de deformación de los conductores cableados y de separación de los conductores cableados.

Las grampas de suspensión tendrán libertad para girar en el plano vertical que contenga al conductor y permitirán que el conductor com -

pleto se deslice a una carga del 90% de rotura del conductor. Los límites externos de la zona de presión de las grapas no deberán ser menores que dos veces el diámetro del conductor.

- Adaptador casquillo-ojo

El adaptador casquillo-ojo (socket-eje) será de acero galvanizado en caliente, adecuado a las dimensiones del casquillo del aislador.

- Gancho tipo-Ball-hook

El gancho soporte tipo ball - hook será de acero galvanizado en caliente, adecuado a las dimensiones de las grapas correspondientes. Clasificación ANSI tipo B ó IEC de 16 mm. extensión mínima 51 mm.

b) Accesorios para Aislador tipo Pin

- Espiga de soporte de aislador fijo en cruce-
ta de acero.

Será de acero galvanizado, de longitud total de 12.1/2". La parte superior tendrá 7" de longitud y en la punta un adaptador roscado de plomo de 2" de longitud y 1 3/8" de diámetro.

- Platina de soporte para aisladores PIN, tipo "E".

Platina de acero galvanizado para soportar -

los aisladores tipo PIN. Será de 3/8" de espesor, 160 mm de ancho y 540 mm. de longitud. Tendrá agujeros para pernos de 3/4", el eje de los agujeros extremos (de 13/16" Ø) estará a 4 cm. de cada extremo de la platina. El agujero central (de 1 3/8" Ø) estará en el eje de la platina.

• Platina de soporte para cadenas de anclaje tipo "A"

De AoGo para soportar los aisladores del tipo Pin, será de 3/8" de espesor, 152 mm de ancho y 662 mm de longitud, tendrá cuatro agujeros de 1 3/16" Ø, a 11.9 cm. de cada extremo de la platina. El eje de los agujeros centrales (de 1 3/8" Ø) estarán a 21.5 cm. del eje de la platina.

3.6 ACCESORIOS DE FERRETERIA PARA EL MONTAJE DE LAS LINEAS Y ACCESORIOS PARA RETENIDAS, ANCLAJES.

3.6.1 Prescripciones Generales

a) Alcance

Esta especificación cubre el suministro de los accesorios de ferretería de los soportes de la línea, de los accesorios de retenidas, anclajes y puesta a tierra; describen la calidad mínima aceptable.

b) Normas

El material cubierto por esta especificación cumplirá donde corresponda con las prescripciones de las normas:

ASTM-B 415-64 T	Har Drawn Aluminium
ASTM-B 416-64 T	Concentric Lay stranded Aluminium clad steel conductors.

c) Documentación Técnica

El Postor presentará con su oferta, catálogos descriptivos para la evaluación de ofertas.

La información mínima contenida en los catálogos será: material, acabado, resistencia, peso neto por unidad y dibujo esquemático o fotografías con las principales dimensiones.

3.6.2 Descripción de los materialesa) Pernos maquinados

Serán de acero galvanizado en caliente previsto con su respectiva tuerca.

b) Pernos de ojo

Serán de acero galvanizado en caliente, deberán estar provistos de sus respectivas tuercas. El diámetro interior del ojo será de: 1.1/2" mínimo.

c) Tuerca ojo

Será de acero galvanizado en caliente para ser usados con pernos de 3/4" \emptyset , tendrá un diámetro interior mínimo de 1 1/2" y un espesor mínimo de 1/2" \emptyset .

d) Arandelas cuadradas

Serán de acero galvanizado en caliente, con las siguientes características:

• 2.1/4" x 2 1/4" x 3/16" de espesor, con hueco de 13/16", para pernos de 3/4" Ø.

- 4" x 4" x 3/16" de espesor, con hueco de 13/16" Ø, para pernos de 3/4" Ø.

- 4" x 4" x 3/16" de espesor, con hueco de 13/16" Ø, para usarse con la varilla de anclaje de 5/8" Ø en el bloque de concreto.

e) Arandelas redondas

Serán de acero galvanizado en caliente, de características:

- 1 3/8" Ø x 3/16" de espesor con hueco de 9/16" Ø. para pernos de 1/2" Ø.

- 1 3/8" x 3/16" de espesor, con hueco de 11/16" Ø, para pernos de 5/8" Ø.

f) Plancha de Refuerzo

Será de acero galvanizado en caliente de 5" x 4" x 1/4" de espesor para usarse como refuerzo de las crucetas de madera con pernos de 3/4" Ø.

g) Contratuercas

Serán de acero galvanizado en caliente, para usarse con:

- Pernos de 3/4" Ø
- Pernos de 5/8" Ø
- Pernos de 1/2" Ø •

h) Banda para Retenidas

Serán curvas de 4" x 8" para cable de 3/8" \emptyset , provistas con cuatro huecos de 3/16" \emptyset para ser sujetadas al poste mediante clavos.

i) Gancho para soporte de retenidas

Serán de 4" de altura, con hueco de 1 1/16" \emptyset , tendrán la parte doblada de 1 3/4" x 3/8" medio ovalada para prevenir daños al cable de retenida.

j) Guardacabo tipo U

Será de acero galvanizado en caliente, en forma de "U", y servirán para soportar y proteger el cable de retenida de acero S.M. de 3/8" \emptyset en el perno ojo y en el ojo de la varilla de anclaje.

k) Clavos de acero

Serán del No. 9 con una longitud de 3", para emplearse en la sujeción de la banda de retenida al poste.

l) Varilla de Anclaje

Serán de acero galvanizado en caliente, de 5/8" \emptyset x 2.40 m. de longitud total, en un extremo tendrá un ojo de 1" \emptyset interior, con una longitud soldada de 4", en el otro extremo llevará 4" de longitud roscada, vendrá - previsto de tuerca.

m) Cable de acero para Retenida

Serán de acero galvanizado grado Siemens -

martin. sin alma de cañamo y sin grasa, formado por 7 hilos, de 3/8" Ø total y de carga de rotura mínima de 6,950 lbs.

El cable deberá embalsarse en carretes no re tornables de madera.

n) Loza de concreto para Anclaje

Será de concreto armado de 1:2:4, de dimensiones 0.60 x 0.60 x 0.45 m. con un hueco central de 13;16" Ø y estarán armados con varillas de fierro corrugado de construcción de 3/4" Ø x 0.5 m. de longitud.

3.7

ACCESORIOS PARA PUESTA A TIERRA

3.7.1

Prescripciones Generales

a) Alcance

Estas especificaciones cubren el suministro de los conductores de cobre y accesorios de conexión para el sistema de puesta a tierra, describen la calidad mínima aceptable.

b) Normas

El material cubierto por esta especificación cumplirá donde corresponda con las prescripciones de las normas siguientes en la fabricación y pruebas:

Solice Bare, High Strength and Extra High Strength copperweld wire copperweld steel - Co. ER-35.

ASTM - B 227

Small Sizes High Strength copperweld wire
copperweld Co. ER-1801.

c) Documentación Técnica

El Postor incluirá con su oferta catálogos u otra información que describan el material cotizado, señalando cuando menos: material, acabado, resistencia, peso neto por unidad y dibujo esquemático o fotografía con las dimensiones principales.

3.7.2 Descripción de los Materiales.

a) Conductor de cobre para puesta a tierra

Será de cobre electrolítico, de conductividad mínima del 99.66 % I.A.C.S. a 20°C, temple semiduro, desnudo, de 25 mm² de sección.

b) Varilla de puesta a tierra

Será de Cooperweld- cobre, de 5/8" Ø x 8" de longitud.

c) Grapas tipo "U"

Las grapas serán del tipo "U" de 2" x 1/2", se usará para fijar el conductor de tierra al soporte.

d) Conector de cobre

El conector de doble vía será de cobre para el conductor de 25 mm².

e) Abrazadera

La abrazadera será del tipo "Spring Clip" de presión para conectar la ferretería en tensión a tierra.

3.8 EQUIPO DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION3.8.1 Prescripciones Generalesa) Alcance

Estas especificaciones técnicas se refieren al suministro de los equipos de seccionamiento y protección de la línea, compuesto por el seccionador, fusibles y pararrayos.

b) Normas

Las normas a utilizarse para la fabricación, pruebas e inspección del equipo a suministrar en su versión más reciente serán:

- | | |
|--------|---------|
| - JER | ITINTEC |
| - ASTM | VDE |
| - ASME | DIN |

3.8.2 Descripción del Materiala) Seccionador

Tipo	unipolar, instalación exterior
Corriente Nominal:	100 Amp.
Tensión máxima	36 kV

Frecuencia	:	60 Hz
Material del aislador	:	Porcelana vidriada o similar
Terminales de accionamiento	:	Grapas de canales paralelas tipo Universal
Sección del conductor	:	70, 50 mm ² - AASC
Tensión de impulso (Bil)	:	145 kV
Tipo de montaje	:	vertical

b) Fusibles

Tipo	:	Cartucho
Características de operación	:	Rápida
Corriente nominal:	:	65, 50, 40 y 25 Amp.
Ubicación	:	En bases portafusibles

Debe llevar una señal visual de fusible quemado.

c) Pértiga de accionamiento

Material aislante	:	Fibra de vidrio o similar
Tensión de aislamiento	:	36 kV.

d) Pararrayos

Los pararrayos serán autoválvulas del tipo -

de resistencia no lineal y herméticamente sellados, para evitar que las variaciones de presión atmosférica alteren su buen funcionamiento.

Características:

Corriente nominal de descarga	:	5 KA ..
Tiempo de servicio	:	Intensivo
Tensión máxima de servicio	:	24 kV
Altura de instalación	:	3,500 m.s.n.m.
Montaje	:	Exterior sobre crucetas
Frecuencia	:	60 Hz

C A P I T U L O I V

ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE PARA LINEAS DE SUB-TRANSMISION EN 20 kV.

4.1 OBJETO

El propósito de las Especificaciones Técnicas de Montaje Electromecánico, es definir las actividades a efectuar el Contratista en la construcción de la Línea de Subtransmisión en 20 - kV. S.E. ELECTROPERU (Mina Aguila) Sihuas-Quiches; definir su calidad mínima aceptable y recomendar los procedimientos específicos que debe seguir el Contratista en el montaje.

4.2 BREVE DESCRIPCION DEL PROYECTO

La presente línea en estudio, se encuentra ubicada en el Departamento de Ancash, Provincia de Sihuas; formando parte del P.S.E. Sihuas - Quiches; constituidas por tres tramos que son:

- S.E. ELECTROPERU (Mina Aguila) - Sihuas
- Sihuas - Hayllabamba
- Huayllabamba - Quiches

Las estructuras son del tipo H, de madera nacional tratada y los conductores son de Aleación de Aluminio de 70 y 50 mm².

4.3

EXTENSION DEL TRABAJO

Las presentes especificaciones comprenden fundamentalmente las siguientes actividades:

- Retiro de materiales de los almacenes de los proveedores y/o del propietario en la ciudad de Lima o del Puerto del Callao y traslado - hasta el lugar del montaje de los equipos y materiales necesarios.
- Montaje de los equipos y materiales de acuerdo a los programas de avance de obra, a las instrucciones de montaje del proveedor y las que se indiquen en estas especificaciones.
- Realización de los ensayos necesarios en obra, de los equipos y materiales de acuerdo a las normas y a las especificaciones.

El trabajo que el contratista debe efectuar involucra todas las operaciones necesarias para la construcción y pruebas para la puesta en servicio de la línea, descrito en forma general en párrafos anteriores y definida en detalle en los planos del Proyecto e incluyen también el suministro de ciertos materiales complementarios, necesarios para la construcción de las líneas, aplicando la técnica más moderna.

En estas especificaciones se describen algunas tareas específicas a efectuarse por el contratista durante la obra, sin embargo tal descripción es solamente indicativa más no limitativa; es de

decir, será responsabilidad el contratista efectuar todas las operaciones y trabajos que sean necesarios para completar totalmente la construcción del Proyecto que estas especificaciones cubren, aún cuando algunas de tales operaciones o trabajos no hayan sido descritos ni enumerados - en forma específica por las presentes especificaciones.

Las prescripciones detalladas de los proveedores y fabricantes, deberán cumplirse estrictamente, con el objeto de lograr una instalación completa y confiable, y brinde un buen servicio posterior.

El equipo y las herramientas empleadas por el contratista serán de óptima calidad, en perfecto estado de conservación y en cantidad adecuada para realizar el trabajo de montaje de la línea de modo - eficiente y de acuerdo con las especificaciones, los planos y el cronograma de trabajo, previamente acordado entre el contratista y el propietario.

El Postor adjuntará a su oferta una relación de los equipos y herramientas principales que propone usar en el montaje de la línea y documentos - que certifiquen la disponibilidad de tales equipos y herramientas durante el período en que propone efectuar el trabajo de montaje.

Las tareas a efectuar por el contratista incluirán sin limitaciones: replanteo de la línea, reposición de hitos en algunos vértices de la línea, ubicación de estructuras, medición de secciones transversales, determinación de cantidades

o metrados finales, transporte y manipuleo de materiales, excavaciones, pruebas de carga del terreno, cimentaciones y rellenos, montaje de las estructuras de soporte, limpieza de vía, instalación de retenidas, instalación de aisladores, instalación de conductor, instalación de accesorios, suministro de materiales complementarios, pruebas de la línea y medida de la resistencia a tierra.

4.4 CONDICIONES VARIAS PARA EL MONTAJE

4.4.1 Programas de Trabajo

El Postor incluirá en su oferta un Programa de trabajo detallado que muestre la forma como va a llevar a cabo las diversas actividades de la construcción y demostrando que la construcción de la línea puede efectuarlo en el plazo señalado en su oferta.

El programa de oferta estará coordinado con el programa de entrega de materiales y con los requerimientos del propietario relacionado a las fechas de inicio y término del trabajo de montaje. El propietario adjuntará esta información a las Bases de Licitación. El Programa de Trabajo deberá ser observado fielmente por el Postor Adjudicatario o Contratista durante la obra, si el contratista desea introducir alguna modificación en el Programa de Trabajo; entonces deberá solicitar autorización previa del Ingeniero Inspector, explicando por escrito las razones que hacen necesario o conveniente a dicha modificación.

4.4.2 Transporte y manipuleo de materiales.

El contratista transportará y manipulará todos los materiales con el mayor cuidado. Los materiales serán transportados hasta los lugares de trabajo sin arrastrarlos ni rodarlos, evitando cualquier deterioro o rotura. Las pérdidas y roturas que puedan ocurrir durante el transporte serán por cuenta del contratista.

4.4.3 Almacenamiento temporal en el lugar del montaje

Los equipos y materiales que deberán instalarse en un corto plazo y tengan que transportarse hasta el lugar del montaje, estará bajo la responsabilidad del contratista encargado, quién deberá gestionar con el propietario la utilización del espacio necesario para su almacenamiento temporal.

4.4.4 Control y Seguridad en obra

El personal del contratista deberá recibir instrucciones precisas para que su presencia en obra y los trabajos que realicen se desarrollen en armonía con los de otros contratistas que trabajen en el mismo sitio.

El contratista empleará en los trabajos personal idóneo y en la cantidad suficiente para cumplir con los plazos y la calidad del montaje. Todo el personal relacionado con las pruebas eléctricas

cas deberá tener conocimiento sobre como interrumpir el suministro eléctrico y como auxiliar a víctimas de descarga eléctrica.

Durante los trabajos, el contratista deberá tomar todas las medidas de seguridad necesarias para evitar accidentes de su personal o de terceros.

El contratista deberá abastecer y velar por la seguridad de todas las herramientas, equipos y materiales disponibles, necesarios en el montaje.

El contratista adoptará el horario que rige para los trabajadores del propietario, de tal manera que se permita el control y conducción de los trabajos de parte de ésta o de su representante, sin dificultades.

4.4.5 Planos de Registro

Durante el montaje, el contratista deberá anotar en cuadros y planos a escala adecuada, todos los detalles referentes a la línea que sean de utilidad para su futuro mantenimiento. Deberán anotarse los cambios eventuales en montaje.

4.4.6 Documentación exigida al contratista

En su propuesta el contratista deberá incluir la información siguiente:

- Descripción del método de desenrollado, templado, fijado y engrampado de los conductores.
- Esquemas, dibujos o fotografías de las poleas a estilizarse, de las grapas provisionales a emplearse en el montaje y de los soportes intermedios.
- Descripción del método y de los equipos a usarse para la verificación de las flechas.

4.4.7 Tabla de cantidades y precios

La relación de las "Tareas de Construcción" servirán como base para la elaboración de la "Tabla de Cantidades y Precios " que debe ser concordante con la planilla de soportes. El Postor empleará un formato idéntico al mostrado en el anexo correspondiente y llenará los espacios previstos para los números de tareas, precios unitarios, precios totales, acompañando un ejemplar de dichos cuadros con su oferta. El precio total cotizado por el Postor en su oferta cubrirá todos los trabajos a efectuar para la construcción de la línea. Los precios unitarios y totales cotizados por el Postor adjudicatario o contratista serán los que rijan durante la aplicación del contrato.

4.5

NORMAS GENERALES PARA EL MONTAJE DE LAS ES -
TRUCTURAS DE LAS LINEAS

4.5.1

Generalidades

Todo el trabajo de construcción será hecho de acuerdo a los planos, especificaciones y diseños de construcción.

El Contratista encargado del montaje realizará un replanteo de ubicación de las estructuras y será responsable del correcto alineamiento y orientación de los mismos. La ubicación exacta de cada soporte será definida y marcada por el Contratista, previa aprobación del Propietario.

El Contratista ubicará los ejes de las estructuras de acuerdo a lo prescrito en los planos de diseño, medirá las secciones transversales y repondrá los hitos de los vértices de la línea que al momento de efectuar el replanteo no estuviera en su lugar. El Ingeniero Supervisor inspeccionará la ubicación de cada estructura en el terreno conforme los planos del Proyecto, y aprobará la ubicación como definitiva u ordenará efectuar los cambios que considere convenientes, teniendo en cuenta la naturaleza del terreno. Mientras el Ingeniero Supervisor no haya aprobado la ubicación definitiva de las estructuras el Contratista no efectuará ningún trabajo posterior a esta tarea.

En el caso de registrarse cambios, el Contratista se mantendrá en la zona del Proyecto. De

acuerdo a sus ofertas, llevará un registro - permanente de los cambios que se produzcan - en relación a los planos del Proyecto, y preparará planos en los cuales introducirá los cambios que hayan tenido lugar durante el período de montaje. a medida que vayan surgiendo las modificaciones y sometiéndolos inme - diatamente a la aprobación del Ingeniero Su pervisor.

4.5.2 Empotramiento de Postes

La profundidad mínima de enterramiento del - poste, bajo del nivel del suelo, será como sigue:

Longitud del Poste (m)	Empotramiento en terreno Duro cohesivo(II)	Empotramiento en Roca sólida
9	1.50	1.30
10	1.60	1.40
11	1.70	1.50
12	1.80	1.60
13	1.90	1.70
14	2.00	1.80
15	2.10	1.90

Las especificaciones de "Empotramiento en Terreno Duro-II" se aplicarán:

- a) Cuando los postes sean ergidos en tierra normal.
- b) Cuando exista una capa de tierra de por

lo menos 2 pies (61 cms) de profundidad por encima de roca sólida.

- c) Cuando el hueco en roca sólida no es sustancialmente perpendicular a la superficie, o el diámetro del hueco en la superficie de la roca excede aproximadamente dos veces el diámetro del poste en el mismo nivel.

Las especificaciones de "Empotramiento en Roca Sólida" se aplicarán, donde los postes sean levantados en roca sólida y el hueco sea sustancialmente perpendicular a la superficie aproximadamente uniforme en diámetro, y lo suficientemente grande para permitir el uso de barras de apisonamiento a lo largo de la profundidad del hueco.

En terrenos ondulados, la profundidad del hueco siempre se medirá desde la parte más baja de la superficie del terreno.

4.5.3

Erección de los Postes

Durante el transporte los postes deberán orientarse en la posición más favorable de acuerdo al mayor momento de inercia de su sección transversal. No se permitirá el arrastre de los postes por el suelo y ninguna carga superior a la del diseño del mismo.

Los postes pueden ser instalados, de preferencia mediante una grúa montada sobre la plataforma de un camión de dimensiones

medianas ; se sujetarán (5) cuerdas de control, tres (3) en la parte superior y (2) en la parte inferior del poste, además de la sujeción de la grúa mediante cable y gancho en su centro de gravedad; con el objeto de ubicar el poste en su respectivo hueco, con la ayuda de un tablón de madera para el deslizamiento.

Cuando se iza un poste ningún obrero de la cuadrilla, ni persona alguna estará debajo de los soportes, cuerdas en tensión y en el hueco del poste o donde el poste izado pueda caer. No se permitirá el escalamiento a ningún poste hasta que éste no haya sido satisfactoriamente anclado.

Antes del izaje todo el equipo (gancho de grúa, aparejos, etc) deberá ser verificado libre de defectos, cuidando que las cuerdas o cables no presenten roturas y sean adecuados al peso que soporten. Las ataduras de los lazos en los extremos tendrán por lo menos 25 centímetros de longitud o en todo caso el lazo se asegurará con una grapa de tres (3) pernos.

Los postes serán colocados de tal forma que los rebajos para crucetas en postes adyacentes miren en direcciones opuestas, excepto en terminales y anclajes donde los rebajos en los dos últimos postes quedarán mirando al terminal o anclaje. En vanos excepcionalmente largos, en casos de utilizar un poste por fase para cruzamientos será el poste central, el eje para ubicar los otros dos, de acuerdo a lo in-

dicado en los planos del Proyecto.

No se permitirá que el Contratista deje postes fuera de alineamiento en sectores de línea recta. En caso de utilizarse un teodolito, el centro geométrico de cualquier sección horizontal, a través de la parte inferior de cualquier soporte, no deberá estar fuera de línea en más de 5 cms.

La tolerancia angular en la orientación del soporte base no deberá exceder 1° sexagesimal.

Los trabajos de montaje de estructuras incluirán operaciones correspondientes a las características del terreno, tales como: drenajes, apuntalamiento, excavación, relleno, nivelación y eliminación del exceso de tierra. Preferentemente el agujero se abrirá con el método de tabla de estacado, debiendo humedecerse en forma apropiada el terreno.

La grava para rellenar el agujero deberá ocupar un diámetro mínimo de 1.00 metro. El relleno de las excavaciones será con una primera capa de ripio, y luego capas sucesivas de 25 cms. de espesor, de combinaciones de arena y piedras de 15 cms. de radio aproximadamente con una concentración del 25% cada capa, será apisonada neumáticamente y el exceso de tierra deberá ser depositado alrededor del poste. Para asegurar la suficiente compactez del suelo después del apisonado, se le agregará una cierta cantidad de agua al relleno.

4.5.4

Instalación de Aisladores y AccesoriosAislador Tipo Pin

Los aisladores tipo Pin deberán ser cuidadosamente manejados en su transporte y montaje.

Antes de instalarse deberá controlarse que no tengan defectos y que estén limpios, así como que todos sus accesorios estén completos. El material aislante será inspeccionado para verificar la ausencia de roturas, quíñes, golpes o áreas sin vidriar.

Los accesorios no deberán tener roturas, laminaciones, coberturas deficientes en el galvanizado o defectos en las articulaciones.

Las pequeñas fallas en la cubierta galvanizada pueden retocarse con pintura de base galvanizante y aquellas partes que no puedan ser remediadas se desecharán y reemplazarán.

Todos los aisladores tendrán sus respectivos cierres en los pasadores de sujeción. Antes de ensamblarse, los aisladores serán limpiados para remover todo el resto de etiquetas y lavados con agua tibia para limpiarlos de polvo y grasa.

En las estructuras de alineamiento los conductores deberán ser atados en la ranura superior del aislador, y en el costado del aislador o puesto al lado hacia el que dobla, en el caso de postes de cambio de dirección.

Los aisladores se ajustarán a los pines y se ubicarán en forma tal que su ranura superior siga la dirección de la línea.

Cadena de Aisladores

El armado de las cadenas de aisladores se efectuará en forma cuidadosa, prestando especial atención que los seguros queden debidamente instalados.

Antes de proceder al armado de la cadena se verificará que sus elementos no presenten defectos y que estén limpios.

La instalación se realizará en el poste ya parado, teniendo cuidado que durante el izaje de las cadenas a su posición no, se produzcan golpes que puedan dañar los aisladores.

Colocación de Armados

Los armados de las líneas a 20 kV se instalarán de acuerdo a lo indicado en los diseños de construcción respectivos.

El ensamblaje de los diferentes elementos del armado se realizará antes del izado e instalación de los postes, debiendo cuidarse que las crucetas guarden una perfecta perpendicularidad respecto al eje del poste.

Retenidas y Anclaje

Las retenidas serán colocadas antes que los

conductores sean tendidos y se fijarán al poste tal como se muestra en los diseños de construcción.

Todos los anclajes y varillas estarán en línea recta con la tracción y se instalarán de modo que aproximadamente 15 cms. de la varilla quede fuera de tierra. En terrenos cultivados u otras zonas donde se considere necesario, la saliente de la varilla de anclaje por sobre la tierra puede incrementarse a un máximo de 30 cms., para prevenir el entierro del ojo de la varilla. En el relleno de todos los huecos de anclaje debe apisonarse a fondo en toda su profundidad.

4.6 NORMAS GENERALES PARA EL MONTAJE DE CONDUCTORES.

4.6.1 Tendido de la Línea

Se deberá evitar que los conductores sufran daños durante el transporte y el montaje y que ningún tipo de vehículos ruede sobre ellos. Cada bobina antes de instalarse deberá ser examinada y el conductor inspeccionado para ubicar posibles cortes, abolladuras u otros daños mecánicos.

Los conductores serán halados sobre polines adecuados o poleas de tendido de líneas, para evitar deformaciones del conductor.

El desenrollado de los conductores se hará de tal manera que no se produzca el contacto de éstos con el terreno, los cercos, los árboles u otros obstáculos, para lo que se podrá utilizar cualquiera de los dos sistemas siguientes o una combinación de ambos:

- a) El tendido del conductor se hace en forma continua, sin tirones, bajo una tensión regulada por un dispositivo frenador, que impide que el conductor toque el terreno en algún punto, cuando se halle suspendido en las poleas colgantes de las crucetas.
- b) El conductor se tira entre dos soportes inmediatos, usando apoyos móviles equipados con poleas. El número y la altura de estos apoyos deben garantizar que el conductor tendido encima de ellos con la tensión normal de desenrollado, no alcance a tocar el terreno en ningún punto.

Si el Contratista considera conveniente utilizar otro método de desenrollado lo someterá previamente a la consideración del Propietario.

En el momento del desenrollado, los carretes portadores de los conductores deberán estar montados en un eje que descansa sobre soportes con rodillas.

Antes de tender los conductores se revisarán las poleas, cuerdas, cabrestante y demás equipos a usarse para ubicar posibles defectos.

Todas las poleas de tensión deberán tener por lo menos un diámetro interior de 20 veces el diámetro del cable a tender y las superficies de sus ranuras estarán en tales condiciones - que reduzcan la fricción al mínimo, durante el pasaje del cable.

Las poleas que se hayan utilizado para halar conductores de cobre no podrán ser utilizadas para conductores de aleación de aluminio.

Los conductores se pueden tender desde camiones, carretas o trailers halados por tractores. Se protegerán las bobinas de cable contra daño mecánico, para lo cual las bobinas se mantendrán firmes en el vehículo mediante cuñas y sogas. No se admitirá que las bobinas se dejen caer o rodar, salvo que este último lo hagan - en el sentido indicado por las flechas pintadas en los lados de la bobina.

Los conductores serán halados en tal forma que se elimine el enroscado o la torsión, y no serán tensados más del 15% sobre el esfuerzo de rotura.

Los conductores se templarán con ayuda de grapas de tendido o con piezas unidas al extremo del conductor. La grapa será adecuada al calibre y dureza del conductor.

Las grapas de tracción serán del tipo empernado con revestimiento de aluminio blando u otro material que no deteriore el conductor, con mordazas paralelas y de una longitud tal que

no produzca el doblado, quebrado o menoscabo del mismo.

Los cables que se utilicen con bloques de poleas no deberán tener empalmes ni defecto alguno.

Todos los operarios que suban a los postes deberán usar correas de seguridad y no deberán trabajar en el interior de los ángulos de cambio de dirección de la línea para evitar accidentes en los casos en que se suelten los conductores.

Se cuidará que ninguna persona se encuentre bajo la línea durante su tendido, izado o templado. Se deberá tener especial cuidado de evitar las sobrecargas en los postes, aisladores o accesorios.

Los conductores deberán ser levantados mediante herramientas anchas y con una curvatura similar a la de las poleas. En el lugar de fija ción a los aisladores de soporte, el conductor será cuidadosamente limpiado y desengrasado antes del montaje final.

Cuando los conductores crucen la carretera u - otras líneas telegráficas o de energía, se utilizarán escaleras, cabrias o cuerdas para prevenir la interferencia con la operación normal de estos servicios.

Cuando sea necesario pueden emplearse canaleras de madera provisionales para impedir que - el conductor sea pisado.

El primero en instalarse será el conductor superior, luego un operario se estacionará en la cruceta para guiar la soga y permitir el ascenso libre del conductor sobre la cruceta.

La distribución de las bobinas se hará de acuerdo a su longitud y el programa del tendido. Para extraer el conductor se calzará la bobina mediante un eje y dos gatas o montantes, al tiempo que se dá vueltas a la bobina se hará avanzar el cable. Los operarios usarán guantes de cuero y examinarán el cable en busca de defectos conforme pasa por sus manos.

Cuando se detecte una falla, se detendrá la corrieda del conductor y la sección fallada se reparará.

4.6.2

Flechas de Templado de los Conductores

La puesta en flecha del conductor se efectuará en horas en que la velocidad del viento sea nulo o muy bajo. Normalmente la puesta en flecha se hará entre dos estructuras de retención intermedias, pero si fuera necesario será obligación del Contratista proveer las retenciones temporales que sean requeridas para que las estructuras soporten las tensiones a las que estarán sometidas durante el trabajo.

Para poner en flecha los conductores se usará siempre que sea posible el método visual, empleando una niveleta y un anteojo largavista o teodolito firmemente fijado al poste. 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 anteojo y permitir una visual horizontal tangente a la catenaria del cable con la flecha correcta.

Si los métodos anteriores resultaran extremadamente laboriosos o imprácticos, el Contratista podrá utilizar un dinamómetro en perfectas condiciones y contrastado previ aprobación del Ingeniero. Con el objeto de evitar errores en el tensionado 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 equilibre las tensiones en todos los vanos. La flecha resultante después de esta operación deberá coincidir con los valores de flecha de las tablas de templeado correspondientes, las que serán proporcionadas por el Propietario y entregadas oportunamente al Contratista ver "Tablas de Tendido". Tales valores de flechas de templeado consideran el efecto de envejecimiento del conductor.

De preferencia la operación de puesta en flecha deberá efectuarse por lo menos dejando transcurrir 24 horas después del momento del tendido.

La tolerancia en la flecha real con relación a

la flecha teórica, tomando en cuenta las correcciones por envejecimiento al momento de efectuar la medición no será mayor del 5 %.

4.6.3 Anclaje, Templado y Atadura de los Conductores

Después que los conductores se han corrido a lo largo de la línea y emplamando donde sea necesario, se engraparán al soporte de anclaje donde se inicia la operación de templado.

Después que las grapas están aseguradas, son unidas a sus aisladores de suspensión y fijados junto con el conductor en el soporte de anclaje, con una cuerda que abraza un block de poleas unido a la cruceta.

El corte de los conductores se hará con herramientas que aseguren un corte neto, sin menos cabo de los alambres elementales que formen el conductor.

Las grapas de sujeción o anclaje serán ajustadas a los conductores de tal manera que permitan una plena conductividad y un completo esfuerzo mecánico. Este último deberá ser por lo menos igual al 95 % del esfuerzo de rotura del cable en el cual está instalado.

Si los conductores resultasen dañados, a criterio del Propietario se procederá a colocar manguitos de reparación o a cortar las secciones dañadas y unir los extremos. En el caso de que el conductor enrollado en una bobina tenga defectos apreciables, se podrá rechazar

toda la bobina a criterio del Propietario.

A solicitud del Propietario y en presencia - de su representante, el Contratista efectuará una unión modelo, la cual podrá ser sometida a una prueba de tensión a criterio del Propietario.

4.6.4 Amarre de Conductores

Los amarres se efectuarán en la forma mostrada en los Planos de Detalle.

No debe hacerse más de un empalme por conductor en un mismo vano, debiendo ubicarse éstos por lo menos a cuatro metros del punto de apoyo del conductor.

Se usarán los manguitos ovoides de comprensión para empalme, empleándose la herramienta compresora hidráulica manual y las matrices correspondientes a la sección (mm²) del conductor de aleación de aluminio.

Se aplicará pasta inhibidora compuesta de vaselina petrolífera, para proteger la superficie de contacto de la oxidación y polvo fino de zinc, el cual siendo mucho más duro que el aluminio, se embebe en el material conductor y provee puentes de contacto dentro de la junta, a través de toda su longitud.

Se recomienda que tanto los conductores de aluminio como los conectores y grapas sean bruñidos con una escobilla de alambre, tela, es-

meril o medio similar, para remover cualquier capa excesiva de película de óxido de aluminio. A este fin se aplicará a la unión una pequeña cantidad de inhibidor para excluir la humedad de los intersticios de la junta evitando la corrosión.

Los pernos de acero galvanizado recibirán tratamiento térmico para soportar la resistencia a las tensiones, sin pérdida de su ductibilidad.

Los pernos de aluminio serán de aleación 2024-T4, con acabado anticorrosivo. Esta ferretería se ajustará con mucho mayor cuidado que aquella de acero, debido a la menor resistencia del aluminio.

Cuando los conductores han sido fijados en el anclaje más alejado (en la dirección del tiro) el conductor en el extremo libre se unirá a la grapa de tracción, el cual estará suficientemente lejos del primer soporte, para reducir los esfuerzos del mismo.

La flecha necesaria es ajustada con la ayuda de señales rebatibles instaladas en los soportes, en los extremos de cada vano.

Es buena práctica darle al conductor una cierta cantidad de sobretensión en el punto de templeado, para emparejar las flechas en todos los vanos del tramo anclado. Por esta razón las flechas son visualizadas en el vano más alejado del punto de tracción y en el vano próximo

a él. La flecha necesaria será primero ajustada en el vano más lejano y luego en el vano más próximo.

Una vez que el conductor se ha ajustado, el block de poleas usado para el templado es reemplazado por las ataduras sobre los aisladores Pin, esto lo efectuarán dos operarios trabajando juntos. Uno de ellos mediante un tecla levantará la línea, mientras el otro - instalado en la cruceta, guía el conductor; efectúa el armado con varillas y la atadura - sobre el aislador.

4.6.5 Derivación de la Línea

Todas las derivaciones de la línea se efectuarán con suficiente holgura para darles libertad de movimiento. Donde se encuentre una toma que no se muestre en las láminas de detalle, ésta se efectuará dándole una doble curvatura en el plano vertical o una en el horizontal.

4.6.6. Conexión a Tierra

Durante y después del tendido, todos los conductores deberán ser conectados a tierra para evitar accidentes causados por cargas estáticas. El Contratista será responsable de la perfecta ejecución de las puestas a tierra, anotando los puntos de ubicación de las mismas, a fin de poder retirarlas fácilmente antes de entrar en servicio la línea.

Las conexiones a tierra permanentes se efectuarán de acuerdo con los diseños de construcción. Las conexiones en espiral (tipo bisagra) se colocarán en postes de alineamiento, solo si su colocación es expresamente indicada.

4.6.7 Pruebas

Después de terminado el montaje el Contratista deberá efectuar las siguientes pruebas en presencia del Propietario o de su representante:

- a) Medida de la resistencia de cada fase, lo cual no deberá exceder en más del 5% el valor teórico calculado a partir de la resistencia garantizada del conductor.
- b) Medida del aislamiento de la línea en los puntos que establezca el Propietario.
- c) Medida de la resistencia contra tierra de los soportes a los que les corresponde llevar puesta a tierra, la cual no deberá ser mayor de 20 ohmios.

Si es necesario serán colocadas otras puestas a tierra o tratarse el terreno, hasta alcanzar tal valor.

4.6.8 Despeje de la Vía

En la preparación de la vía, los árboles deben

ser removidos, las malezas seran despejadas y los árboles podados de tal modo que la vía que de libre desde el nivel de tierra y del ancho requerido.

Los árboles a los costados de la vía deben ser recortados simétricamente a menos que se especifique lo contrario. Los árboles secos que estén cerca de la vía y que pudieran golpear la línea con su caída, deberán retirarse. Los árboles inclinados fuera de la vía que pudieran golpear a la línea con su caída y que requieran ser cortados, si no fueran sacados pueden ser recortados de la punta excepto que sean árboles frutales que solo serán remochados y/o trasladados más no sacados, a menos que se a coordinado con el respectivo dueño.

4.7

INSTRUCCIONES GENERALES PARA LA SECUENCIA DE LOS TRABAJOS DE MONTAJE

A continuación se bosquejan las distintas fases del montaje del sistema:

- Estructuras, con montaje previo de aisladores y ferretería.
- Retenidas y anclaje.
- Conductor de alta tensión, templado y amarrar.
- Medida de la resistencia de cada fase y de la resistencia a tierra.
- Prueba de aislamiento por sectores de la red de alta tensión, línea a tierra y entre líneas.

CAPITULO V

PRESUPUESTO BASE

LINEA DE SUBTRANSMISION EN 20 KV

MINA AGUILA - SIHUAS - QUIHES

5.1 PRESUPUESTO DE SUMINISTRO DE MATERIALES

FECHA : OCT/83

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO (Miles Soles)	
		Unid.	Cantidad	Unitario	Total
1.0	ESTRUCTURAS :				
	Suministro de materiales y accesorios, segun planos y especificaciones de los siguientes tipos de estructuras:				
1.1	Tipo HSX	c/u	67	937.406	62.806.232
1.2	Tipo HTX	c/u	5	1,670.606	10.023.636
1.3	Tipo HSA	c/u	11	1,189.220	13.081.420
1.4	Tipo HSD	c/u	2	1,455.640	2.911.280
1.5	Tipo HTA	c/u	8	1,570.160	12.561.280
1.6	Tipo 2HTA	c/u	30	2,289.610	68.628.300
1.7	Tipo HTD	c/u	4	2,213.080	8.852.320
1.8	Tipo HTS	c/u	1	1,752.460	1.752.460
1.9	Tipo HT2D	c/u	1	2,525.520	2.525.520
1.10	Tipo HT2D'	c/u	1	2,503.220	2.503.220
	SUB - TOTAL PARTIDA 1.0				185.645.638
2.0	CONDUCTORES :				
	Suministro de conductores de Aleacion de Aluminio y accesorios para montaje, segun planos y especificaciones de las siguientes secciones :				
2.1	Conductor de Aleacion de Aluminio de 70 mm ²	Km	20.785	2,290.560	47.609.300
2.2	Conductor de Aleacion de Aluminio de 50 mm ²	Km	89.015	1,636.113	145.639.633
	SUB - TOTAL PARTIDA 2.0				193.247.933
3.0	RETENIDAS :				
	Suministro de materiales y accesorios para retenidas, segun planos y especificaciones	Jgo.	304	118.230	35.941.920
	SUB - TOTAL PARTIDA 3.0				33.813.780
4.0	PUESTA A TIERRA :				
	Suministro de materiales y accesorios para puesta a tierra por cada estructura, segun planos y especificaciones	Jgo.	131	147.889	19.373.459
	SUB - TOTAL PARTIDA 4.0				19.373.459
	TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES				432.390.777

LINEA DE SUBTRANSMISION EN 20 KV

MINA AGUILA - SIHUAS - QUIHES

5.2 PRESUPUESTO DE MONTAJE ELECTROMECHANICO

FECHA : OCT/85

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO (Miles Soles)	
		Unid.	Cantidad	Unitario	Total
1.0	REPLANTEO DE LA LINEA:				
	Incluye: ubicacion de Estructuras, toma de secciones transversales, determinacion de long. y cantidades de postes.	Km	34.933	189.350	6625.324
	MONTAJE DE ESTRUCTURAS - TIPOS:				
	Incluye: manipuleo y transporte local de materiales, caminos de acceso, ensamble, ereccion, instalacion de accesorios y alineamiento de la estructura.				
2.1	Montaje de la estructura tipo HSX, incluye todas las tareas de construccion descritas en 2.0 .	c/u	67	172.589	11563.463
2.2	Montaje estructura tipo HTX, idem a 2.0	c/u	6	172.589	1035.534
2.3	Montaje estructura tipo HSA, idem. a 2.0	c/u	11	172.589	1898.479
2.4	Montaje de la estructura tipo HTA, idem a 2.0	c/u	8	172.589	1380.712
2.5	Montaje de la estructura tipo HSD, idem a 2.0	c/u	2	366.139	732.278
2.6	Montaje de la estructura tipo ZHTA, idem a 2.0	c/u	30	366.139	10984.170
2.7	Montaje de la estructura tipo HTD, idem a 2.0	c/u	4	366.139	1464.556
2.8	Montaje de la estructura tipo HT2D, idem a 2.0	c/u	1	366.139	366.139
2.9	Montaje de la estructura tipo HT2D', idem a 2.0	c/u	1	366.139	366.139
2.10	Montaje de la estructura tipo HTS, idem a 2.0	c/u	1	366.139	366.139
	SUB - TOTAL PARTIDA 2.0				32177.629
3.0	EXCAVACION Y RELLENO DE LA BASE DE UNA ESTRUCTURA:				
	Incluye: arena, piedra, transp. de materiales y compactacion				
3.1	Excavacion y relleno de la base de una estructura en terreno blando, incluye tareas descritas en 3.0	m3	37.44	10.242	379.972
3.2	Excavacion y relleno de la base de una estructura en terreno normal, incluye tareas descritas en 3.0	m3	73.44	13.554	995.406
3.3	Excavacion y relleno de la base de una estructura en terreno rocoso, incluye tareas descritas en 3.0	m3	77.76	46.560	3610.506
	SUB - TOTAL PARTIDA 3.0				4995.884

LINEA DE SUBTRANSMISION EN 33 KV

MINA AGUILA - SIHUAS - QUIRES

PRESUPUESTO DE MONTAJE ELECTROMECHANICO

FECHA : OCT/88

ITEM	DESCRIPCION	METRADO		COSTO (Miles Soles)	
		Unid.	Cantidad	Unitario	Total
4.0	INSTALACION DE UNA RETENIDA Y BLOQUE DE ANCLAJE: ----- Incluye suministro e instalacion de un bloque de anclaje, transporte de materiales, excavacion, instalacion de la varilla de anclaje con sus accesorios, relleno compactado e instalacion cable con sus accesorios.				
4.1	Instalacion de una retenida y un bloque de anclaje en terreno blando, incluye las tareas descritas en 4.0	m ³	84.960	10.596	900.236
4.2	Instalacion de una retenida y bloque de anclaje en terreno normal, incluye las tareas descritas en 4.0	m ³	175.680	14.358	2522.413
4.3	Instalacion de una retenida y bloque de anclaje en terreno rocoso, incluye las tareas descritas en 4.0	m ³	148.32	20.144	2997.760
	SUB - TOTAL PARTIDA 4.0				6410.409
5.0	INSTALACION DE LINEA 30, COND. ALEACION DE ALUMINIO: ----- Incluye, manipuleo y transporte local de materiales, tendido del conductor de 70 y/o 50 mm ² , puesta en flecha, instalacion de varilla de armar, manguitos de reparacion y empalmes.	Km	36.57	1900.057	69485.084
6.0	INSTALACION DE AISLADORES Y DISPOSITIVOS DE FIJACION: ----- Incluye, transporte y ensamble de aisladores y ferreteria, limpieza de aisladores y revision de cadenas.				
6.1	Instalacion de cadena de aisladores, incluye tareas de 6.0	Est.	64	168.776	10801.856
6.2	Instalacion de aisladores Tipo Pin, incluye tareas de 6.0	Est.	76	94.536	7192.336
	SUB - TOTAL PARTIDA 6.0				17994.192
7.0	LIMPIEZA DE VIA : Incluye, eliminacion y/o traslado de arboles en la franja de servidumbre de la linea.				
8.0	INSTALACION Y MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA : Incluye, conexiones a la ferreteria y medida de la resistencia de puesta a tierra.	c/u	131	13.25	1735.250
9.0	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO:	Glob.			22934.200
	TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO				202940.250

LINEA DE SUBTRANSMISION EN 20 KV

MINA AGUILA - SIHUAS - QUICHES

5.3

RESUMEN DE PRESUPUESTO

DESCRIPCION	COSTO (Miles Dólares)
SUMINISTO DE MATERIALES	432080.777
MONTAJE ELECTROMECHANICO	292943.252
TRANSPORTE	34566.462
GASTOS GENERALES, DIR. TEC. Y UTILIDADES	134045.381
TOTAL	893635.872

COSTO EN \$ U.S.A : 446818

LINEA DE SUBTRANSMISION EN 20 KV

MINA AGUILA - SIHUAS - QUINES

5.4 PRESUPUESTO UNITARIO DE ESTRUCTURAS TIPICAS

FECHA : OCT/83

ITEM	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO (Miles soles)	CANTIDAD					
			HSX	HTX	HSA	HSD	HTA	HTA
1.0	Poste de madera Nacional tratada(Eucalipto)	182.78	2	2	2	2	2	2
2.0	Cruceta de Acero Galvanizado	133.95	2	2	2	4	2	2
3.0	Diagonales de Acero Galvanizado	38.92	2	2				
4.0	Perno pasante de 3/4plq0x250mm con tuerca y contratuerca a cada lado)	5.70	4	4				
5.0	Perno pasante de 7/8plq0x210mm (con dos tuercas a cada lado)	4.90	2	2	2	4	2	3
6.0	Platina de soporte de doble armado tipo E (incluye perno de sujecion)	24.48	3	-	3	3	-	3
7.0	Platina de soporte de doble armado tipo A (incluye perno de sujecion)	26.20	-	3	3	2	3	-
8.0	Espiga de soporte de aislador fijo en cruceta de Acero Galvanizado	4.52	3	-	-	3	-	-
9.0	Aislador tipo PIN, Clase ANSI 56-2	30.64	3	-	-	3	-	-
10.0	Gancho tipo BALL - HOOK	8.16	-	6	3	2	6	6
11.0	Aislador BALL and SOCKET, CLASE ANSI 52 -3	31.3	-	18	9	6	18	27
12.0	Adaptador tipo SOCKET - EYE	10.67	-	12	6	4	12	18
13.0	Grampa de suspension	17.40	-	-	3	-	-	3
14.0	Grampa de anclaje	15.00	-	6	-	2	3	6
15.0	Grampa conectora de dos vias, de uno o dos pernos	5.80	-	3	-	2	3	6
16.0	Perno ojo, con tuerca y arandela tipo resorte de 3/4 pulg Ø	3.48	-	-	3	-	-	3
17.0	Grillete de anclaje	6.38	-	-	3	-	-	3
18.0	Perno y tuerca ojo 3/4plq0 X 10plq longitud	5.70	-	-	-	-	-	3
19.0	Varilla de armar para aislador tipo PIN	4.92	3	-	-	3	-	-
20.0	Abrazadera para cables de 9plq - 12 plq de Ø	10.00	-	-	-	-	-	3
21.0	Varilla de armar para cadena de suspension	6.84	-	-	3	-	-	-
COSTO TOTAL POR ESTRUCTURA(Miles Soles)			1937.406	1670.61	1189.22	1455.84	1570.16	2269.61

LINEA DE SUBTRANSMISION EN 20 KV

MINA AGUILA - SIHUAS - QUIRES

5.5 PRESUPUESTO UNITARIO DE ESTRUCTURAS DE DERIVACION

FECHA : OCT/88

ITEM	DESCRIPCION	COSTO UNITARIO (Miles soles)	CANTIDAD			
			HTD	HTS	HT20	HT20'
1.0	Poste de madera Nacional tratada(Eucalipto)	182.78	2	2	2	2
2.0	Cruceta de Acero Galvanizado	133.95	3	3	6	3
3.0	Perno pasante de 7/8"plq x210mm (tuerca mas cont- ratuerca)	6.79	4	4	8	4
4.0	Platina de soporte de doble armado tipo E (In- cluye perno de sujecion)	24.48	3	-	-	3
5.0	Platina de soporte de doble armado tipo A (In- cluye perno de sujecion)	26.20	6	3	6	7
6.0	Espiga de soporte de aislador fijo en cruceta de Acero Galvanizado	4.52	3	3	3	3
7.0	Aislador tipo PIN, Clase ANSI 56-2	30.64	3	-	5	3
8.0	Gancho tipo BALL - HOOK	8.16	9	6	8	10
9.0	Aislador BALL and SOCKET, CLASE ANSI 52 -3	31.3	24	18	20	24
10.0	Adaptador tipo SOCKET - EYE	10.67	12	12	10	16
11.0	Gramoa de anclaje	15.08	9	6	3	10
12.0	Gramoa conectora de dos vias, de uno o dos pernos	5.80	2	6	11	12
COSTO TOTAL POR ESTRUCTURA(Miles Soles)			2213.89	1752.46	2526.50	2503.20

C O N C L U S I O N E S

1. Al efectuar la evaluación estadística de la población, se observa que en el período de 1961 a 1972 ha existido un decrecimiento, explicado por el fenómeno migratorio a consecuencia del sismo de 1970 que azotó al Departamento de Ancash.
2. La zona del Proyecto, tiene una característica netamente rural, donde la energía eléctrica es requerida para uso doméstico principalmente; quedando justificado la implementación de la línea, por ser de interés social.
3. El estudio de la demanda eléctrica proyectada para un período de 20 años (1985-2005), ha determinado que el Pequeño Sistema Eléctrico requiere para el último año de proyección 1668 kW; de los cuales el 87% será transportado por la línea en suministro trifásico distribuyéndolo a diez localidades y el 13% a tres localidades mediante el ramal monofásico Mina Aguila- Umbe.
4. La línea permitirá dotar de energía eléctrica a las localidades de Acabamba, Bellavista, Cas hapampa, Chingalpo, Huayllabamba, Quiches, Ragash, Santa Clara, Sihuas y los pequeños centros poblados que se encuentran a lo largo de la línea; lo que incentivará el desarrollo de la zona, contribuyendo al mejoramiento de los niveles de vida.
5. La línea proyectada, constituye la línea troncal del Pequeño Sistema Eléctrico Sihuas- Quiches; que permitirá suministrar energía eléctrica a las diez localidades mencionadas, reforzando el sistema eléctrico de la localidad de Sihuas y dotándole de éste servicio a las nueve localidades restantes.
6. La línea presenta tres tramos diferenciados debido a las condiciones geográficas, climáticas

y requerimientos de carga. Los requerimientos de carga en el punto de derivación a Si huas es 1275 kW, en Huayllabamba 500 kW y en Quiches de 300 kW.

7. De los análisis teóricos de alternativas de tensión de transmisión, se ha obtenido que la alternativa No. 2 con transmisión en 20 kV es la óptima; por presentar, tanto los costos anuales como la inversión inicial más económica, esta tensión es normalizada.
8. Para la selección del conductor y la estructura prototipo, el análisis se efectuó para conductores de cobre, Aluminio con acero reforzado (ACSR) y Aleación de Aluminio (AASC) para secciones con idéntica capacidad de transmisión de potencia; con las estructuras típicas HPX, HSX, T3S y T3P; los resultados muestran que la alternativa más económica de la línea (\$ /Km), corresponde al conductor de Aleación de aluminio y la estructura HPX que será la estructura prototipo.
9. Los resultados del análisis de selección de conductor y estructura prototipo muestran que, los costos relativos de la línea con la estructura HPX y conductor de Aleación de Aluminio; son inferiores, considerando esta misma estructura, con conductor de cobre del 48% a 97% y un conductor de Aluminio con acero reforzado del 17% a 30%.
10. La línea diseñada por ser corta, sus parámetros son longitudinales; esto significa que la capacitancia y perditanca son despreciables, obteniéndose una regulación de 4.79% en el punto más alejado (Quiches).
11. Las potencias de cortocircuito son bajas, esto nos permite disminuir la inversión en el sistema de protección, utilizando seccionadores-fusibles (cut-out), debido a que el costo de la protección es función de la confiabilidad del servicio.

12. El tipo de terreno donde será tendida la línea es variada, presentando una resistividad variable, de valores elevados (mayor de 100 ohm - m); el sistema de puesta a tierra ha sido diseñado considerando rango de resistividades y diferenciando las zonas, como son: tránsito frecuente y tránsito reducido, requiriendo esta última menores exigencias, lo que permite reducir sus costos.
13. La topografía del terreno es muy accidentada presentándose grandes vanos, que conduce a obtener flechas de valores elevados y determinándose que la distancia entre conductores en la estructura es elevada (0.7 - 6.3 mts.), lo que ha conducido a deshechar el tipo de estructura monoposte.
14. Los cálculos mecánicos se efectuaron computacionalmente, lo que ha permitido analizar una serie de alternativas que han determinado el tipo de estructura y sus características.
15. La utilización de postes de madera de Eucalipto, permitirá utilizar los recursos de la zona y reducir los costos de la línea, por cuanto el costo debido a las estructuras representa el 42.9% del costo de suministro de materiales.
16. Para un adecuado aprovechamiento de los recursos forestales que ofrecen las zonas rurales, la empresa concesionaria (ELECTROPERU) debe crear la infraestructura necesaria para la industrialización de los postes de madera manteniendo un stock adecuado, para la reposición e implementación de los nuevos proyectos.
17. El presupuesto ha sido efectuado tomando como referencia las cotizaciones al 31 de octubre de 1983, obteniendo un Presupuesto total de S/. 893'635,872, equivalente a \$ USA 446,818 (Tasa de cambio S/. 2,000) y que nos da un costo promedio de línea de 12,766 \$/Km.
18. Las líneas de subtransmisión por tener la misión de interconectar eléctricamente a las lo

calidades aisladas, deben ser normalizadas por ELECTROPERU para una capacidad de transporte y longitud determinada, facilitando el desarrollo de los P.S.E. y a la vez contar con un stock - adecuado para un mantenimiento programado.

19. Para el desarrollo de los proyectos de las líneas de subtransmisión, no se cuenta en el país con normas coherentes; existiendo discrepancia entre el Código Nacional de Electricidad y la Norma MEM-DGE- 009 TD-2/1982, respecto a los niveles de tensión, las que deben ser uniformizadas para evitar la utilización de una serie de niveles de tensión.

20. La energía eléctrica es un buen indicador del desarrollo de los pueblos, lo que implica dar mayor impulso al desarrollo de los P.S.E. dentro de un programa planificado y con una proyección futura, lo que permitirá incentivar el desarrollo de los pueblos del interior.

-.-.-.-.-

B I B L I O G R A F I A

1. "Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión", G. Zopetti, Ed. Gustavo Gil , 2da. Edición, Barcelona.
2. "Principios de diseño de Aislamiento para líneas de Transmisión", NGK - Insulator's Ltd., 1968.
3. "Determinaciones para la construcción de líneas aéreas de energía eléctrica mayores de 1 KV", VDE 0210/5.69, Ed. Verband Deutscher Elektrotechniker 1970.
4. "Comportamiento de la Demanda por usuario en función del Tiempo", L.Torres C., C. Torres, III CONIMERA, 1975.
5. "Método para determinar la máxima demanda Individual y el Factor de simultaneidad", L.Torres C., L. Vergara, III CONIMERA, 1975.
6. "El factor de pérdidas y su relación con el factor de carga", L.Torres C., IV CONIMERA, 1977.
7. "Costos unitarios de líneas de transmisión y sub - estaciones", J. Madueño H, MEM, 1977.
8. "Código Nacional de Electricidad", Tomo I y IV, Ministerio de Energía y Minas, 1978.
9. "Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", W. Stevenson, Ed. Mc Graw Hill, Bogotá, 1979.
10. "Sistemas Eléctricos de gran Potencia", B.M. Weedy, Ed. Reverté, 2da. Edición.
11. "Curso de Líneas de Transmisión", G. Barera- UNI.

12. "Líneas de Transporte de Energía", Luis M. Checa, Edt. Marcombo, 2da Edición, Barcelona 1979.
13. "Diagnóstico de Generación y Distribución a nivel Nacional", VIII CLER, 1979.
14. "Suministro de Energía Hidroeléctrica a Cobriza - Análisis de Tensión de Transmisión", L. Torres C., V CONIMERA, 1979.
15. "La Ciencia de la puesta a tierra de Sistemas de Energía", Dr. Dinker Mukhadkar, 1979.
16. "Diseño Mecánico de Líneas de Transmisión con Aplicación de la Microcomputadora Radio Shack TRS-80", L. Torres Casabona, 1980.
17. "Estimación de la Demanda Eléctrica de Centros poblados menores", L. Torres C, VIII Reunión del CIER, 1981.
18. "Design Manual for High Voltage Transmission Lines", REA Boletín 62-1, 1981.
19. "Optimización en el Diseño de Sistemas de puesta a tierra en Líneas de Transmisión", Hugo Angles, Tesis de Grado, UTC Callao 1981.
20. "Instalación, protección y mantenimiento en Redes de Distribución", Seminario Profesional, UNI, 1982.
21. "Norma de Tensiones de Distribución Primaria y Secundaria", MEM - DGE-009 TD -2/1982.
22. "Diseño de Líneas de Transmisión aérea a Altas Tensiones", H. Untiveros Z., 1983.
23. "Norma de conductores eléctricos en Redes de Distribución aérea", MEM-DGE-019-CA-2/1983.